
Предисловие

Конечная цель сооружения нефтяных и газовых скважин – достижение залежей углеводородов в земных недрах и получения их промышленного притока.

Все предусмотренные проектным заданием работы на завершающем этапе бурения объединяют единым термином “заканчивание скважин”. Поэтому под заканчиванием скважин будем понимать комплекс технологических процессов от начала вскрытия продуктивных пластов бурением до окончания их освоения как промышленного объекта.

Этот комплекс включает:

- первичное вскрытие продуктивных пластов посредством бурения ствола;
- испытание пластов в период бурения;
- крепление ствола скважины и разобщение пластов обсадными трубами и тампонажными материалами;
- создание фильтра между продуктивными пластами и скважиной;
- вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией;
- вызов притока флюида из продуктивных пластов;
- исследование эксплуатационных характеристик продуктивных пластов.

Эти процессы включают в себя многочисленные операции как систематически применяемые при бурении (спуск-подъем бурильного инструмента, промывка и углубление ствола скважины, регулирование свойств технологических растворов и др.), так и специфические (спуск эксплуатационной колонны, сооружение фильтра, приготовление специальных тампонажных или других технологических растворов, цементирование эксплуатационных колонн, перфорация обсадных труб и цементной оболочки за ними, испытание продуктивных пластов специальными устройствами – пластоиспытателями, уменьшение гидростатического давления столба жидкости в скважине с целью вызова притока пластового флюида и т.д.).

Такое многообразие специальных технологических операций требует особого подхода к изучению круга проблем и вопросов, охватываемых термином “заканчивание скважин”.

Поэтому заканчивание скважин выделено в отдельную профилирующую дисциплину, обязательную для студентов, обучающихся по специальности “Бурение нефтяных и газовых скважин”.

Вопросы заканчивания скважин в той или иной мере освещены в ряде учебников по технологии бурения скважин.

В 1979 г. в издательстве “Недра” вышел учебник Е.М. Соловьева “Заканчивание скважин”, в котором в значительной степени обобщена технология заканчивания нефтяных и газовых скважин. К сожалению, в течение последних 20 лет упомянутый учебник не переработан

вался и не переиздавался, хотя некоторые материалы устарели и потеряли актуальность, а новые технологические достижения в этой области требуют освещения и анализа.

В связи с этим представляется целесообразным с целью углубления изучения процессов, составляющих заканчивание нефтяных и газовых скважин, с учетом современных достижений науки и практики создать учебное пособие с аналогичным названием, в котором было бы акцентировано внимание студентов на методах оценки качества заканчивания скважин, новых технологических жидкостях и операциях, позволяющих сохранить естественные эксплуатационные характеристики фильтровой зоны системы скважина – пласт, современном оборудовании, используемом при заканчивании скважин, а также на передовом зарубежном опыте в этой области.

Изучению дисциплины “Заканчивание скважин” предшествуют знания, полученные в курсах “Химия”, “Физика”, “Гидромеханика”, “Гидромашины и компрессоры”, “Геология”, “Геофизика”, “Технология бурения скважин”. Параллельно с курсом “Заканчивание скважин” изучаются специальные курсы “Буровые промывочные и тампонажные растворы”, “Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин”.

Поэтому вопросы, рассматриваемые в упомянутых курсах, исключены из учебного пособия “Заканчивание скважин” либо отражены в нем кратко.

Дисциплина “Заканчивание скважин” играет большую роль в формировании специалиста по бурению нефтяных и газовых скважин. Рассматриваемый в указанной дисциплине цикл работ является наиболее ответственным, так как от качества выполнения этих работ в решающей степени зависит функционирование скважины как долговременного и качественного промышленного объекта.

Проблемы качественного и эффективного вскрытия продуктивных пластов, выбора типов и рецептур буровых растворов и жидкостей для глушения скважин, скоростной проходки горизонтальных стволов по заданной траектории, крепления скважин с использованием тампонажных растворов, не ухудшающих характеристики продуктивных пластов, т.е. весь комплекс проблем по заканчиванию скважин остаются не до конца решенными, хотя за последние годы усовершенствовались техника и технология для заканчивания скважин, созданы новые эффективные материалы, уверенно внедряются научные достижения в производство, сделан шаг вперед по оценке качества скважины как эксплуатационного объекта.

Глава 1

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Инженерный подход к заканчиванию скважин основывается на научном описании процессов взаимодействия технических средств с внешней средой, которое невозможно без широкого применения методов математики, механики, физикохимии, геологии, геофизики, статистики и других наук. Без основных сведений ряда научных дисциплин невозможны высококачественное проектирование и реализация процесса строительства скважин, а тем более совершенствование техники и технологии бурения.

1.1. ЭЛЕМЕНТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ФИЗИКИ ПЛАСТА

Геологическая информация является основой решения практически всех задач при проектировании и управлении процессами строительства скважин. Характеристики пород и пластовых флюидов, проходимого скважиной разреза во многом обуславливают выбор долот, бурового раствора, методов вскрытия, вызова притока и др.

1.1.1. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Нефть и газ аккумулируются в трещинах, порах и пустотах горных пород. Поры пластов малы, но их много, и они занимают объем, иногда достигающий 50 % общего объема пород. Нефть и газ обычно заключены в песчаниках, песках, известняках, конгломератах, которые являются хорошими коллекторами и характеризуются проницаемостью, т.е. способностью пропускать

через себя флюиды. Глины также обладают высокой пористостью, но они недостаточно проницаемы вследствие того, что соединяющие их поры и каналы очень малы, а флюид, находящийся в них, удерживается в неподвижном состоянии капиллярными силами.

Пористость зависит в основном от размера и формы зерен, степени их уплотнения и неоднородности. В идеальном случае (отсортированные однородные по размерам сферические зерна) пористость не зависит от размеров зерен, а определяется их взаимным расположением и может изменяться в пределах 26–48 %. Пористость естественной песчаной породы, как правило, значительно меньше пористости фиктивного грунта, т.е. грунта, составленного из шарообразных частиц одинакового размера.

Песчаники и известняки имеют еще более низкую пористость из-за наличия цементирующего материала. Наибольшая пористость в естественном грунте присуща пескам и глинам, причем она возрастает (в отличие от фиктивного грунта) с уменьшением размера зерен породы, так как в этом случае их форма становится все более неправильной, а следовательно, и упаковка зерен – менее плотной. Ниже приведена пористость (в %) для некоторых пород.

Глинистые сланцы	0,5–1,4
Глины	6–47
Пески	6–47
Песчаники	3,5–29
Известняки и доломиты.....	0,5–33

С увеличением глубины вследствие повышения давления пористость горных пород обычно снижается. Пористость коллекторов, на которые бурят эксплуатационные скважины, изменяется в следующих пределах (в %).

Пески.....	20–25
Песчаники	10–30
Карбонатные породы	10–20

Карбонатные породы характеризуются обычно наличием трещин различных размеров и оцениваются коэффициентом трещиноватости.

Одна из характеристик горных пород – гранулометрический состав, от которого во многом зависят другие физические свойства. Под этим термином понимается количественное содержание в породе разных по размеру зерен (в % для каждой фракции). Гранулометрический состав сцементированных пород определяется после их предварительного разрушения. Гранулометрический состав горных пород в известной мере характери-

зует их проницаемость, пористость, удельную поверхность, капиллярные свойства, а также количество остающейся в пласте нефти в виде пленок, покрывающих поверхность зерен. Гранулометрическим составом руководствуются в процессе эксплуатации скважин при подборе фильтров, предотвращающих поступление песка, и т.д. Размер зерен большинства нефтеносных пород колеблется от 0,01 до 0,1 мм. Однако обычно при изучении гранулометрического состава горных пород выделяют следующие размерные категории (в мм):

Галька, щебень	>10
Гравий	10-2
Песок:	
грубый	2-1
крупный	1-0,5
средний	0,5-0,25
мелкий.....	0,25-0,1
Алевролит:	
мелкий.....	0,1-0,05
крупный	0,05-0,01
Глинистые частицы	<0,01

Частицы размером примерно до 0,05 мм и их количество (в %) устанавливают методом отсева на наборе сит соответствующего размера с последующим взвешиванием остатков на ситах и отношением их к первоначальной пробе. Содержание более мелких частиц определяется методами седиментации.

Неоднородность пород по механическому составу характеризуется коэффициентом неоднородности k_n – отношением диаметра частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60 % по массе от всей массы песка, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10 % по массе от всей массы песка (d_{60}/d_{10}). Для “абсолютно” однородного песка, все зерна которого одинаковы, коэффициент неоднородности $k_n = d_{60}/d_{10} = 1$; k_n для пород нефтяных месторождений колеблется в пределах 1,1–20.

Способность горных пород пропускать через себя жидкости и газы называется проницаемостью. Все горные породы в той или иной степени проницаемы. Но при определенных перепадах давления одни породы непроницаемы, другие проницаемы. Все зависит от создаваемого перепада давления размеров сообщающихся пор и каналов в породе (чем меньше поры и каналы в горных породах, тем ниже их проницаемость). Обычно проницаемость в перпендикулярном к напластованию направлении меньше его проницаемости вдоль напластования.

Поровые каналы бывают сверхкапиллярными, капиллярными и субкапиллярными. В сверхкапиллярных каналах, диаметр которых более 0,5 мм, жидкости движутся по законам ги-

дравлики. В капиллярных каналах диаметром от 0,5 до 0,0002 мм при движении жидкостей существенно проявляются поверхностные силы (поверхностное натяжение, капиллярные силы прилипания, сцепления и т.д.), которые создают дополнительные сопротивления движению жидкости в пласте. В субкапиллярных каналах, имеющих диаметр менее 0,0002 мм, поверхностные силы настолько велики, что движения в них жидкости практически не происходит. Нефтяные и газовые горизонты в основном имеют капиллярные каналы, глинистые – субкапиллярные.

Между пористостью и проницаемостью горных пород прямой зависимости нет. Песчаные пласты могут иметь пористость 10–12 %, но быть высокопроницаемыми, а глинистые при пористости до 50 % – оставаться практически непроницаемыми.

Для одной и той же породы проницаемость будет изменяться в зависимости от количественного и качественного состава подвижных фаз, так как по ней могут двигаться вода, нефть, газ или их смеси. Поэтому для оценки проницаемости нефтесодержащих пород приняты понятия: абсолютная (физическая), эффективная (фазовая) и относительная проницаемость.

Абсолютная (физическая) проницаемость определяется при движении в горной породе одной фазы (газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия их с пористой средой и при полном заполнении ими пор породы).

Эффективная (фазовая) проницаемость – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при содержании в порах другой жидкой или газообразной фазы. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности ее жидкостью или газом.

Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости к физической.

Значительная часть коллекторов неоднородна по текстуре, минералогическому составу и физическим свойствам по вертикали и горизонтали. Иногда обнаруживаются существенные различия физических свойств на небольших расстояниях.

В естественных условиях, т.е. в условиях действия давлений и температур, проницаемость кернов иная, чем в атмосферных условиях, часто она необратима при создании в лаборатории пластовых условий.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти и газа в пласте определяются объемом трещин. Эти залежи приурочены, главным образом, к карбонатным породам, а иногда – к терригенным.

Обычно строгой закономерности в распределении систем трещиноватости по элементам структур, к которым приурочены нефте- и газосодержащие залежи, не наблюдается.

Коэффициент проницаемости для трещинных коллекторов

$$k_{\tau} = 85\,000b^2 m_{\tau},$$

где b – раскрытость трещины; m_{τ} – трещинная пористость в долях единицы.

Для определения трещинной пористости применяют методы изучения шлифов, измерения объема трещин путем насыщения керна жидкостями и др.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в породе обычно присутствуют две или три фазы одновременно. В этом случае проницаемость породы для какой-нибудь одной фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. С увеличением содержания воды в пласте проницаемость его для нефти снижается, и при водонасыщенности, составляющей примерно 80 %, движение нефти прекращается.

Под удельной поверхностью частиц породы понимают суммарную площадь поверхности частиц в единице объема породы. При плотной укладке мелких частиц породы их удельная поверхность достигает больших значений. Действие молекулярных сил, адсорбционная способность пород и наличие связанной воды зависят от удельной поверхности смачивания горных пород жидкостью при наличии огромного количества капиллярных и субкапиллярных пор и каналов в пласте.

Представление о размерах площади поверхности каналов и пор можно составить по площади поверхности фиктивного грунта в единице объема. Если в 1 м^3 породы принять n – число песчинок, f – площадь поверхности одной песчинки, V – объем песчинки, m – пористость, d – диаметр песчинок, то будем иметь

$$f = \pi d^2; V = \pi d^3 / 6; n = (1 - m) / V.$$

Тогда суммарная площадь поверхностей песчинок в 1 м^3 горной породы

$$S = nf = \frac{(1 - m)}{V} \pi d^2 = \frac{6(1 - m)\pi d^2}{\pi d^3} = \frac{6(1 - m)}{d}.$$

При $m = 0,2$, $d = 0,1$ мм суммарная площадь $S = 48\,000\text{ м}^2/\text{м}^3$.

При диаметре песчинок менее 0,1 мм значение S будет стремительно возрастать; тогда количество нефти, только смачивающей эту поверхность, составит весьма существенный объем.

Эта нефть без дополнительных воздействий на пласт не извлекается.

Удельная поверхность имеющих промышленное значение нефтегазосодержащих пород колеблется в пределах от 40 000 до 230 000 м²/м³.

Для оценки удельной поверхности частиц существуют различные методы, большая часть которых основана на прохождении измеряемого объема воздуха через образец соответствующих размеров при некотором (фиксированном) перепаде давления в течение времени, которое подлежит определению.

Для практических целей удельная поверхность (в м²/м³) нефтесодержащих пород может быть оценена по формуле

$$S_1 = 7 \cdot 10^5 m \sqrt{m} / \sqrt{k}, \quad (1.1)$$

где m – пористость, доли единицы; k – коэффициент проницаемости, мкм².

Наибольшее значение из механических свойств горных пород для бурения имеют твердость, прочность (пределы прочности на сжатие, изгиб, разрыв, скол, сдвиг и др.), упругость, пластичность, хрупкость.

Горные породы, имеющие указанные свойства, сопротивляются внедрению в них разрушающего инструмента и разрушению; пластичность глин и солей объясняет “вытекание” их в скважину; недостаточная прочность скелета пласта приводит к его гидроразрыву, разрушению потока и т.д. Пластические свойства горных пород еще недостаточно изучены, однако механика разрушения горных пород уже обладает некоторыми закономерностями, позволяющими их учитывать, что весьма важно при заканчивании скважин и их последующей эксплуатации.

Упругие свойства (в соответствии с законом Гука) оцениваются коэффициентом объемной упругости пористой среды (в 1/Па):

$$\beta = \Delta V_{\text{пор}} / (V_0 \Delta p), \quad (1.2)$$

где $\Delta V_{\text{пор}}$ – изменение объема пор зерна при изменении давления на Δp ; V_0 – объем зерна.

Этот коэффициент характеризует относительное (по отношению ко всему выделенному элементу объема пласта) изменение объема порового пространства при изменении давления на 1 МПа. Для нефтесодержащих пластов значение β изменяется в пределах $(0,1 \div 2) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, т.е. на каждый 0,1 МПа умень-

шения давления объем пор в породе изменяется в пределах $1/330\ 000 - 1/50\ 000$ своего первоначального значения.

Одна из важнейших геологических характеристик – пластовое давление, создаваемое в порах породы пласта водой, нефтью или газом. Оно называется также внутрипластовым давлением.

Имеются залежи, где давление флюидов превышает обычное (близкое к гидростатическому) в 1,3 – 1,6 раза и даже достигает горного давления. Такое давление называют аномально высоким пластовым давлением (АВПД). В случае АВПД жидкость или газ в поровом пространстве пород пласта находится частично под действием горного давления. На АВПД оказывает влияние также повышение температуры окружающих пород. В случае замкнутого резервуара оно может быть очень высоким. Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубине до 3500–4000 м сравнительно невелико и не превышает 10–15 %. При дальнейшем увеличении глубины содержание флюидных скоплений с АВПД возрастает. По мере роста глубины залегающего абсолютного давления в пласте повышается.

Отношение пластового давления $p_{пл}$ к давлению столба пресной воды p_v на данной глубине принято называть коэффициентом аномальности:

$$a = p_{пл}/p_v. \quad (1.3)$$

Известны пласты с коэффициентом аномальности, равным 1,5–2,0 и выше. Очень часто при бурении скважин встречаются пласты с пониженными давлениями ($a < 1$).

Другая важная характеристика – пластовая температура. С глубиной температура растет, и в среднем этот рост составляет примерно 1° на 33 м. Однако опыт бурения скважин подтверждает существенные отклонения от средних значений. В процессе циркуляции бурового раствора температуры по стволу скважины несколько выравниваются. Температурный фактор весьма важен при выборе буровых и тампонажных растворов, при их химической обработке. Он оказывает влияние на многие технологические процессы при заканчивании скважин.

1.1.2. СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Пластовые воды оказывают весьма существенное влияние на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин. Пластовые воды – постоянные спутники нефтегазо-

вых месторождений. Они играют большую роль в поисках и разработке залежей углеводородов.

Вода различается по наличию растворенных в ней примесей и солей. По температуре воды делятся на холодные, теплые, горячие и очень горячие. Температура воды существенно влияет на количество содержащихся в ней солей и газов. По положению относительно нефтегазоносных горизонтов пластовую воду относят к краевой, подошвенной воде; она бывает верхней, нижней, погребенной (реликтовой), находящейся непосредственно в нефтяном пласте и остающейся неподвижной при движении нефти. Солевой состав вод в нефтяном пласте неодинаков для всех частей структуры.

При изучении пластовых вод для характеристики их свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, рН, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное натяжение, а также проводить анализ растворенных газов – бактериологический или микробиологический.

Общая минерализация воды выражается суммой содержащихся в ней химических элементов, их соединений и газов. Она оценивается по сухому (или плотному) остатку, который получается после выпаривания воды при температуре 105–110 °С. По количеству сухого остатка воды разделяются на пресные (содержание солей < 1 г/л), слабосоленые (1–5 г/л), соленые (5–10 г/л), рассолы (≥ 50 г/л).

Главные химические компоненты в подземных водах: хлорид-ион Cl^- , сульфат-ион SO_4^{2-} , гидрокарбонатный HCO_3^- и карбонатный CO_3^{2-} ионы, а также ионы щелочных и щелочноземельных металлов и оксидов (натрия Na^+ , кальция Ca^{2+} , магния Mg^{2+}), железа Fe и SiO_2 (в коллоидном состоянии). В воде растворяются азот, кислород, углекислый газ, сероводород и т.д. В настоящее время принятая форма химического анализа воды – ионная. Так как молекулы солей в растворе распадаются на катионы и анионы, те и другие должны находиться в эквивалентных количествах. Для перевода результатов анализа воды, выраженных в ионной форме, в эквивалентную, следует количество каждого найденного элемента (в мг/л) разделить на его эквивалентную массу. Эквиваленты ионов могут быть выражены также в процентах от суммы анионов и катионов, каждая сумма анионов и катионов принимается за 50 или 100 %.

Для подземных вод нефтегазовых месторождений характерно повышенное содержание иода, брома, бора, аммония и вблизи нефтяной залежи – нафтеновых кислот. По химическому

составу это обычно хлоридно-кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией 50 г/л и выше. Воды нефтяных месторождений бывают кислые и щелочные гидрокарбонатно-натриевого и иногда хлоридно-сульфатно-натриевого состава.

При оценке подземных вод (для питания паровых котлов, хозяйственных целей и т.д.) следует обращать внимание на жесткость воды, под которой понимают свойство воды, обусловленное содержанием в ней солей кальция и магния: $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, CaSO_4 , CaCO_3 , CaCl_2 , MgCl_2 . Различают жесткость общую, характеризующуюся присутствием солей Ca и Mg, постоянную, обусловленную содержанием солей Ca и Mg, за исключением бикарбонатов, и временную, определяемую наличием бикарбонатов Ca и Mg. Временная жесткость воды может быть найдена по разности общей и постоянной. Кипяченая вода характеризуется только постоянной жесткостью. По О.А. Алексину, природные воды по жесткости разделяются на следующие типы: очень мягкие, умеренно жесткие, жесткие и очень жесткие.

В связи с большим разнообразием природных вод многими исследователями были предложены различные системы классификации вод на основе тех или иных признаков. Большинство классификаций основано на химическом составе природных вод и количественных соотношениях между отдельными компонентами растворенных в воде веществ. Наиболее интересные классификации предложены В.И. Вернадским, В.А. Александровым, В.А. Сулиным, Пальмером.

В основу классификации пластовых вод, по Пальмеру, положено соотношение в воде количеств ионов щелочных металлов K^+ и Na^+ (a), ионов щелочноземельных металлов Ca^{2+} + Mg^{2+} (b) и анионов сильных кислот Cl^- (d).

В зависимости от преобладания тех или иных ионов в воде Пальмер разделяет все воды на пять классов:

Класс:	
I.....	$d < a$
II.....	$d = a$
III.....	$a < d < a + b$
IV.....	$d = a + b$
V.....	$d > a + b$

Для характеристики качества воды используются шесть показателей: первичная соленость, первичная щелочность, вторичная соленость, вторичная щелочность, третичная соленость, третичная щелочность.

В соответствии с классификацией природных вод по В.А. Сулину, применяемой в нефтегазодобывающей промышленности,

последние подразделяются на четыре генетических типа: I – сульфатно-натриевые; II – гидрокарбонатно-натриевые; III – хлормagneиные; IV – хлор-кальциевые. Принадлежность воды к определенному генетическому типу устанавливают по отношению эквивалентов отдельных ионов.

Согласно классификации природных вод по В.А. Сулину, каждый тип вод подразделяется на группы: А – гидрокарбонатные, В – сульфатные, В – хлоридные. Группы, в свою очередь, подразделяются на классы и подгруппы. Воды относят к определенной группе и подгруппе на основании отношения эквивалентов отдельных ионов.

В большинстве пластовых вод содержатся анионы и мыла нафтеновых и жирных кислот, фенолы и азотсодержащие кислоты.

1.2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Применительно к заканчиванию скважин исследование их геофизическими методами осуществляется в следующих направлениях: изучение геологического разреза скважины; изучение технического состояния скважин; проведение перфорационных, взрывных и прочих работ в скважинах.

Техническое состояние скважин контролируют с помощью комплекса следующих геофизических методов:

инклинометрия – определение искривления ствола скважин;
кавернометрия – установление диаметра скважин, размера каверн, расширений и сужений ствола;

профилеметрия ствола – установление профиля сечения скважины;

контроль за цементированием скважин – определение высоты подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве, полноты заполнения последнего цементным камнем и наличия контакта цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины, наличия и направленности возможных каналов в заколонном пространстве скважины (указанные показатели цементирования определяются термометрией, акустическим и радиоактивными методами);

профилеметрия обсадных колонн (после их истирания по внутреннему диаметру);

определение местоположения элементов технологической оснастки на обсадной колонне и мест ее нарушений, мест притоков и поглощений жидкости в скважинах, мест заколонной

циркуляции жидкости, а также результатов гидроразрыва пластов, уровня жидкости в скважинах;

выявление местоположения муфтовых соединений и толщины обсадных колонн, а также зон перфорации;

установление глубины водопоглощающих горизонтов и затем контроль за эффективностью некоторых методов интенсификации добычи нефти и газа и др.

Считается установленным, что между физическими свойствами горных пород (электрическими, радиоактивными, тепловыми, магнитными и газо-, нефте- и водонасыщенностью) существуют количественные связи, которые позволяют применять геофизические методы исследования для изучения коллекторских свойств пород (В.Н. Дахнов).

Краткая характеристика основных геофизических методов изучения скважин показывает, что они имеют существенное значение в развитии работ по заканчиванию скважин и являются их неотъемлемой частью.

1.2.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Электрический каротаж – это проведение измерений собственных (естественных) потенциалов (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС) горных пород для изучения геологического разреза скважин. Результаты измерений регистрируются в виде кривых ПС и КС.

Измерение ПС сводится к определению разности собственных (естественных) потенциалов между электродом М, который на кабеле может перемещаться по стволу скважины и электродом N, расположенным вблизи устья скважины на дневной поверхности. Естественные (собственные) потенциалы ПС возникают на границах между скважиной, заполненной буровым раствором, и породой, а также между породами различного литологического состава.

Между электродами М и N возникает электродная разность потенциалов, которая при записи кривой ПС компенсируется введением в цепь разности потенциалов, противоположной по знаку. Потенциалы собственной поляризации пород образуются в результате нескольких физико-химических процессов.

Вследствие растворения солей и других соединений в водной среде происходит диссоциация молекул растворенного вещества. Результат этого процесса – возникновение на контакте двух электролитов различной концентрации (например, пластовой

воды и бурового раствора диффузионной разности потенциалов. Диффузионный потенциал E_d для растворов различных солей различен, так как определяется разной подвижностью диссоциированных ионов.

Известна также диффузионно-адсорбционная (мембранная) электродвижущая сила ЭДС $E_{да}$. Она возникает вследствие “мембранного” эффекта (при разделении двух растворов разной концентрации с помощью мембраны) главным образом в результате участия в диффузии подвижных ионов двойного слоя. Диффузионно-адсорбционную активность породы (порода рассматривается как мембрана) можно определить как способность вызывать повышение ЭДС диффузионно-адсорбционного происхождения $E_{да}$ над диффузионной ЭДС E_d для одной и той же пары растворов.

Известны также фильтрационные потенциалы (или потенциалы течения), которые связаны с процессом фильтрации жидкости из бурового раствора в проницаемые пласты. Этот процесс сопровождается возникновением фильтрационной ЭДС. Фильтрационный потенциал мал и может играть существенную роль лишь при слабой минерализации бурового раствора и значительном перепаде давлений в скважине. Кроме того, в скважинах могут возникать окислительно-восстановительные потенциалы в результате химических реакций, происходящих между телами с электронной проводимостью и электролитами бурового раствора и пластовых вод.

Форма и амплитуда отклонения кривой ПС зависят от ряда факторов: диаметра скважины, мощности пласта, его сопротивления, литологической характеристики, природы бурового раствора, проникновения его в пласт, минерализации пластовых вод и др.

Кривые ПС вместе с диаграммами других методов широко применяют при сопоставлении разрезов скважин и уточнении литологии пород. При этом могут быть выделены глинистые и песчаные пласты в карбонатном разрезе, глинистые разности и т.д. Метод ПС позволяет расчленить (при заканчивании – уточнить) разрез нижней части скважины, выделить тонкодисперсные (глинистые) породы и коллекторы, оценить их пористость, а также определить минерализацию пластовых вод. Данные ПС стоят в ряду основных материалов при промыслово-геофизических исследованиях.

Удельное электрическое сопротивление пород – это электрическое сопротивление объема породы, имеющего форму куба с размерами $1 \times 1 \times 1$ м. Если электрическое сопротивление R проводника выразить в Омах, длину l в метрах и площадь попереч-

ного сечения S в квадратных метрах, то удельное сопротивление

$$\rho = RS/l.$$

Удельное электрическое сопротивление пород изменяется в широких пределах – от долей до сотен тысяч Ом-метров. Удельное сопротивление скелета пород очень высоко (в сухом виде они практически не проводят электрический ток). Ток в породах проводят в основном жидкости с растворенными в них солями, т.е. пластовые воды или фильтрат бурового раствора, насыщающие поры или трещины породы. Проникновение фильтрата бурового раствора способствует снижению или повышению удельного электрического сопротивления. В первом случае сопротивление фильтрата меньше сопротивления пластовой воды, во втором – наоборот, больше.

Удельное электрическое сопротивление пластовых вод определяется концентрацией солей в растворе, их химическим составом и температурой. Оно тем ниже, чем выше концентрация солей в пластовой воде. В пластовых водах, приуроченных к нефтегазовым месторождениям, примерно 70–95 % общего количества растворенных солей составляет хлорид натрия.

С повышением температуры увеличивается подвижность ионов, что обуславливает понижение удельного электрического сопротивления минерализованных пластовых вод.

Удельное электрическое сопротивление гранулярных пород $\rho_{в.п}$ зависит от количества содержащейся в них воды (определяемого пористостью пород и степенью их заполнения), минерализации пластовой воды и других факторов. Чтобы исключить влияние удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{в}$, породу, поры которой заполнены водой, характеризуют коэффициентом относительного сопротивления (коротко – относительным сопротивлением), который определяется отношением $R = \rho_{в.п} / \rho_{в}$.

В первом приближении R определяется количеством воды в единице объема породы и распределением ее в породе, т.е. R зависит от пористости породы и формы порового пространства. Для чистых (неглинистых) гранулярных пород R выражается с помощью пористости $K_{п}$: $R = a / K_{п}^m$, где a – некоторая постоянная; m – показатель степени пористости, зависящий от характера пород.

Чаще пользуются выражением $R = 1 / K_{п}^m$, где значения m изменяются от 1,3 (для песков) до 2,2 (для цементированных пород).

Удельное электрическое сопротивление в направлении напластования меньше, чем перпендикулярное к нему.

Относительное сопротивление глинистых пород определяется не только объемным содержанием и удельным электрическим сопротивлением пластовой воды, но и объемным содержанием и формой распределения глинистого материала. Это приводит к несоответствию между ростом удельного электрического сопротивления воды и удельного электрического сопротивления породы (рост удельного электрического сопротивления породы отстает от роста удельного электрического сопротивления насыщающей породу воды). Относительное сопротивление, фиксируемое в этом случае, является кажущимся (R_k). В зависимости между R_k и пористостью K_n требуется внести поправку на глинистость, которая увеличивается с повышением глинистости коллектора и удельного электрического сопротивления пластовой воды. Поправку можно найти по кривой ПС или по данным анализа кернов. Определение исправленного R_n (относительное сопротивление) по данным R_k (кажущееся сопротивление) для оценки пористости глинистых пород – одна из важнейших задач геофизической интерпретации.

Относительное и удельное электрические сопротивления трещиноватых и кавернозных пород (осадочных – известняков, доломитов, ангидритов, гипсов; метаморфических и др.), как правило, высокие; они резко изменяются по площади и разрезу при небольшом изменении литологии и пористости пород.

Удельное электрическое сопротивление пород в значительной степени определяется наличием трещин, особенно, если они заполнены минерализованными водами.

Удельное электрическое сопротивление нефтегазоносных пород определяется содержанием в порах (в %) нефти, газа или воды, а также минерализацией пластовых вод, пористостью породы, структурой порового пространства и т.д. Породы, насыщенные нефтью или газом, имеют повышенное удельное электрическое сопротивление. Породы с одинаковой нефтегазонасыщенностью могут характеризоваться неодинаковыми удельными электрическими сопротивлениями, в то время как породы с различной нефтегазонасыщенностью могут описываться одинаковыми удельными электрическими сопротивлениями. Такое кажущееся несоответствие объясняется тем, что удельное электрическое сопротивление чистых нефтегазоносных пород пропорционально удельному электрическому сопротивлению насыщающей породу пластовой воды.

Влияние указанных факторов может быть полностью или частично исключено, если вместо удельного электрического со-

противления пользоваться отношением удельного электрического сопротивления нефтегазонасного пласта $\rho_{нг}$ (поры которого заполнены нефтью или газом и минерализованной водой) к удельному электрическому сопротивлению этого же пласта при 100%-ном заполнении его пор водой той же минерализации и при той же температуре. Это отношение называется коэффициентом увеличения сопротивления, показывающим, во сколько раз увеличивается сопротивление водоносного пласта при частичном насыщении объема его пор нефтью или газом:

$$Q = \rho_{нг} / \rho_{в.п.}$$

С его помощью можно определить коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ пласта:

$$Q = 1 / (1 - K_{нг})^n,$$

где n изменяется в диапазоне 1,73–4,33.

Метод кажущегося сопротивления при исследовании скважин предусматривает использование различия удельных электрических сопротивлений горных пород, которое изменяется в очень широких пределах.

Кажущиеся электрические сопротивления горных пород измеряют с помощью зондовых устройств (зондов), у которых обычно три электрода находятся в скважине.

Выбор типа зонда определяется конкретной характеристикой объекта исследования: потенциал-зонды целесообразно применять при изучении разрезов, представленных мощными пластами низкого или, наоборот, высокого удельного электрического сопротивления. В случае необходимости изучения разрезов, представленных пластами небольшой мощности, наиболее эффективны градиент-зонды и т.д.

Для установления удельного электрического сопротивления пластов используют боковое электрическое зондирование (БЭЗ) или, что то же самое, боковое каротажное зондирование (БКЗ). Суть его состоит в измерении КС с помощью нескольких (пяти-шести) градиент-зондов (или потенциал-зондов), что в конечном счете позволяет учесть искажающее влияние на КС скважины зоны проникновения фильтрата бурового раствора, мощности пласта и вмещающих пород. Этот метод, обычно применяемый в продуктивной части разреза, позволяет уточнить литологическую характеристику пласта, его пористость, проницаемость и газодонефтенасыщенность.

Метод микрозондирования также используется для измерения КС, но зондами меньших размеров (до 5 см). Метод позволяет изучать разрезы, сложенные пластами весьма малой мощ-

ности, что обеспечивается небольшими размерами зондов и плотным прижатием изолированной пластины с микрозондами к стенке скважины, практически устраняющими влияние бурового раствора и глинистой корки. Наличие фильтрата бурового раствора в приствольной зоне скважины затрудняет получение с помощью микрозондов сведений о характере газодонефтенасыщенности пласта, однако метод микрозондирования дает возможность получить детальное расчленение разрезов скважин, выделять коллекторы и оценивать их пористость.

Изучение разрезов скважин методом экранированного электрического заземления (боковой каротаж – БК) позволяет детально расчленить разрез по значению КС, изучать литологию, оценивать пористость и проницаемость пород, их газодонефтенасыщенность. Применение БК наиболее эффективно в “высокоомных” разрезах скважин, слагаемых породами с большим электрическим сопротивлением.

С помощью индукционного метода (ИК), основанного на изучении различия в электропроводности пород бесконтактным способом, удается расчленить разрез скважины и установить удельные сопротивления пластов. Применение ИК наиболее эффективно в “низкоомных” разрезах скважин.

1.2.2. РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

В основе радиоактивных методов исследования скважин лежит измерение в скважинах естественного или искусственно вызванного радиоактивного излучения горных пород.

Радиоактивные методы в зависимости от вида изучаемого излучения и способа его создания подразделяются следующим образом.

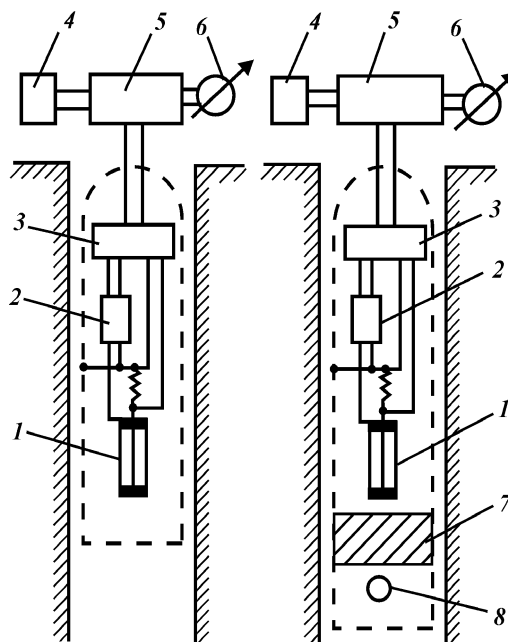
1. Гамма-метод, применяющийся для выделения в разрезе скважин горных пород, обогащенных глинистым материалом.

Этот метод основан на измерении естественного гамма-излучения горных пород. Для этой цели в скважину спускают прибор (рис. 1.1), содержащий разрядный счетчик гамма-квантов 1, который питается от сухой батареи или генератора постоянного тока высокого напряжения 2. В усилителе 3 электрические импульсы, созданные в счетчике при прохождении через него гамма-квантов, усиливаются, передаются на поверхность по каротажному кабелю и регистрируются на поверхности измерительным устройством 6.

2. Метод рассеянного гамма-излучения, или гамма-гамма метод, основан на измерении рассеянного горной породой гам-

Рис. 1.1 Принципиальные схемы измерений гамма-метода (а) и нейтронного гамма-метода (б):

1 – разрядный счетчик; 2 – генератор высокого напряжения; 3 – усилитель; 4 – блок питания всей установки; 5 – измерительный блок; 6 – измерительное устройство; 7 – фильтр; 8 – источник нейтронов



ма-излучения, в качестве источника которого обычно применяют радиоактивный изотоп Co^{60} . Метод применяют при расчленении разреза скважин по плотности пород, оценке коэффициента их пористости и др.

3. Нейтронный гамма-метод (НГК) дает возможность изучать интенсивность вторичного гамма-излучения, создаваемого при облучении горных пород нейтронным. Для осуществления исследований данным методом в приборе (рис. 1.1, б), спускаемом в скважину, на некотором расстоянии от счетчика гамма-излучения помещают источник нейтронов (смесь полония с солью бериллия).

Установлено, что пространственное распределение тепловых нейтронов (энергия которых снижена до энергии теплового движения молекул в результате столкновения с ядрами элементов, слагающих породу) и интенсивность вторичного гамма-излучения в горных породах определяются главным образом их водосодержанием. Весьма активные поглотители тепловых нейтронов в осадочных породах – хлор и бор.

При исследованиях скважин с помощью метода НГК на диаграммах породы-коллекторы, содержащие большое количество

водорода в единице объема, характеризуются низкими аномалиями вторичного гамма-излучения, а плотные, низкопористые породы – высокими. Высокие аномалии наблюдаются и против газоносных коллекторов в связи с низким объемным содержанием водорода в газе. Фильтрат бурового раствора, проникающий в газоносный коллектор, уменьшает этот эффект.

Метод НГК применяют для определения водонефтяного контакта (ВНК) в разрезах скважин (так как в водонасыщенных горизонтах по сравнению с нефтеносными в единице объема имеется большое количество хлора).

4. Нейтронные методы также позволяют расчленять разрез горных пород по содержанию хлора и водорода, выделять коллекторы, оценивать их пористость, нефтегазоводоносность и т.д.

Однако в отличие от нейтронного гамма-метода у нейтронных методов зависимость показаний от водородсодержания горных пород более однозначна в связи с тем, что на результаты исследований не влияет естественное гамма-излучение горных пород. Существенный недостаток метода – большая чувствительность к изменению условий в скважине (изменение толщины глинистой корки, диаметра скважины и др.).

5. Метод радиоактивных изотопов основан на измерении интенсивности гамма-излучения, созданного в скважине после обработки ее жидкостью, активированной радиоактивным изотопом. Выбор изотопов определяется целями и продолжительностью исследований.

В практике с помощью радиоактивных изотопов проводили работы по изучению технического состояния скважин: определение высоты подъема тампонажного раствора за колонкой, установление мест повреждения обсадных и бурильных колонн, выявление мест затрубной циркуляции жидкости, контроль за направленностью и эффективностью гидроразрыва пластов, уточнение интервала перфорации и др.

Известны и другие радиоактивные методы геофизических исследований скважин (метод наведенной активности, ядерномагнитный метод и др.), применяемые в нефтепромысловой практике, в том числе и при заканчивании скважин.

1.2.3. АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

В основе использования акустического метода исследования скважин лежит зависимость скорости распространения и затухания упругих волн в различных горных породах от сцементированности, пористости, характера насыщения пор горных по-

род, их температуры и давления. Скорость распространения упругих волн в породах характеризуется следующими значениями (в м/с).

Гипсы, ангидриты, кристаллические породы	4500–6500
Каменная соль	4500–5500
Углеводородные газы	430–450
Нефть	1400
Вода, буровой раствор	1500–1700

Глинистые, песчаные и карбонатные породы характеризуются промежуточными скоростями распространения упругих волн. Пористость пород способствует снижению, а их сцементированность – возрастанию скорости распространения упругих волн.

Акустические методы применяют для литологического расчленения разреза пород, проходимых скважиной, оценки их пористости и решения ряда технических вопросов (определение высоты подъема тампонажного раствора за обсадной колонной, состояния контакта цементного камня с колонной и породой, местонахождения башмака колонны и др.).

1.2.4. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Сущность метода состоит в извлечении газа из выходящего из скважины бурового раствора, в установлении количества и природы извлеченного газа и определении глубины, с которой он поступает. Газ из бурового раствора (дегазация) извлекают с помощью дегазаторов.

В процессе газового каротажа непрерывно определяется интегральное содержание углеводородных газов и компонентный состав смеси. В комплекте аппаратуры газового каротажа используются термохимический газоанализатор и хроматограф.

1.2.5. ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Термометрические методы позволяют изучать изменение теплового поля Земли в интервалах ствола скважины или (и) продуктивного пласта и регистрировать температурные колебания, значение которых зависит от наличия в скважине бурового раствора с теми или иными параметрами, от тепловыделения при твердении тампонажного раствора, закачки буферных жидкостей, от наличия или отсутствия обсадной или бурительной колонн и т.д. Температуру измеряют электрическими термометрами в диапазоне ее изменения от 0 до 250 °С.

Изучение естественного теплового поля Земли позволяет

кроме установления геотермического градиента выделить в разрезе породы, создающие местные изменения теплового поля Земли, а также решить некоторые технические проблемы (определить высоту подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве скважин, зоны поглощения жидкости, утечки и перетоки флюидов и др.).

Разделение горных пород по тепловому сопротивлению дает возможность классифицировать их по физическим свойствам. При помощи градиент-термометра (два спаренно работающих электрических термометра, расположенных на некотором расстоянии друг от друга) возможна регистрация малых (до сотых долей Кельвина) тепловых локальных аномалий.

1.2.6. МЕХАНИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Одним из наиболее оперативных источников получения информации о некоторых, весьма важных для технологии бурения скважин, свойствах пород является механическая скорость бурения. При этом наличие датчиков, обеспечивающих контроль за режимно-технологическими параметрами бурения (нагрузка на долото G , частота вращения долота n), а также информация о плотности бурового раствора ($\rho_{б.р}$) и подаче насосов (Q_n) создают предпосылки для оперативного определения порового (или пластового) давления, пористости и давления гидроразрыва пород на базе ряда эмпирических и полуэмпирических формул.

В мировой практике существует ряд методов использования указанной информации:

для анализа изменения “мгновенных” (на малых интервалах проходки) значений механических скоростей или времени бурения фиксированных интервалов проходки;

для сопоставления степенного показателя в модели бурения с предполагаемым его значением для бурения нормально уплотненных пород (d -экспонента);

для анализа изменения составляющей нормирующего коэффициента в модели буримости с его предполагаемым значением при бурении нормально уплотненных пород (σ -log-метод).

Эффективность методов во многом зависит от качества систем сбора и обработки информации, что обеспечивается использованием вычислительной техники и надежных первичных средств с необходимой точностью измерения. Следует отметить, что практика использования перечисленных выше методов показала их эффективность для глинистых отложений.

1.2.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КАРОТАЖА

При заканчивании скважин наибольший интерес представляют следующие параметры пластов: пластовое (или поровое) давление, давление гидроразрыва пород, пористость, геостатическое давление, так как они, в свою очередь, позволяют определить такие важные технологические параметры, как плотность бурового раствора, допустимые скорости движения колонн в открытом стволе, типоразмеры колонн и конструкцию скважин и т.п.

Основной моделью определения пластовых (или поровых) давлений является соотношение

$$\text{grad } p_{\text{п}} = \text{grad } p_{\text{гео}} - (\text{grad } p_{\text{гео}} - \text{grad } p_{\text{гидр}}) (F_{\text{ф}}/F_{\text{н}})^A,$$

где $\text{grad } p_{\text{п}}$, $\text{grad } p_{\text{гео}}$, $\text{grad } p_{\text{гидр}}$ – соответственно градиенты порового (или пластового), гидростатического и геостатического давлений; $F_{\text{ф}}$, $F_{\text{н}}$ – характерные свойства пород в интервалах каротажа, соответственно фактически наблюдаемых и предполагаемых для нормальных (гидростатических) условий; A – эмпирический коэффициент, зависящий от физической сущности измеряемого или рассчитываемого свойства породы.

Так, для собственного потенциала (ПС), кажущегося удельного сопротивления горных пород и d -экспоненты $A \approx 1,2$; для механической скорости и времени бурения фиксированных интервалов $A \approx 3$. Приведенные значения для различных геолого-физических условий колеблются в весьма незначительных пределах.

Для давления гидроразрыва пласта $p_{\text{гип}}$ наиболее употребительна в мировой практике формула

$$\text{grad } p_{\text{гип}} = (\text{grad } p_{\text{гео}} - \text{grad } p_{\text{п}}) \frac{\mu}{1 - \mu} + \text{grad } p_{\text{п}},$$

где μ – коэффициент Пуассона для горных пород, который во многом зависит от влажности, пористости и материала последних.

При использовании в качестве характеристики породы d -экспоненты, откорректированное значение последней вычисляется по формуле

$$d_c = \frac{\lg\left(\frac{v}{n} a^p\right) \text{grad } p_{\text{гидр}}}{\lg\left(\frac{G}{D_d}\right) \text{grad } p_{\text{б.р}}},$$

где v – механическая скорость бурения; n – частота вращения долота; G – нагрузка на долото; D_d – диаметр долота; $\text{grad}p_{\text{гидр}}$ – градиент гидростатического давления; $\text{grad}p_{\text{б.р}}$ – градиент давления бурового раствора с учетом гидродинамической составляющей; a и p – коэффициенты, учитывающие соответственно износ и тип долота ($a = 1 \div 8$ и $p = 0,5 \div 0,6$ – для шарошечных долот, $p = 0,2$ – для долот с твердосплавными вставками и $p = 0,01$ – для алмазных долот).

Для гидростатических условий бурения d_n определяют по эмпирической формуле

$$\ln(d_n) = aH + b,$$

где a и b – коэффициенты уравнения регрессии, определенные на некоторых начальных интервалах бурения; H – глубина забоя.

Используя метод d -экспоненты, можно рассчитать пористость по формуле

$$\Pi = \frac{\text{grad}p_{\text{гео}} - 0,98\text{grad}p_n - 0,02\text{grad}p_{\text{гидр}}}{\text{grad}p_{\text{гео}} - \text{grad}p_{\text{гидр}}} - 0,98 \left(\frac{d_c}{d_n} \right),$$

где все обозначения приведены выше.

Если в качестве характеристики горной породы (особенно глинистых отложений) используют ее плотность ρ , которая может быть определена по шламу или керновому материалу, то

$$\text{grad}p_n = \text{grad}p_{\text{гео}} - (\text{grad}p_{\text{гео}} - \text{grad}p_{\text{гидр}}) \left(1 - \frac{\rho_n \rho_\phi}{d \ln H} \right),$$

где ρ_ϕ , ρ_n – соответственно фактическая и предполагаемая плотности глины для условий нормального уплотнения на глубине H ; $p_n = a \ln H + b$.

Меньшее распространение получил в практике бурения σ -log-метод, в котором основными соотношениями являются:

$$\sqrt{\sigma_\phi} = \frac{G^{0,5} M^{0,25}}{D_d v^{0,65}} + 0,28(7 - 0,001H);$$

$$\text{grad}p_d = \text{grad}p_{\text{б.р}} + \frac{20(1 - \sqrt{\sigma_\Gamma / \sigma_n})}{n \sqrt{\sigma_\phi / \sigma_n} (2 - \sqrt{\sigma_\Gamma / \sigma_n}) H};$$

$$\sqrt{\sigma_\phi} = aH + b,$$

где σ_ϕ , σ_n – соответственно фактическое и предполагаемое при гидростатических условиях значения параметра σ для глубины H (последнее определяется по уравнению регрессии); G , N , M ,

D_d – соответственно нагрузка на долото, частота вращения, механическая скорость и диаметр долота; n – корректирующий параметр по перепаду давления.

Последний параметр определяется в зависимости от величины

$$\Delta p = (\text{grad } p_{6,p} - \text{grad } p_{\text{гидр}})H$$

в соответствии с приведенными ниже данными:

Δp , МПа ...	1	2	4	10	20	40	60	80	100	200	400	600
$n \cdot 10^4$	115	105	92	78	69	63	59	57	56	52	48	44

Все рассмотренные выше методы имеют недостатки, к главным из которых можно отнести: применимость в основном в глинистых отложениях, необходимость построения линии тренда и ее последующее использование за областью регрессии на значительные интервалы.

Все это приводит к достаточно большим (10–20 %) погрешностям, особенно в переходных зонах, и значительным колебаниям в оценке поровых давлений для перемежающихся пород. Кроме того, для получения физически корректных данных большое значение имеет метод, при помощи которого осуществляется сглаживание $\text{grad } p_n$.

1.2.8. ИНКЛИНОМЕТРИЯ

В процессе бурения скважины отклоняются от вертикали в соответствии с назначением (наклонно направленные) или в результате действия геологических и технико-технологических факторов. Отклонение скважины от вертикально направленной оси называется искривлением. Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины забоя до заданного местоположения, выявления мест резкого искривления с целью предупреждения осложнения при бурении, спуске колонн и проведении геофизических работ. Без данных инклинометрии невозможно определение истинных глубин залегания пластов, их мощности и т.д.

Искривление скважины характеризуется углом искривления и азимутом искривления. Угол наклона ствола скважины определяется между вертикальной осью скважины и фактическим направлением ствола скважины в вертикальной плоскости.

Азимут искривления определяется между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, направленной в сторону увеличения глубины скважины.

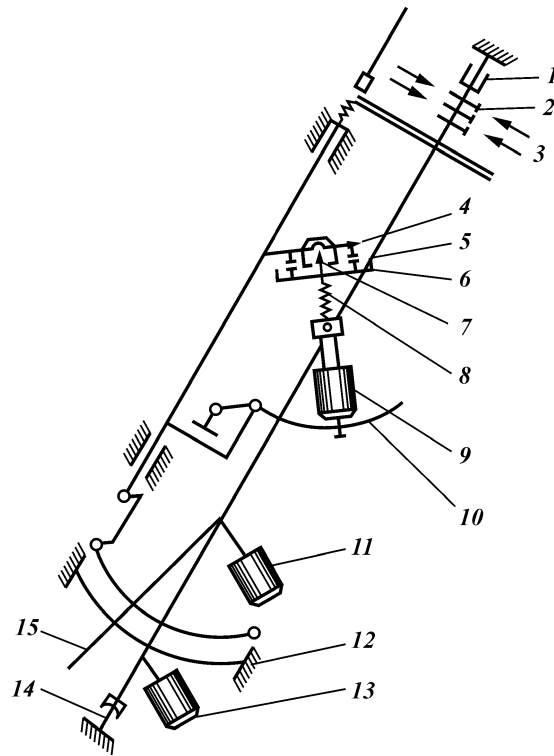


Рис. 1.2. Схема измерительной части инклинометров:
 1 – подшипник; 2 – контактные кольца коллектора; 3 – коллектор; 4 – магнитная стрелка; 5 – азимутальный реохорд; 6 – контактное кольцо; 7 – острие; 8 – пружинные контакты стрелки; 9 – грузик буссоли; 10 – дугообразный рычаг; 11 – отвес; 12 – угловой реохорд; 13 – грузик, ориентирующий рамку; 14 – керн рамки; 15 – стрелка отвеса

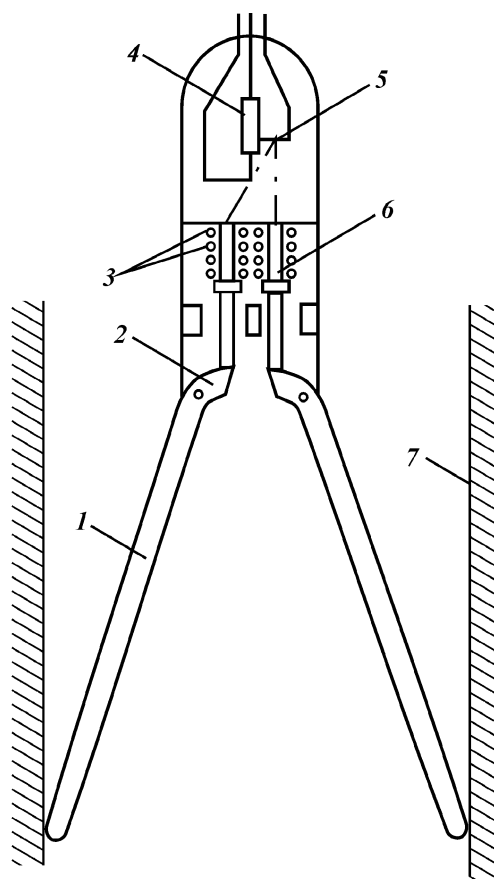
Угол и азимут искривления скважин измеряют инклинометрами с дистанционным электрическим измерением, фотоинклинометрами и гироскопическими инклинометрами (рис. 1.2).

1.2.9. КАВЕРНОМЕТРИЯ

При бурении скважины диаметр ее ствола не бывает равным диаметру долота или коробки. В случае осыпей и обвалов стенок скважин он больше, а при наличии пластических пород и их движении к оси скважины он меньше номинального (диаметра долота или коронки). Диаметр ствола скважины близок к номи-

Рис. 1.3. Конструкция [+-]верномеров типов СКТ и СКО:

1 – рычаг с длинным плечом; 2 – рычаг с коротким плечом; 3 – пружина; 4 – омический датчик; 5 – тросик с ползунком; 6 – шток; 7 – стенка скважины



нальному в крепких плотных породах. Для глинистых пород характерно увеличение диаметра ствола скважины: для проницаемых пород (коллекторов) в связи с образованием глинистой корки диаметр ствола скважины уменьшается.

Фактический диаметр скважины необходимо знать для правильного подсчета объема скважины, объема бурового раствора, объема и высоты подъема тампонажного раствора, выбора места установки муфты ступенчатого цементирования, центраторов, скребков, башмака обсадной колонны, уточнения геологического разреза пород, вскрытых скважиной, и др.

Для определения фактического диаметра ствола скважины применяют каверномеры, при помощи которых записывают

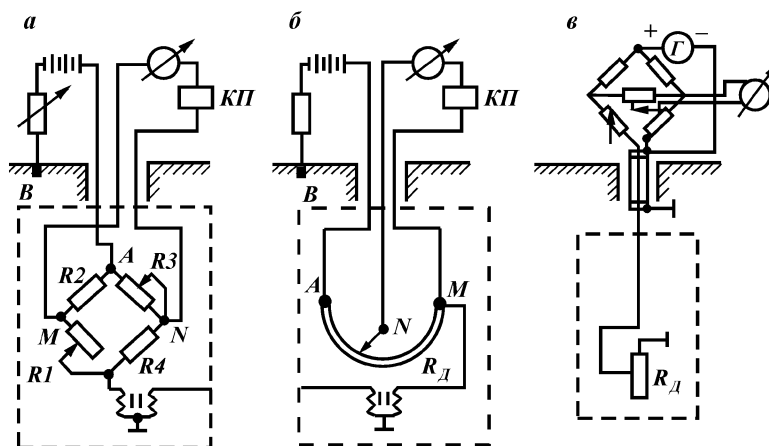


Рис. 1.4. Электрические схемы калверномеров для работы с трех- (а, б) и одножильным (в) кабелями:
 а – мостовая схема; б, в – потенциометрическая схема; R_1, R_3 – переменные сопротивления моста; R_2, R_4 – постоянные сопротивления моста; $KП$ – компенсатор поляризации; $R_д$ – сопротивление датчика; Γ – генератор постоянного тока; AB – токовая цепь; AM, AN – измерительные цепи

кривую (в соответствующем масштабе), называемую калвернограммой.

Принцип действия известных калверномеров сводится к преобразованию механических перемещений измерительных рычагов в электрические сигналы, передаваемые на регистрирующий прибор (рис. 1.3, 1.4).

1.2.10. ПРОФИЛЕМЕТРИЯ

Если рассмотреть продольный разрез скважины в различных плоскостях, то можно увидеть, что скважина не всегда представляет собой горную выработку, близкую к цилиндрической. Часто размеры поперечного сечения в двух перпендикулярных направлениях значительно отличаются, что обусловлено наличием желобных выработок или иных нарушений конфигурации ствола скважины. Диаметр ствола скважины в двух взаимно перпендикулярных направлениях определяют профилемерами.

Диаметр скважины рассчитывают по размеру раскрытия двух пар независимо перемещающихся рычагов, скользящих по стенкам скважины. Пропорционально размеру раскрытия

каждой пары рычагов профилемера изменяется регистрируемая разность потенциалов.

Профилемер состоит из электрического и электронного блоков. Он работает в условиях воздействия температуры до 150 °С и давления до 100 МПа при угле искривления ствола скважины до 20°. Погрешность измерения 10 мм при измеряемых диаметрах скважины от 100 до 760 мм.

Известны конструкции трехплоскостного каверномерпрофилемера, который дает возможность получать с помощью трех пар измерительных рычагов три кривые профиля скважины и кавернограмму.

1.2.11. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

До настоящего времени единственным прямым доказательством качественного крепления нефтяных и газовых скважин являлось отсутствие межпластовых перетоков за обсадной колонной, водонефтегазопроявлений через колонное пространство, а также течей в обсадных колоннах. Снижение качества крепления скважин обычно выражается в появлении воды в добываемой нефти или в нарушении герметичности обсадной колонны. Однако количественно оценить степень герметичности обсадной колонны, так же как и степень ее нарушения, пока не представляется возможным. Поэтому для оценки качества цементирования скважин (а часто для установления причин негерметичности затрубного пространства) анализируют факторы и ситуации, имеющие непосредственное отношение к рассматриваемому вопросу. К ним в первую очередь относятся: 1) кавернометрия (основное – характер кавернозности); 2) соответствие фактического расхода цемента расчетному; 3) фактическая и расчетная высота подъема цементного раствора в заколонном пространстве (обращают внимание на недоподъем или переподъем); 4) состояние контактов цемент – колонна и при возможности цемент – порода (наиболее опасная зона); 5) эксцентриситет обсадной колонны в скважине; 6) протяженность зоны смешивания цементного и бурового растворов; 7) плотность среды в заколонном пространстве и наличие или отсутствие дефектов цементного кольца.

Качество цементирования скважин оценивается при помощи термометрии и методов радиоактивного и акустического контроля за цементированием скважины. Все эти методы позволяют лишь качественно оценить некоторые косвенные параметры разобщения пластов за обсадной колонной и герметичность заколонного пространства.

Метод термометрии основан на измерении температуры в стволе скважины на участках, где твердеет цементный раствор, выделяя некоторое количество теплоты и нагревая буровой раствор внутри обсадной колонны.

В процессе твердения тампонажного раствора в заколонном пространстве скважины происходят два процесса: восстановление естественного теплового поля и экзотермическое изменение температуры при выделении теплоты вследствие гидратации цемента.

Температурная характеристика зацементированной скважины зависит от ряда факторов: естественной температуры в конкретном интервале, соотношения (в %) бурового и тампонажного растворов в зонах их смешивания, неравномерности распределения цементного раствора (вследствие наличия каверн, желобов и эксцентричного расположения обсадной колонны) в различных зонах, непостоянства водоцементного отношения тампонажного раствора из-за поглощения его фильтрата проницаемыми пластами, различия теплофизических свойств окружающих скважину пород и др. Следовательно, метод термометрии дает возможность косвенно судить о некоторых показателях процесса цементирования.

Максимальная температура тепловыделения при затвердении цементного раствора из портландцемента, зависящая от температуры окружающей среды, отмечается через 6–9 ч после затворения цемента. В этот же период происходит схватывание цементного раствора. Повышение температуры и давления окружающей среды приводит к ускорению процессов гидролиза и гидратации цемента и момент максимального тепловыделения выступает раньше: при температуре 75 °С через 2–3 ч, при температуре 120–150 °С через 0,5–1 ч. Давление также ускоряет процессы схватывания и твердения цементного раствора и камня. Замедлители или ускорители тампонажных растворов влияют на количественную сторону явлений, но не на качественную. Аналогичные результаты получают для всех смесей портландцемента с добавками песка, шлака, глины и других, однако количественная характеристика явления при этом изменяется.

Анализ результатов неоднократных измерений температуры в процессе ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) позволяет уточнить глубину (высоту) подъема цементного (тампонажного) раствора в заколонном пространстве.

Метод термометрии может быть использован как прямой метод оценки качества разобщения пластов.

Переток газа, нефти и воды из одного пласта в другой можно обнаружить с помощью электротермометров. Когда при движении флюида по заколонному пространству создаются незначительные аномалии температуры, для успешного выявления перетока рекомендуется увеличивать масштаб записи термограмм с компенсацией естественного градиента температуры, а запись их осуществлять в остановленной скважине после восстановления естественного температурного поля.

Радиоактивные методы контроля за цементированием скважин основаны на использовании активированных радиоактивных изотопов в тампонажном растворе с последующей регистрацией гамма-излучения в обсадной колонне. Гамма-излучение в колонне регистрируют стандартной гамма-каротажной аппаратурой. При этом интервал распределения активированного тампонажного раствора за колонной отмечается повышением интенсивности гамма-излучения по сравнению с естественной радиоактивностью горных пород.

Для активизации тампонажных растворов используют радиоактивные изотопы циркония, иридия, железа и других элементов, характеризующихся достаточно жестким гамма-излучением и сравнительно небольшими периодами полураспада. Растворенные в воде соли этих изотопов вводят в используемую для затворения цементного раствора воду, находящуюся в емкостях цементировочных агрегатов.

Чтобы определить высоту подъема тампонажного раствора при помощи радиоактивных изотопов, достаточно активировать лишь первую его порцию.

Для измерения толщины активированной цементной оболочки вокруг колонны разработана специальная экспериментальная гамма-аппаратура контроля за цементированием скважин. Принцип действия этой аппаратуры заключается в том, что гамма-излучение активированного тампонажного раствора регистрируется гамма-индикатором, вокруг которого вращается цилиндрический свинцовый экран с продольной коллимационной щелью. Интенсивность гамма-излучения находится в прямой зависимости от толщины активированной тампонажной массы, поэтому кривая изменения интенсивности гамма-излучения, зарегистрированная за один оборот коллимационной щели экрана гамма-цементомера, характеризует изменение толщины цементной оболочки за колонной в данном сечении скважины. При равномерном распределении тампонажного раствора (или камня) за колонной эта кривая превращается в прямую, а при неравномерном имеет четко выраженные максимум и минимум, разница между которыми тем значи-

тельнее, чем более неравномерно распределен цементный камень.

При регистрации кривой изменения интенсивности гамма-излучения на цементограмме отмечается каждый поворот экрана на угол 60° , а также фиксируется момент, когда коллимационная щель экрана совпадает с плоскостью кривизны колонны. Это позволяет определить не только изменение толщины тампонажной оболочки по периметру колонны, но и угол между плоскостью кривизны скважины и цементной оболочкой.

Исследования при помощи аппаратуры гамма-контроля цементирования скважин показали, что, как правило, тампонажный раствор (или камень) распределяется вокруг колонны неравномерно.

Вследствие низкого качества цементирования скважин пласты-коллекторы могут быть не разобщены, и при перепаде давления между ними возникают перетоки пластовых флюидов. Если канал, по которому происходит переток пластового флюида, сообщается с внутренней полостью обсадной колонны, например через перфорационные отверстия, то, закачав через них в заколонное пространство активированную радиоактивными изотопами жидкость, можно с помощью гамма-каротажа определить зону ее распространения за колонной, т.е. оценить возможность возникновения межпластовых перетоков.

Методика исследования скважин с этой целью заключается в следующем. Сначала проводят контрольный гамма-каротаж в обсадной скважине. Затем в нее ниже интервала перфорации спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ), через которые закачивают 3–5 м³ воды с примесью радиоактивных изотопов. После этого герметизируют межтрубное пространство и продавливают активированную жидкость в перфорационные отверстия. Затем осуществляют прямую и обратную промывки скважины водой, чтобы очистить от радиоактивных изотопов внутреннюю полость колонны.

После проведения повторного гамма-каротажа, данные которого сравнивают с результатами контрольного замера, определяют зону распространения активированной жидкости за колонной по резкому увеличению интенсивности гамма-излучения. Если в эту зону попадают пласты-коллекторы, то делают заключение о том, что между ними возможны перетоки флюида по заколонному пространству.

К недостаткам применения радиоактивных изотопов относятся следующие: сохранение в течение сравнительно длительного времени высокого уровня гамма-излучения, препятствующего проведению других радиоактивных исследо-

ваний в скважине; сложность; трудоемкость; радиационная опасность. Вследствие этого радиоактивные изотопы для оценки качества цементирования скважин широкого применения не нашли.

Метод сопоставления гамма-каротажных кривых (ГК) основан на различии поглощений обсадной колонной, тампонажной массой и буровым раствором естественного гамма-излучения горных пород. В связи с этим регистрируемое гамма-излучение в зацементированном интервале скважины значительно меньше, чем в открытом стволе и незацементированной части колонны.

Для установления местоположения раздела между буровым и тампонажным растворами за колонной диаграммы ГК, зарегистрированные до цементирования скважины и после него, совмещают в интервалах с минимальными показателями гамма-активности. Последнее позволяет в какой-то степени исключить влияние на эти показатели колонны, бурового раствора и незначительного слоя тампонажной массы в интервале совмещения. При этом значительное уменьшение данных ГК в зацементированной скважине по сравнению с данными ГК в открытом стволе указывает на наличие тампонажной массы за колонной в данном интервале.

Недостаток описанного метода – трудность четкого определения раздела между буровым и тампонажным растворами, если интервал цементирования скважины представлен мелкоглинистыми породами, обладающими низкой гамма-активностью.

При существующем различии плотностей тампонажного и бурового растворов (более 300–500 кг/м³) можно получить значительно более широкую информацию о распределении и состоянии цементного камня за колонной, используя метод рассеянного гамма-излучения (МРГ) или гамма-гамма-контроля за цементованием скважин. Этот метод основан на обратной зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности окружающей среды.

Основные узлы аппаратуры гамма-гамма-контроля за цементованием скважин – источник гамма-излучения (радиоактивные изотопы цезия или кобальта) и изолированный от него свинцовым экраном (на расстоянии 40–60 см) индикатор, состоящий из газоразрядных счетчиков или сцинтиллятора с фотоумножителем.

При нахождении скважинного прибора МРГ в обсаженной и зацементированной скважине гамма-излучение из радиоактивного источника рассеивается и поглощается в буровом и тампо-

нажном растворе, в колонне, а иногда и в породе, в связи с чем только часть рассеянного гамма-излучения попадает в индикатор.

Следовательно, при наличии за колонной более плотного цементного раствора или камня интенсивность попадающего в индикатор излучения будет меньше, чем при наличии бурового раствора, и наоборот.

Для исследования скважин, обсаженных 146- или 168-мм обсадной колонной, применяют цементометр ЦМТУ-1. Его индикатор состоит из трех разрядных счетчиков, расположенных симметрично оси в углублениях на цилиндрической поверхности свинцового экрана, что обеспечивает одновременную регистрацию изменения интенсивности рассеянного гамма-излучения по трем образующим (через каждые 120°) ствола скважины. Вследствие вращения прибора при движении по стволу скважины кривые изменения интенсивности рассеянного гамма-гамма-излучения имеют синусоидальный характер.

Для работы в 89- или 114-мм колоннах используют прибор ЦММ-3-4 аналогичной конструкции.

Цементометр ЦФ-4, предназначенный для проведения исследований в 219- или 245-мм обсадных трубах, отличается от ЦМТУ-1 наличием четвертого измерительного канала.

В последние годы использовали более эффективный гамма-дефектомер с коллимированным экраном, вращающимся вокруг приемника с повышенной чувствительностью. Это дает возможность регистрировать кривые распределения интенсивности рассеянного излучения по периметру колонны как при перемещении, так и при остановке прибора.

В связи с тем, что показания аппаратуры гамма-гамма-контроля за цементированием скважин сильно искажают изменения толщины стенок труб в обсадной колонне (при изменении толщины стенки на 1 мм показания изменяются на 10–20 %), дефектомер комплектуют с радиоактивным толщиномером труб. Толщиномер работает по тому же принципу, что и гамма-гамма-аппаратура, но расстояние между индикатором и источником менее жесткого излучения (изотопом тулия) около 10 см. Комплексный прибор получил название селективный гамма-дефектомер-толщиномер СГДТ-2.

Во всех модификациях аппаратуры гамма-гамма-контроля цементирования скважин измеряемые значения интенсивности рассеянного гамма-излучения преобразуются в скважинных приборах в соответствующие электрические сигналы, которые через каротажный кабель и наземную панель передаются на регистрирующее устройство, записывающее их в виде кривых

изменения интенсивности рассеянного гамма-излучения с глубиной скважины.

При интерпретации зарегистрированных гамма-гамма-цементограмм необходимо использовать кавернограмму для учета изменения диаметра скважин, а для приближенной оценки влияния плотности пород – диаграмму нефтегазового контакта (НГК). Надежность результатов интерпретации повышается при наличии данных о толщине стенок труб в обсадной колонне.

На рис. 1.5 приведена обобщенная схема интерпретации

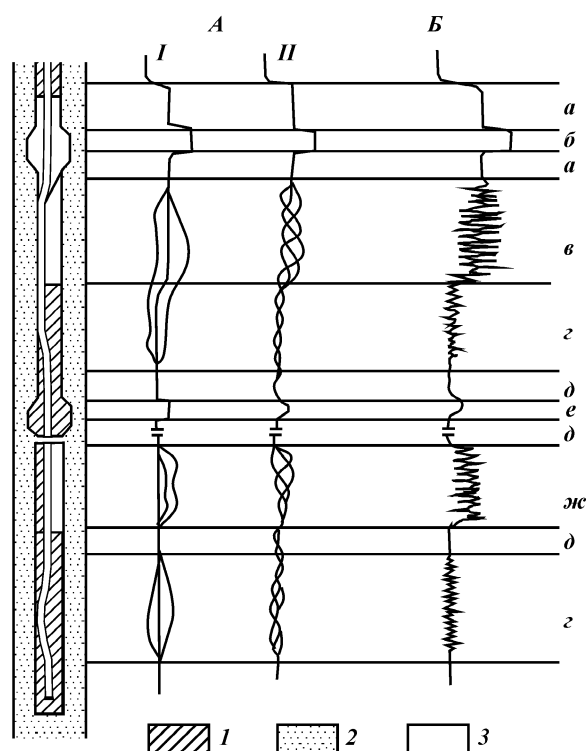


Рис. 1.5. Обобщенная схема интерпретации гамма-цементограмм: А – цементограммы (прибор ЦМТУ); Б – круговая цементограмма (гамма-дефектомер); I – прибор не вращался в колонне; II – прибор вращался в колонне; 1 – цементный раствор; 2 – порода; 3 – буровой раствор; а – колонна расположена концентрично; б – каверна, заполненная буровым раствором; в, г – колонна расположена эксцентрично в незацементированной и зацементированной частях скважины соответственно; д – колонна расположена концентрично в зацементированной части; е – каверна, заполненная цементным раствором; ж – односторонняя заливка цементным раствором

гамма-гамма-цементограмм, из которой видно, что по результатам их интерпретации можно дифференцировать и определять основные случаи взаиморасположения бурового раствора, колонны, тампонажного раствора (камня) и стенок скважины.

Разработана методика количественной интерпретации круговой цементограммы для определения плотности вещества за колонной и эксцентриситета колонны в скважине. Эти величины определяют по максимальным и минимальным значениям интенсивности гамма-излучения при помощи палеток, учитывая влияние на показания гамма-дефектомера толщины стенок труб в колонне, плотности горных пород, диаметра скважины и др.

С помощью СГДТ-2 при благоприятных геолого-технических условиях можно определять плотность вещества за колонной с точностью до $0,1-0,2 \text{ г/см}^3$ и выявлять каналы в цементном камне площадью поперечного сечения, составляющей более 2 % площади сечения заколонного пространства, тогда как с помощью ЦМТУ-1 выделяют каналы площадью сечения не менее 10 % площади сечения заколонного пространства. Однако требуют критической оценки точность и надежность выявления каналов в цементном камне, особенно определения площади их сечения.

Основные ограничения для применения гамма-гамма-контроля цементирования следующие: необходимость значительной разности как плотностей тампонажного и бурового растворов ($0,3-0,5 \text{ г/см}^3$), так и диаметров скважины и колонны (не менее 40–50 мм); недостаточно надежная работоспособность сцинтилляционного индикатора гамма-излучения при температуре выше $100-120 \text{ }^\circ\text{C}$, в результате чего аппаратура гамма-гамма-контроля за цементированием (особенно СГДТ-3) в основном применяется в районах неглубокого бурения.

При помощи нейтрон-нейтронного каротажа (ННКт) при соответствующем подборе геометрии зонда и его конструкции можно определять эксцентриситет колонны в скважине независимо от заполняющего кольцевое пространство вещества. В случаях, когда различие плотностей тампонажного и бурового растворов невелико, ННКт может оказаться более эффективным для определения границы между буровым и тампонажным растворами, чем гамма-гамма-контроль за цементированием.

Применение нейтронного метода в комплексе с гамма-гамма-контролем за цементированием перспективно для увеличения объема информации о состоянии цементного кольца и геометрии обсаженной скважины.

Один из наиболее распространенных методов контроля каче-

ства цементирования скважин – акустический. Он основан на зависимости параметров акустических колебаний (амплитуды, скорости, частоты и др.) от упругих и поглощающих свойств окружающей среды, в том числе и от характера связи цементной оболочки с колонной и породой.

В России широко применяют разработанную во ВНИИГИСе аппаратуру акустического контроля за цементированием АКЦ-1, рассчитанную на давление до 60 МПа и температуру до 150 °С. Для более глубоких скважин (до 7000 м) серийно выпускают аппаратуру акустического контроля за цементированием на одножильном кабеле АКЦ-4 (для давления до 120 МПа и температуры до 170 °С).

Основные узлы скважинного прибора типа АКЦ – излучатель акустических колебаний и приемник. Попадающие в приемник акустические колебания преобразуются в электрические сигналы, которые передаются по каротажному кабелю к наземной панели управления. С помощью каротажного регистрирующего устройства, подсоединяемого к панели управления прибора АКЦ, записываются непрерывно по стволу скважины три параметра акустических колебаний: амплитуда продольной акустической волны по колонне A_k ; амплитуда продольной акустической волны, превышающей некоторый заданный уровень, A_n (при наличии контакта цементного камня с колонной и породой – амплитуда волны, распространяющейся по породе A_n); время пробега продольной акустической волны от излучателя до приемника t (при распространении волны по незацементированной колонне это время равно t_k , при прохождении по породе – t_n).

Эти параметры измеряют одновременно при движении в колонне скважинного прибора со скоростью не более 1200 м/ч.

В свободной (незацементированной) колонне значения A_k максимальны, значения t минимальны и равны t_k (около 600 мкс), а кривая A_n повторяет по конфигурации кривую A_k и не несет никакой информации о состоянии контакта цементного камня с породой.

Контакт цементного камня с колонной отмечается на акустической цементограмме нулевыми или близкими к нулю значениями A_k .

Только при наличии контакта цементного камня с колонной возможна оценка состояния его контакта с породой, который наиболее уверенно определяется по соответствию конфигурации кривой A_n амплитудной кривой A_k акустического каротажа в необсаженном стволе данной скважины и близости значений t на цементограмме к t_n' при акустическом каротаже.

По отдельным интервалам ствола скважины – в зонах вскрытия в ее разрезе плотных “высокоскоростных” пластов и, наоборот, в зонах вскрытия рыхлых и кавернозных пород интерпретация акустических цементограмм усложняется.

С помощью прибора АКЦ можно определять высоту подъема тампонажного раствора за обсадной колонной в любое время после его схватывания. Однако, если в верхнем интервале цементного кольца нет контакта с колонной, уровень подъема тампонажного раствора будет отмечаться ниже фактического на значение, соответствующее этому интервалу. За верхний уровень тампонажного раствора рекомендуют принимать первое от устья скважины снижение кривой A_k на цементограмме примерно до 0,8 ее максимального значения в незацементированной части колонны.

Так как показания прибора АКЦ не зависят от разности плотностей бурового и тампонажного растворов, то с его помощью определяют высоту подъема гелцементного (облегченного) тампонажного раствора, когда по показаниям гаммагамма-цементомера это выполнить не удастся.

На основе проведения неоднократных измерений с помощью прибора АКЦ в период ОЗЦ можно исследовать процесс формирования цементного камня в скважинных условиях. По акустическим цементограммам, зарегистрированным в период ОЗЦ, можно определить поинтервально сроки загустевания и схватывания тампонажного раствора для конкретных геолого-технических условий. В частности, таким путем было установлено опережающее схватывание тампонажного раствора в интервалах залегания проницаемых пластов, обусловленное отфильтровыванием в эти пласты воды, использованной для затворения раствора.

Измерения при помощи прибора АКЦ при наличии контакта могут дать максимальную информацию о влиянии на качество разобщения пластов таких операций, как опрессовка давлением и снижением уровня, разбуривание цементного стакана, перфорация, вызов притока, кислотные ванны, гидравлические разрывы, ремонтные и другие работы, вызывающие деформацию обсадной колонны и цементной оболочки.

Эффективность применения прибора АКЦ ограничена следующими факторами:

- 1) недостаточной информативностью регистрируемых параметров акустических колебаний A_k , A_n и t , не позволяющей в большинстве случаев достаточно уверенно определить состояние контакта цементного камня с породой, а иногда и с колонной;

2) невозможностью выделения нарушений целостности цементной оболочки с углом раскрытия относительно оси скважины менее 40° , а также разрывов ее сплошности, не превышающих 1,0–1,5 м, вследствие невысокой разрешающей способности прибора АКЦ;

3) искажениями значений регистрируемых с помощью прибора АКЦ параметров при содержании в буровом растворе газа, эксцентриситете и перекосе скважинного прибора в колонне и др.;

4) невысокой точностью количественной интерпретации и сопоставимости A_k , A_n и t вследствие нелинейности измерительного канала и различия порогов чувствительности прибора АКЦ.

Влиянием одного или нескольких этих факторов можно объяснить нередкие случаи несоответствия сделанных на основе интерпретации акустических цементограмм заключений о качестве цементирования скважин результатам их освоения. Вследствие этого в общем случае по данным одного измерения с помощью прибора АКЦ трудно однозначно судить о прямом показателе качества цементирования скважин – герметичности заколонного пространства.

Определение проницаемых интервалов в заколонном пространстве с помощью прибора АКЦ при изменении давления в колонне основывается на чувствительности прибора АКЦ к изменениям состояния контакта цементного камня с колонной при изменении в ней давления.

Ниже кратко охарактеризованы модификации этого метода для неперфорированных и перфорированных скважин.

Прогноз межпластовых перетоков за колонной до ее перфорации значительно сокращает затраты времени и средств на ремонтные работы и более того способствует уточнению оценки запасов месторождения, а также выбору наиболее рационального режима его эксплуатации. Для этого целесообразно сочетать измерение давления в колонне с измерениями с помощью прибора АКЦ в отдельных точках или непрерывно по стволу скважины.

Характер изменения под воздействием давления значений A_k в точках, соответствующих отсутствию контакта (микрозазору) между колонной и цементным камнем (рис. 1.6, I) и значительному его нарушению, при котором возможен переток флюида (рис. 1.6, II), будет различным.

Определение с помощью описанного метода потенциальных каналов в цементном камне позволяет также более надежно выбирать интервалы перфорации для повторного цементирования скважин.

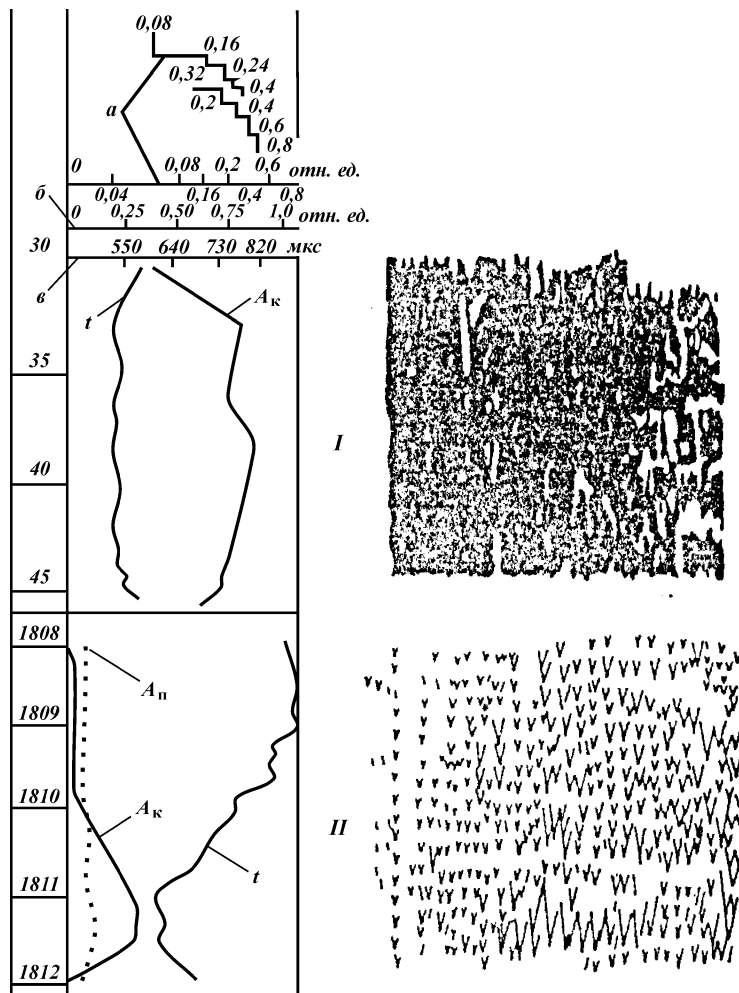


Рис. 1.6. Цементограмма (I) и волновые картины (II) по скв. 2558 на Самолорском месторождении:
a – определенный в результате эталонирования фактический масштаб измерения A_k ; *б, в* – номинальный масштаб измерения соответственно A_k и *t*

Применение прибора АКЦ в комплексе с разработанным в НПО «Южморгео» акустическим кинорегистратором АКР, используемым в качестве приставки к наземной панели цементомера для регистрации волновых картин, позволяет без проведения дополнительных спускоподъемных операций в скважине

оценивать состояние контакта цементного камня с породой (которое в большинстве случаев нельзя оценить только по данным прибора АКЦ), уточнять характер контакта цементного камня с колонной, эталонировать нелинейный масштаб регистрации A_k и A_c цементограммы и учитывать искажающее влияние аппаратурных факторов и условий измерения в скважинах.

Эталонирование масштаба регистрации A_k при помощи АКР позволило построить сводную (по материалам, полученным на Самотлорском месторождении, а также на месторождениях Мангышлака и Ставропольского края) палетку для количественной оценки вероятности межпластовых перетоков воды за колонной по относительным значениям A_k и расстоянию между интервалом перфорации и водоносным пластом.

Однако в процессе эксплуатации АКР были выявлены недостатки, обусловленные в основном регистрацией волновых картин на отдельной фотоленке. С целью устранения этих недостатков в б. ВНИИКРнефти совместно с НПО «Южморгео» вместо АКР создали фазокорреляционный каротажный блок БФК, позволяющий одновременно регистрировать на общей каротажной фотоленте цементограмму и изменение с глубиной скважины полного акустического сигнала в виде фазокоррелограммы.

Применение БФК в комплексе с прибором АКЦ дает возможность получить не меньшую информацию о качестве цементирования скважины, чем при использовании АКР, но на изготовление БФК, как и на исследования с его помощью, затрачивается значительно меньше времени и средств. Кроме того, интерпретация комплексной диаграммы (цементограммы и фазокоррелограммы, зарегистрированных на одной фотоленте) менее сложна и более свободна от погрешностей, чем интерпретация волновых картин. Это иллюстрируется примером, приведенным на рис. 1.7, где представлены по трем интервалам скв. 320 Калужская цементо- и фазокоррелограмма.

В верхнем интервале (420–450 м) цементо- и фазокоррелограмма однозначно характеризуют состояние колонны как свободное. На фазокоррелограмме свободное состояние колонны отмечается прямыми параллельными линиями с характерными сдвигами справа, соответствующими муфтовым соединениям, и одинаковым расстоянием между ними, обусловленным периодом акустических колебаний в свободной колонне (40 мкс).

В интервале частичного контакта цементного камня с колонной (2100–2125 м) по цементограмме нельзя судить о состоянии контакта цементного камня с породой, в то время как по фазокоррелограмме, несмотря на большое число линий волны по колонне, уверенно определяется наличие контакта цементного

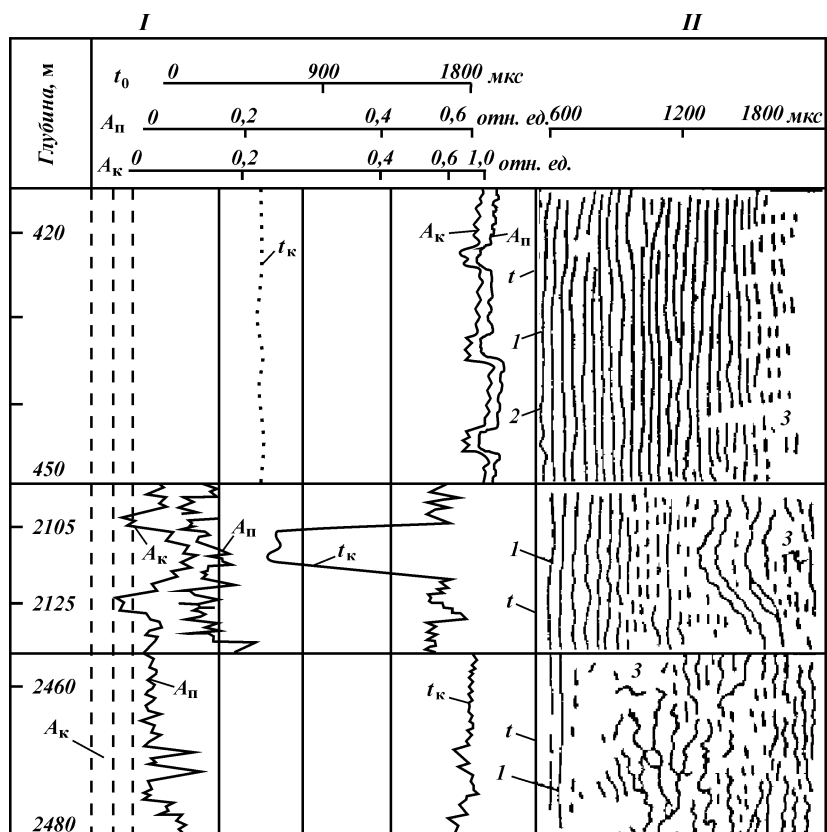


Рис. 1.7. Совместная регистрация цементограммы (I) и фазокоррелограммы (II):
 1 – линии первых вступлений акустической волны по колонне A_k ; 2, 3 – сдвиги линий волны по колонне A_k и породе A_n

камня с породой по отчетливо выделяющимся, обычно искривленным, линиям волны по породе, для которых характерен большой период колебаний.

В интервале 2460–2480 м по цементограмме отмечаются контакт цементного камня с колонной и неопределенность состояния контакта его с породой. На фазокоррелограмме по линиям волны по породе уверенно выделяется “высоко-скоростной” (уплотненный) пласт, характеризующийся уменьшением времени t_n , что свидетельствует о наличии контакта цементного камня с породой при частичном контакте его с колонной.

С целью более эффективного определения высоты подъема тампонажных растворов (особенно облегченных) за обсадными колоннами применяют разработанную в б. ВНИИКРнефти индикаторную приставку акустического каротажа ИПАК, в основу которой заложена регистрация в виде аналоговой кривой сигналов, отраженных от муфтовых соединений обсадных колонн, $A_{отр}$. При этом путь прохождения сигнала от источника до

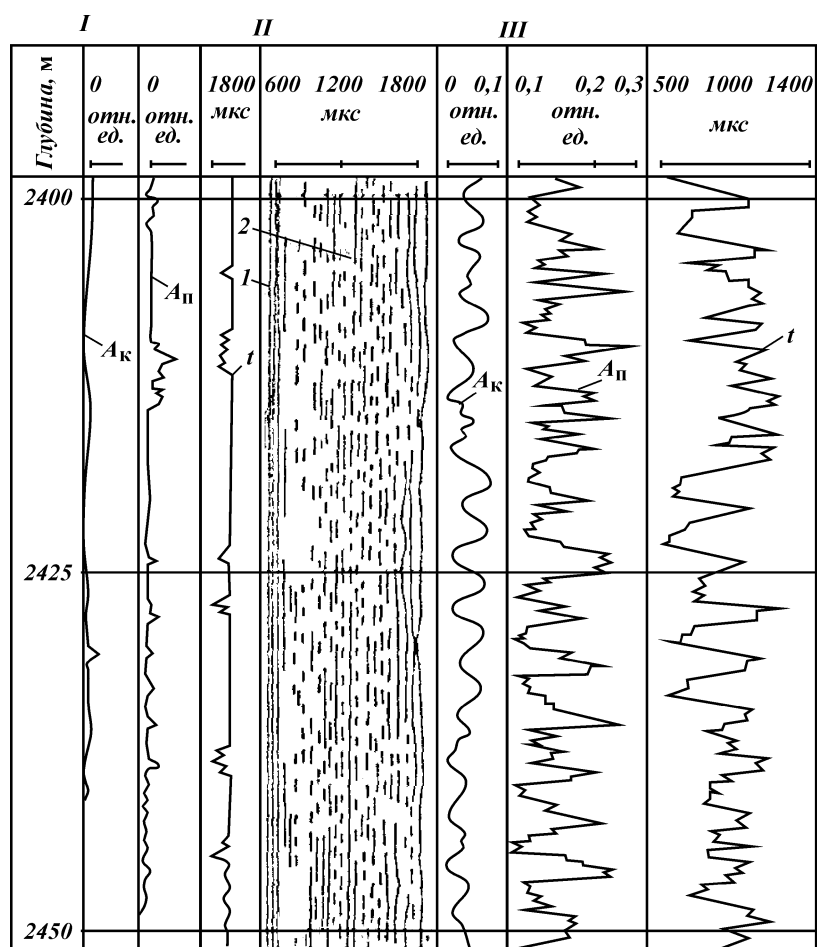


Рис. 1.8. Цементограмма (I), фазокоррелограма (II) и круговая $\pm 100\% \sim A_0$ -кая цементограмма (III):
1, 2 – линии волн, проходящих соответственно по колонне A_K и породе A_{II}

приемника увеличивается кратно по отношению к базе приборов акустического каротажа. Аналоговая кривая $A_{отр}$ пишется совместно с аналоговыми кривыми используемой аппаратуры АКЦ-4, АКЦ-1, УЗБА-21.

Наиболее широкое применение находит разработанный в б. ВНИИКРнефти на базе БФК фазокоррелограф “Волна”, который позволяет записывать полный волновой сигнал в интервале времени от 500 до 1800 мкс (в режиме БФК) и от 500 до 4500 мкс, включая регистрацию отраженных от муфтовых соединений волн. Аппаратура “Волна” работает в комплекте со всеми типами аппаратуры акустического контроля (АК-1, УЗБА-21, АКЦ-4, АКЦ-1), причем позволяет получить полную информацию при одном спуске-подъеме там, где обычно требуются два. Информацию о наличии цементного раствора и характере его формирования за обсадной колонной можно получить на ранней стадии твердения (рис. 1.8).

Геофизические организации нефтяной и газовой отраслей оснащены следующими модификациями аппаратуры контроля за цементированием скважин:

с использованием радиометрических методов – приборы СГДТ-3, ЦМ8-10;

с использованием акустических методов – аппаратура АКЦ-4, УЗБА-21, акустическая часть АК-1, входящая в комплекс ЦМГА-2 в составе с приборами СГДТ-3.

Технико-методические возможности и область применения указанных модификаций аппаратуры контроля за цементированием скважин приведены в табл. 1.1.

Основные технические характеристики комплекса ЦМГА-2 и аппаратуры УЗБА-21 приведены в табл. 1.2.

Новые модификации аппаратуры акустического контроля за цементированием (АК-1 комплекса ЦМГА-2, УЗБА-21, МАК-1) содержат трехэлементные зонды и рассчитаны на регистрацию как индикаторных, так и измерительных параметров. Это позволило в соответствии с современными требованиями, предъявляемыми к методам контроля, реализовать новые методические возможности акустических методов:

впервые разработать и довести до практического использования критерии распознавания дефектов цементирования – каналов, зазоров и разрывов как по одному акустическому методу, так и в комплексе с ГГК (СГДТ-3) и благодаря этому перейти к оценке герметичности (а не “сцепления” с колонной) цементного кольца;

существенно повысить эффективность определения уровня подъема портланд- и гелцементных смесей и состояния це-

Т а б л и ц а 1.1

Технические возможности и области использования аппаратуры контроля цементирования скважин

Технико-методические показатели и область применения аппаратуры	Аппаратура				
	АКЦ-4	УЗБА-21	АК-1 (МАК)	СГДТ-3	ЦМ8-10
Максимальная рабочая температура, °С	150	130	120	120	130
Гидростатическое давление, МПа	–	160*	–	–	–
Тип зонда прибора АКЦ по числу элементов	80	80	60	60	60
Собственная частота АК преобразователя, кГц	2	3	3	–	–
Регистрируемые акустические параметры (да, нет):	25	20	14	–	–
измерительные	Нет	Да	Да	–	–
индикаторные	Нет	Да**	Да	–	–
индикаторные	Да	Да	Да	–	–
индикаторные	Да	Да	Да	–	–
индикаторные	Да	Да	Да**	–	–
Ограничения по диаметру обсадной колонны, мм	146–203	300	300	146–168	203–254
Ограничения по плотности бурового раствора цементного камня (да, нет)	Нет	Нет	Нет	Да	Да
Обеспеченность средствами метрологии (да, нет)	Нет	Да	Да	Да	Нет
Методические возможности (да, нет) аппаратуры при:					
стандартизации приборов и измерений	Нет	Да	Да	Да	Да
оценке высоты подъема цементной смеси на стадии формирования цементного камня	Нет	Да	Да	Да	Да
работе в комплексе с СГДТ-3 и термометром	Нет	Нет	Да	–	–
оценке качества цементирования двухколонных конструкций скважин	Нет	Да**	Нет	Нет	Нет
использовании данных на ЭВМ	Нет	Да	Да	Да	Нет

* В течение 24 ч.

** При повторном спуске.

Т а б л и ц а 1.2

Краткие технические характеристики комплекса ЦГМА-2 и аппаратуры УЗБА-21

Показатели	Комплекс ЦГМА-2		УЗБА-21
	СГДТ-3	АК-2	
Число одновременно регистрируемых параметров	2	6	4
В том числе измерительных	–	3	2
Предельная температура окружающей среды, °С	120	120	130 (160 в течение 2 ч)
Предельное гидростатическое давление, МПа	60	60	60
Длина каротажного кабеля, км	3,5	5,6	5,6
Предельно допустимый угол наклона скважин, градус	30	60	60
Способ цементирования	Роликовый подпружиненный	Рессорный	Резиновые стержни
Размеры зондов, м:			
толщиномер (ТГ)	0,42±0,002	–	–
плотномер (СЦГ-селективная цементограмма)	0,19±0,002	–	–
малого (АК)	–	1,5	1,05
большого (АК)	–	2,0	1,09
базы зонда (АК)	–	0,5	0,85
Диапазоны измерений и регистрации:			
коэффициентов, дБ/м:			
в проверяемом диапазоне на установке УПАК-1	–	15	25
предельные значения интервального времени, мкс/м:			
в проверяемом диапазоне	–	500	500
предельные значения регистрируемого времени распространения, мкс	–	0–1024	0–1500
толщины стенки обсадной колонны, мм	(5–12)±0,5	1024	1500
плотности вещества в затрубном пространстве, г/см ³	(1–2)±0,15	–	–
Собственная частота акустических преобразователей, кГц	–	16	20

ментного кольца в кондукторах (АК-1, МАК-1), промежуточных и эксплуатационных колоннах и наклонных скважинах, в том числе и на незаконченной стадии формирования цементных камней;

впервые ввести метрологическое обеспечение аппаратуры, повысить стабильность и воспроизводимость регистрируемых параметров, а следовательно, и достоверность выдаваемых заключений.

Индикаторные параметры A_k и A_c , регистрируемые аппаратурой АК-1 и АКЦ-4, аналогичны, однако последние подвержены искажениям, вносимым в результате:

ограниченного динамического диапазона усилителя скважинного прибора, большой длины зонда (2,8 м) и высокой частоты (25–27 кГц) акустических преобразователей из-за чего снижена чувствительность параметров АКЦ-4 к гелцементному кольцу и его уровню и повышено соотношение уровня помех к полезному сигналу;

увеличенной ширины временного окна, в которое кроме амплитуды первого попадают амплитуды последующих вступлений, подверженные, как правило, большим интерференционным искажениям;

отсутствия оперативной перенастройки аппаратуры при переходе прибора из интервалов с портландцементным в интервалы с гелцементным кольцом;

ненадежного центрирования скважинного прибора или неиспользования центраторов.

Индикаторные параметры (α_{k1} , α_{k2} или α_{p1} , α_{p2}) аппаратуры УЗБА-21, регистрируемые в виде логарифма отношения некоторой постоянной величины u_2 к амплитуде A_{k1} или A_{k2} , по назначению аналогичны параметру A_k или A_p , за исключением следующего:

максимальным показаниям A_k , A_p соответствуют минимальные значения α_{k1} и α_{p1} (уровень свободной колонны);

при $A_k = 0$ показания $\alpha_{k1, 2}$ могут принимать любые значения в пределах от 30 до 50 дБ;

аномалии в муфтах имеют положительные значения по сравнению с показаниями параметров A_k и A_p .

Для исключения мешающих факторов, повышения точности и чувствительности к цементному кольцу, а также для стандартизации измерений в аппаратуре УЗБА-21 и АК-1 в качестве обязательной введена регистрация измерительных параметров ΔT_p , α_k и α_p .

В частности, параметр α_k в интервалах плотных пород принимает нулевое (АК-1) или отрицательное (УЗБА-21) значение, что указывает на отсутствие дефектов цементирования.

В интервалах терригенного разреза данный параметр имеет тесную связь с упругими свойствами (модуль Юнга, плотность) цементного кольца, характеризующими его герметичность.

Параметр ΔT_p позволяет совместно с параметром α_k использовать новые критерии оценки состояния герметичности цементного кольца.

Для контроля за состоянием цементного кольца в скважинах разведочного и эксплуатационного бурения и при их капитальном ремонте по комплексу параметров акустических и радиометрических методов, а в промежуточных колоннах и кондукторах – акустическим методом (ВНИИнефтепромгеофизика) предназначена аппаратура контроля за цементированием скважин ЦМГА-2.

Аппаратура ЦМГА-2 предназначена для работы с трехжильным бронированным кабелем длиной до 5 км. В акустической части используются две жилы и броня оплетки каротажного кабеля, в радиометрической – одна из жил кабеля и его оплетка.

При комплексном и автономном использовании составных частей не требуется каких-либо конструктивных изменений, кроме установки на скважинный прибор АК-1 дополнительных центраторов, входящих в комплект ЦМГА-2.

В акустическом зонде прибора АК-1 использованы магнито-стрикционные излучатели и приемники с собственной частотой 12–16 кГц, размещенные в маслonaполненных контейнерах, которые снабжены компенсаторами давления.

На рис. 1.9 показана общая структурная схема комплексной аппаратуры акустического и гамма-гамма-контроля АК-ГГК за цементированием обсадных колонн диаметрами от 146 до 168 мм, разработанной во ВНИИнефтепромгеофизике для кон-

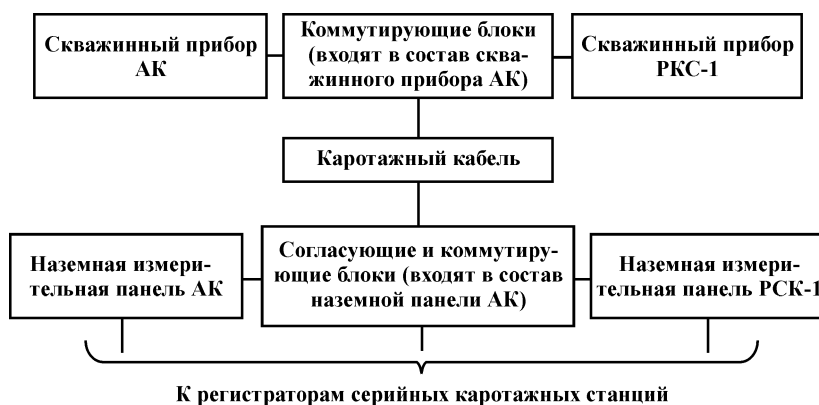


Рис. 1.9. Структурная схема комплексной аппаратуры АКГГК

троля качества цементирования ЦМГД-2. Радиометрическая часть аппаратуры используется в комплекте без существенных изменений. Изменяется только акустическая часть, в которую вводят необходимые элементы механического, электрического и радиотехнического совмещения и блоки коммутации. В качестве радиометрической части используют аппаратуру СГДТ-3.

Предусмотрены независимое электрическое питание скважинных и наземных приборов и передача первичной информации по каналам АК и ГГК, обеспечены защита каналов от взаимных наводок и внешних помех и одновременная автоматическая регистрация измеряемых параметров АК и ГГК за одну спускоподъемную операцию. Составные части скважинных и наземных приборов АК и ГГК могут быть использованы отдельно. Аппаратура ЦМГА-2 позволяет одновременно регистрировать следующие диаграммы:

толщинограмму – кривую значений средней по периметру толщины стенки обсадной трубы с индикацией муфтовых соединений;

интегральную цементограмму – кривую значений средней (кажущейся) плотности вещества в заколонном пространстве;

коэффициента затухания продольной волны по колонне α_k – кривую, характеризующую прочностные свойства цементного кольца, контактирующего с колонной;

коэффициента затухания α_p – кривую, характеризующую поглощающие свойства горных пород при жестком контакте цементного кольца с колонной и стенками скважины;

амплитуды продольной волны по колонне АК – кривую, характеризующую условия связи цементного кольца с обсадной колонной;

амплитуды A_p – кривую, характеризующую условия связи цементного кольца со стенкой скважины;

интервального времени T – кривую, характеризующую скорость распространения упругой волны по колонне или по горной породе;

интервального времени T_p – кривую, характеризующую условия связи цементного кольца с обсадной колонной и горными породами и служащую для привязки получаемой диаграммы к диаграммам других геофизических методов (КС, ПС, ГГК, НГК).

В качестве примера на рис. 1.10 приведены диаграммы ЦМГА-2, полученные в обсаженной части экспериментальной скважины ВНИИнефтепромгеофизики. Диаграммы имеют достаточно хорошую повторяемость, хорошо увязываются с кривыми АКЦ и имеют по сравнению с ними более высокую ста-

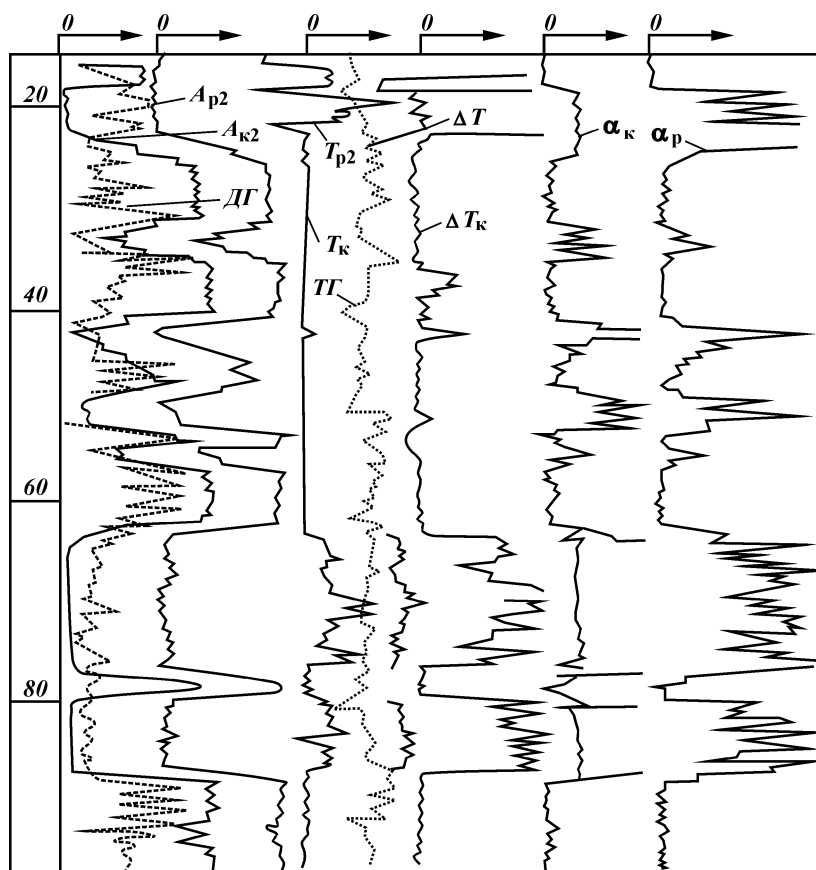


Рис. 1.10. Одновременно записанные аппаратурой ЦМГА-2 диаграммы: $A_{к2}$, A_{p2} , T_{p2} – диаграммы АКЦ и соответствующие им коэффициенты затухания $\alpha_{к}$, α_{p} ; ΔT – диаграмма интервального времени; $TГ$ – толщинограмма; $ДГ$ – цементограмма

бильность, которая достигается за счет применения в приборе центраторов рессорного типа, преобразователей более низкой частоты и использования новых технических решений по обработке первичной информации акустического сигнала.

К недостаткам амплитуды ЦМГА-2 относится большинство недостатков аппаратуры гамма-гамма- и акустического контроля за цементированием скважин. Это, прежде всего, невысокая термостойкость скважинного прибора (до 120 °С), большая длина (6 м) и масса (200 кг).

(по всему стволу) контроль за внутренней поверхностью обсадных труб.

Недостаток акустического метода – зависимость результатов исследования от наличия на стенках труб различных неметаллических загрязнений. Метод не чувствителен к локальным нарушениям геометрии труб (вмятины, вздутия). Наличие шлама в буровом растворе, как и большая плотность последнего, также препятствует получению достоверной информации.

Электромеханический метод контроля за изменением внутреннего диаметра обсадных колонн основан на измерении перемещения шести–восьми рычагов устройства, скользящих по внутренней поверхности обсадной колонны. Радиальные перемещения рычагов передаются на подвижной контакт (ползун),двигающийся синхронно по проходу, благодаря чему изменяется соотношение электрических сопротивлений, напряжений или токов измерительной схемы и вырабатывается соответствующий сигнал, поступающий на регистратор.

В КФ ВНИИ Геофизики разработан прибор НЭМ-68, регистрирующий средний диаметр обсадной колонны и наличие муфтовых соединений; он обладает высокой чувствительностью и инструментальной точностью (до 1 мм) в диапазоне измерений. По такой же реостатно-рычажной схеме К.И. Резниковым создан аппарат для замера диаметра труб.

Все электромеханические приборы дают усредненные значения измеряемых величин; кроме того, возможен пропуск продольных дефектов, попавших в сектор между измерительными рычагами.

Механический метод основан на том же принципе, что и электромеханический, только результаты измерений регистрируются непосредственно в приборе.

Преимущество этого метода – автономность, т.е. отсутствие кабельной связи. К недостаткам электромеханического метода добавляется невозможность контроля за работой прибора.

Магнитный метод основан на регистрации магнитных полей рассеивания, образующихся вокруг отверстия в колонне при намагничивании стационарным магнитным полем обсадных труб.

В НИИ моргеофизике разработан локатор перфорационных отверстий ЛПО-1 с магнитным датчиком. Прибор рассчитан на работу с трехжильным бронированным кабелем. Максимально допустимое давление 60 МПа, температура 150 °С.

Испытания макета прибора в скважинах показали его высокую разрешающую способность. При плотности перфорации 10

отверстий на 1 м удается зарегистрировать каждое отверстие диаметром 7–8 мм и более.

Индукционный метод контроля основан на регистрации изменения поля вихревых токов, возбуждаемых в электропроводной среде (обсадной трубе) переменным магнитным полем. Применяется для измерения толщины стенок труб, выявления трещин и др.

В НИИморгеофизике разработаны индукционные дефектомеры ДИ-1 и ДСИ. Аппаратура ДИ-1 рассчитана на работу с трехжильным кабелем, а ДСИ – с одножильным. Эти приборы работают при давлении до 80 МПа и температуре до 150 °С. Дефектомерами ДИ-1 и ДСИ исследовано около 200 скважин. Испытания показали возможность выявления трещин, вздутий, смятий и интервалов протертости труб в промежуточных и эксплуатационных колоннах с высокой точностью. Минимальный размер трещин, выделяемый на фоне колебаний электрической проводимости труб, около 0,1 м, погрешность определения диаметра ±2 мм.

Методика работы с ДИ-1 и ДСИ та же, что и с ЛПО-1; освоена она теми же геофизическими организациями.

Метод рассеянного гамма-излучения используют для измерения средней толщины стенок, внутреннего диаметра, а также для выявления крупных разрывов и других дефектов обсадных труб.

Во ВНИИГИСе на основе этого метода созданы калибромер (нутромер), дефектомер и толщиномер. В настоящее время Уфимским заводом геофизического приборостроения выпускается дефектомер-толщиномер СГДТ-2. На основании интерпретации его показаний можно установить эксцентриситет колонны, средние толщину и диаметр обсадных труб с точностью до 0,5 мм, места расположения муфт и центрирующих фонарей.

Преимущество этого метода – высокая точность измерения, которая не зависит от плотности бурового раствора и загрязнений поверхности труб. Недостатки метода – невысокий верхний предел рабочей температуры скважинных приборов (< 100 °С), нечувствительность к мелким дефектам колонны, в том числе небольшим трещинам и отверстиям, очень низкая скорость измерений в скважинах, усреднение значений толщины и диаметров труб, сложность аппаратуры.

Метод резистивиметрии основан на измерении с помощью скважинного резистивиметра удельного электрического сопротивления жидкости в скважине в сочетании с операциями, вызывающими приток или поглощение жидкости через наруше-

ние целостности обсадной колонны. В первом случае место нарушения колонны отмечается нижней границей отклонения кривой изменения сопротивления жидкости, заполняющей скважину; во втором – место нарушения обнаруживается по границе раздела заполняющей скважину и закачиваемой в нее жидкостей.

Метод термометрии основан на возникновении температурных аномалий в местах нарушения колонны при притоке или поглощении жидкости. Он обладает в основном теми же недостатками, что и метод резистивиметрии.

Метод радиоактивных изотопов основан на регистрации аномальной интенсивности гамма-излучения против мест нарушений колонны после прокачки в ней жидкости, активированной радиоактивными изотопами (обычно с малым периодом полураспада). Он применим только в том случае, если нет затрубной циркуляции жидкости в зоне нарушения) и поглощающий пласт совпадает по глубине с местом нарушения. Этот метод – один из наиболее надежных и точных косвенных методов, однако вследствие сложности и трудоемкости проведения работ и радиационной опасности применяется редко.

1.3. Бурение нефтяных и газовых скважин

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горной выработки породами. К этим процессам относятся фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами – фильтрация, которая определяет возникновение поглощений бурового раствора и нефтегазоводопроявлений, глинизацию стенок скважины, кольтматацию пристволенной зоны продуктивных пластов, суффозию в фильтровой зоне скважины в процессе вызова притока и последующей эксплуатации, разуплотнение и набухание глинистых отложений и многие другие явления, существенно влияющие на качество заканчивания скважин. Для создания научно обоснованных приемов предотвращения ряда осложнений, достижения эффективных результатов при вскрытии и освоении пластов, реализации процессов бурения с минимальными противодавлениями на пласты необходимо располагать

количественными зависимостями, описывающими движение жидкостей и газов в пластах, изучение которых составляет предмет теории фильтрации.

1.3.1. Движение жидкостей в пористой среде

Движение жидкостей в пористой среде называют *фильтрацией*. Пористые среды или материалы – это твердые тела, имеющие в достаточно большом количестве пустоты, характерные размеры которых малы по сравнению с размерами тела. Структура пористых материалов может быть весьма разнообразной. Так, самые малые пустоты, в которых силы молекулярного взаимодействия жидкости с твердыми стенками весьма велики, называют молекулярными порами. Противоположностью им являются поры, в которых движение жидкости лишь весьма незначительно зависит от взаимодействия со стенками, и их называют кавернами. Полости, занимающие промежуточное положение между кавернами и молекулярными порами, называют просто порами. Поры могут быть сообщающимися и не сообщающимися. Первые образуют активное поровое пространство, а все поры – общее поровое пространство.

Наиболее важная характеристика пористых материалов – пористость, т.е. доля объема, приходящаяся на поры, $m = V_p/V$, где V_p – объем пор; V – объем тела. При этом пористость можно также разделить на активную и абсолютную, или полную.

Пористость измеряется различными способами. Наиболее простые способы измерения абсолютной пористости – прямой, а также способ измерения плотности. По первому способу измеряют объем образца, для чего образец покрывают водонепроницаемым покрытием и определяют объем вытесненной воды, а затем, измельчив образец, измеряют объем твердой фазы. По второму способу определяют объем и плотность образца, а затем объем и плотность материала образца. Тогда из условия $\rho_o V_o = \rho_m V_m$ имеем $m = 1 - \rho_o/\rho_m$, где индексами “о” и “м” обозначены образец и материал образца.

Для измерения активной пористости обычно используют метод нагнетания ртути или пропитки водой. По первому способу образец помещают в сосуд с ртутью и определяют его объем по изменению уровня, так как ртуть не смачивает образец. Затем увеличивают давление в сосуде, и вошедший в образец объем ртути определяет объем активного порового пространства. При этом объемом сжатого воздуха пренебрегают, что является недостатком метода. По второму способу, широко распространен-

ному в нефтяной промышленности, используют свойство чистых горных пород хорошо смачиваться водой. Образец, из которого откачан воздух, погружают в воду, и примерно через неделю его активное поровое пространство целиком заполняется водой.

Определив его массу, получим

$$m = (M' - M)/V\rho_v,$$

где M' – масса образца с водой; M – масса сухого образца; V – объем образца с водой; ρ_v – плотность воды.

Пористость для различных материалов колеблется в достаточно широких пределах (в долях единицы).

Песчаники	0,08–0,38
Известняки	0,04–0,10
Глины	0,03–0,48
Бетон	0,02–0,07
Кварцевый порошок	0,37–0,49
Рыхлые пески	0,37–0,50

Для реальных пластов – коллекторов нефти и газа значения пористости обычно находятся в пределах 0,15–0,22 с возможными отклонениями в ту или другую сторону.

Поток жидкости, движущейся в пористой среде, можно характеризовать его объемным расходом Q . При этом отношение его к площади поперечного сечения образца S есть скорость фильтрации $v = Q/S$.

Эта скорость – фиктивная величина, так как жидкость движется лишь по активному поровому пространству и фактическая ее скорость будет больше v . Если площадь просветов в сечении пористой среды обозначить через S_n , то фактическая скорость

$$w = v/n,$$

где $n = S_n/S$ – просветность.

Наряду с этим для элементарного объема пористой среды между сечениями на расстоянии dx , через который протекло количество жидкости $dV = Qdt$, имеем соотношение $mSdx = Qdt$ или

$$w = dx/dt = Q/(mS) = v/n,$$

т.е. $v = n/w$. Следовательно, получаем $v/m = Q/S_n$ или $m = S_n/S$, т.е. отношение площади просветов к площади сечения образца равно пористости. На этом основании построены микроскопические способы определения пористости.

В теории фильтрации рассматривается скорость фильтрации,

для которой по результатам экспериментальных исследований устанавливают математические модели течения. Эти модели, или законы, фильтрации характеризуют связь между потерями напора при движении жидкости в пористой среде, ее свойствами и параметрами жидкостей.

Один из основных законов фильтрации – закон Дарси, который записывается для одномерного течения в виде

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\eta} \left(\frac{p_1 - p_2}{l} + \gamma \frac{z_1 + z_2}{l} \right),$$

где k – коэффициент проницаемости пористой среды; η , γ – соответственно вязкость и удельный вес фильтрующейся жидкости; p_1 , p_2 – давление соответственно в сечениях 1 и 2, отстоящих на расстоянии l друг от друга; z_1 , z_2 – высоты положения соответственно сечений 1 и 2.

В дифференциальной форме для одномерного фильтрационного потока и при пренебрежении силами тяжести закон Дарси имеет вид

$$v = - \frac{k}{\eta} \frac{dp}{dl} = - \frac{k}{\eta} \frac{p_2 - p_1}{x_2 - x_1},$$

а в многомерном случае

$$\bar{v} = - \frac{k}{\eta} \text{grad } p,$$

где $x_2 - x_1 = dl$ – расстояние между сечениями 1 и 2 вдоль оси абсцисс.

Знак минус в этих выражениях указывает на противоположность направлений скорости фильтрации и градиента давления.

В приведенных выражениях фигурирует характеристика нового свойства пористой среды – коэффициент проницаемости, который имеет размерность площади

$$k = \frac{[v][\eta][l]}{[p]} = \frac{\text{м} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{Па}} = \text{м}^2.$$

Под проницаемостью пористой среды понимается свойство пропускать через себя жидкость или газ под действием приложенного градиента давления, т.е. это проводимость пористой среды по отношению к жидкости или газу.

Для газа при изотермическом течении и пренебрежении его массой в одномерном случае закон Дарси имеет вид

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\eta} \frac{p_1^2 - p_2^2}{2p_2 l} \left(1 + \frac{2b}{p_1 + p_2} \right),$$

где b – константа, являющаяся характеристикой газа в пористой среде.

Сомножитель $\left(1 + \frac{2b}{p_1 + p_2} \right)$, введенный Клинкенбергом, учи-

тывает эффект скольжения газа вдоль стенок пор (эффект Клинкенберга, который проявляется при небольших давлениях, и в этом случае коэффициент проницаемости

$$k_r = k(1 + b/p),$$

где $p = (p_1 + p_2)/2$ – среднее давление газа в фильтрационном потоке.

Следует отметить, что коэффициент проницаемости измеряют обычно с помощью газа. При этом необходимо проводить измерения при нескольких значениях среднего давления, что позволяет установить константу b в экспериментах согласно закону Дарси. В координатах $2Q\eta p_2 l / S(p_1^2 - p_2^2)$ и $2(p_1 + p_2)$ экспериментальные данные должны ложиться на прямую, отсекающую от оси ординат отрезок k и имеющую тангенс угла наклона kb .

Следует отметить, что при течении жидкости через пористую среду, которая насыщена пластовым флюидом, проницаемость зависит от насыщенности им пористой среды. Так, относительная, или фазовая, проницаемость для воды и нефти представлена на рис. 1.11. При таком течении для каждой из фаз справедлив закон Дарси, но его следует записывать в виде

$$\bar{v} = - \frac{k_\phi k dp}{\eta dl},$$

где k_ϕ – относительная, или фазовая, проницаемость.

Значения относительной проницаемости не могут быть больше единицы, но и сумма их для двухфазных систем не при любом значении насыщенности равна единице. Значения фазовых проницаемостей зависят от типа пористой среды, насыщающих жидкостей и числа фаз. Так, для тройной системы вода – нефть – газ фазовые проницаемости для каждой из компонент представлены на рис. 1.12.

Течение жидкостей сквозь пористую среду подчиняется закону Дарси при малых скоростях течения, значение которых удовлетворяет, по В.Н. Щелкачеву, следующему условию:

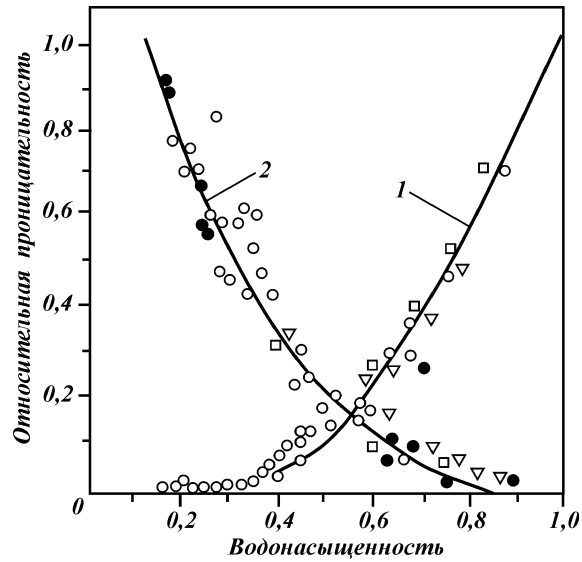


Рис. 1.11. Измерение относительной, или фазовой, проницаемости для воды (1) и нефти (2) в песчаном коллекторе в зависимости от водонасыщенности

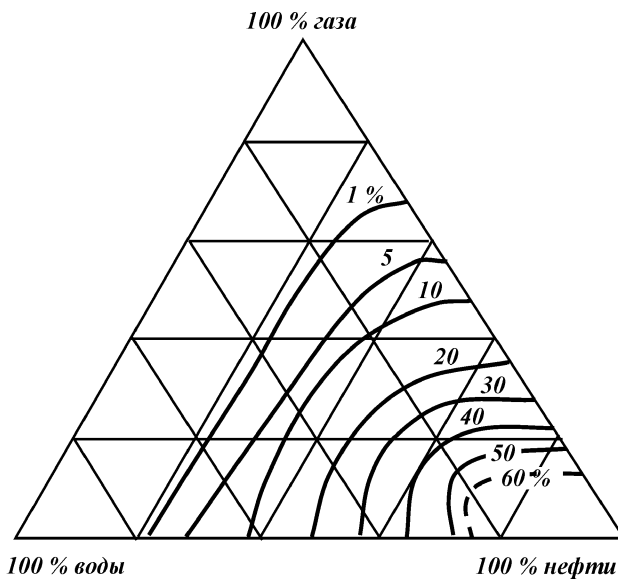


Рис. 1.12. Кривые фазовой проницаемости нефти (в %) в тройной системе типа нефть – вода – газ

$$\frac{10\nu\rho\sqrt{k}}{\eta m^{2,8}} \leq 10 \div 12,$$

где левая часть неравенства носит название числа Рейнольдса Re , и в нем ρ – плотность жидкости. При нарушении указанного условия линейный закон фильтрации нарушается, поэтому используют законы вида

$$(p_1 - p_2)/L = aQ^n$$

или

$$(p_1 - p_2)/L = aQ + bQ^2.$$

При $n = 2$ зависимость между расходом и градиентом давления выражается законом Краснопольского – Шеши

$$(p_1 - p_2)/L = aQ^2 \text{ или } Q = \sqrt{(p_1 - p_2)/aL}.$$

При $n = 3/2$ по закону фильтрации Смрекера

$$(p_1 - p_2)/L = aQ\sqrt{Q} \text{ или } Q = \sqrt[3]{\left(\frac{p_1 - p_2}{aL}\right)^2}.$$

Двучленная зависимость, представляющая собой закон Форхгеймера, в последнее десятилетие находит большее распространение, чем степенная. Коэффициенты как в степенной, так и в двучленной зависимости не являются коэффициентами проницаемости – это некоторые размерные параметры течения, зависящие от свойств жидкостей и пористой среды. Законы типа Краснопольского – Шеши, Смрекера и Форхгеймера не обладают универсальностью закона Дарси, но они охватывают область течений в трещинных и порово-трещинных коллекторах. Для описания течения жидкости в поглощающих пластах указанные зависимости оказываются весьма полезными. В.И. Мищевичем была предложена формула

$$Q = k_1\sqrt{\Delta p} + k_2\Delta p + k_3(\Delta p)^2,$$

охватывающая течение в трещинной или кавернозной (первый член), среднепористой (второй член) и мелкопористой (третий член) средах.

Коэффициенты проницаемости k_1 , k_2 и k_3 находятся по результатам исследования скважин – по индикаторным кривым $\Delta p-Q$.

Для практики бурения представляет интерес обобщенный

закон Дарси, который охватывает течение вязкопластичных жидкостей в пористой среде и записывается (А.Х. Мирзаджанзаде) в виде

$$\bar{v} = \frac{k}{\eta} \left(1 - \frac{G}{|\text{grad } p|} \right) \text{grad } p,$$

где G – начальный градиент давления для пористой среды, при которой начинается движение жидкости в ней.

Для обобщенного закона Дарси $v = 0$ при $|\text{grad } p| \leq G$ и $v > 0$ при $|\text{grad } p| > G$. Для одномерной фильтрации обобщенный закон Дарси можно записать в виде

$$v = \frac{k}{\eta} \frac{\Delta p - \Delta p_0}{L},$$

где Δp – текущий перепад давления; Δp_0 – перепад давления, необходимый для преодоления предельного напряжения сдвига в пористом образце длиной L .

Значение Δp_0 определяется по формуле

$$\Delta p_0 = d \frac{\tau_0 L}{\sqrt{k}},$$

где τ_0 – предельное напряжение сдвига для вязкопластичной жидкости; d – постоянный коэффициент, $d = (155 \div 180) \cdot 10^{-4}$; k – коэффициент проницаемости.

В соответствии с указанным выше для вязкопластичной жидкости можно записать в одномерном случае

$$v = \frac{k \Delta p}{\eta L} - \frac{a \sqrt{k \tau}}{\eta},$$

т.е. при $\Delta p > \Delta p_0$ жидкость будет течь в пористой среде. Указанная зависимость позволяет найти глубину проникновения вязкопластичной жидкости в пористую среду при перепаде Δp . Жидкость остановится после проникновения на расстояние L_0 , определяемое из условия

$$v = \frac{k \Delta p}{\eta L_0} - \frac{a \sqrt{k \tau_0}}{\eta} = 0,$$

т.е.

$$L_0 = \Delta p \sqrt{k} / d \cdot \tau_0.$$

Рассматриваемые законы фильтрации позволяют получить количественные характеристики движения жидкостей и газов в пластах в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

1.3.2. $\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = m \frac{\partial p}{\partial \rho} \frac{\partial \rho}{\partial z} - g \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \right)^2$

При рассмотрении движения жидкостей и газов в пластах, представляющих собой проницаемую среду, необходимо знать характер изменения давления в точках пласта и на его границах, а особенно на стенках скважины, а также расход пластовых флюидов через какие-либо ограничивающие поверхности.

При бурении это представляет интерес с позиций оценки процессов газодонефтепроявлений, поглощений, проникновения бурового раствора в продуктивные пласты, ухудшения проницаемости призабойной зоны и др.

В самом общем случае уравнение движения в неизменяемой пористой среде для жидкостей и газов, подчиняющихся закону Дарси, в прямоугольной системе координат $Oxyz$, согласно Л.С. Лейбензону, имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = m \frac{\partial p}{\partial \rho} \frac{\partial \rho}{\partial z} - g \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \right)^2,$$

где k – коэффициент проницаемости пористой среды; p – давление; η – вязкость жидкости или газа; m – пористость среды; $\rho = f(p)$ – плотность жидкости или газа; g – ускорение силы тяжести.

В случае, если жидкость несжимаема ($\rho = \text{const}$), то уравнение движения приобретает следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial y} \right) - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0.$$

В случае $k = f(x, y, z)$ без знания вида этой функции для пластов решение уравнений движения невозможно, и это усложняет описание большого числа практических задач. В предположении $k = \text{const}$ и $\eta = \text{const}$ или $k/\eta = \text{const}$ получается простое уравнение Лапласа

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0,$$

решение которого $p = p(x, y, z)$ в общем случае содержит две постоянные интегрирования и требует задания двух граничных условий.

В этом уравнении давление – лишь функция координат и не зависит от времени, т.е. это случай стационарной фильтрации.

При течении малосжимаемой жидкости, для которой с достаточной точностью

$$\rho = \rho_0 \left(1 + \frac{p - p_0}{\alpha} \right),$$

где ρ_0 – плотность при $p = p_0$; α – модуль объемной упругости жидкости.

Уравнение движения при $k = \text{const}$ и $\eta = \text{const}$ называют уравнением пьезопроводности или упругого режима фильтрации и записывают в виде

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{k\alpha} \frac{\partial p}{\partial t},$$

где $k\alpha/(m\eta) = K$ – коэффициент пьезопроводности, по аналогии с коэффициентом температуропроводности в подобном по виду уравнении теплопроводности Фурье, описывающем нестационарное температурное поле.

В случае деформируемости пористой среды уравнение пьезопроводности принимает вид

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{k} \left(1 + \frac{\alpha}{m\alpha_1} \frac{\partial p}{\partial t} \right),$$

где α_1 – модуль, характеризующий упругость пористой среды.

Решение $p = p(x, y, z)$ приведенных уравнений пьезопроводности содержит уже три постоянных интегрирования и требует задания двух граничных и одного начального (при $t = 0$) условий.

При течении в неизменяемой пористой среде с $k = \text{const}$ газа, плотность которого является функцией давления и температуры $\rho = f(p, T)$ и $\eta = \text{const}$, уравнения движения записываются в виде

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \left(\frac{m\eta}{k} - \frac{\partial p}{\partial \Phi} \right) \frac{\partial \Phi}{\partial t},$$

где $\Phi = \int p dp$ – функция Лейбенсона.

В частном случае политропного процесса

$$p^{1/n} = \beta g \rho R T,$$

где n – показатель политропы; β – коэффициент сверхсжимаемости; R – газовая постоянная; T – абсолютная температура.

Уравнение движения имеет вид

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{nk} \left[\frac{n}{\beta gRT(n+1)} \right]^{\frac{n}{n+1}} \Phi^{-\frac{n}{n+1}} \frac{\partial \Phi}{\partial t}.$$

При изотермическом процессе $n = 1$, тогда

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{k\sqrt{2\beta gRT\Phi}} \frac{\partial \Phi}{\partial t}.$$

Уравнения движения газов в пористой среде нелинейны, и решить их можно только в некоторых конкретных случаях при введении определенных упрощений.

Рассмотрим несколько частных решений, представляющих интерес с позиций проводки нефтяных и газовых скважин и широко используемых в различных расчетах при бурении.

Пусть при бурении скважины радиусом r_c частично (рис. 1.13, б) или полностью (в) вскрыт проницаемый пласт кругового контура радиусом R_k , имеющий непроницаемые кровлю, подошву и толщину h (рис. 1.13).

В случае применимости закона Дарси для несжимаемой жидкости справедливы следующие формулы для расчета расхода при стационарной фильтрации.

При большой мощности пласта (см. рис. 1.13, а) имеем формулу для расчета расхода на стенках скважины

$$Q = \frac{2\pi k(p_k - p_c)}{\eta \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)},$$

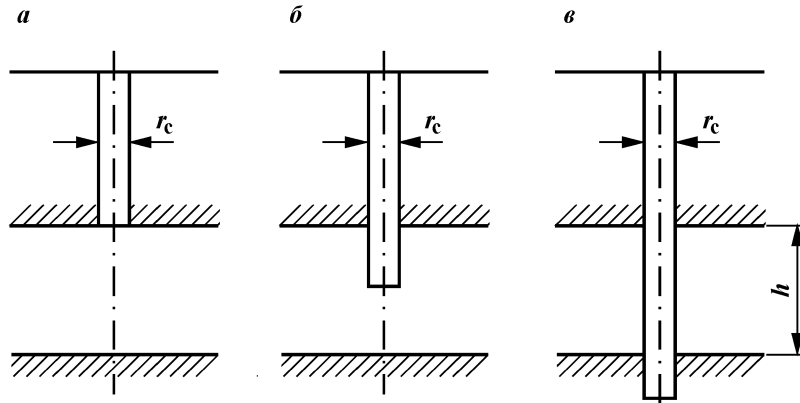


Рис. 1.13. Схемы вскрытия проницаемого пласта скважиной

или

$$Q = \frac{2\pi k r_c}{\eta} (p_k - p_c), \text{ так как } \frac{1}{R_k} \rightarrow 0.$$

При этом для $p_k > p_c$ скважина проявляет с дебитом Q , а в противном случае поглощает.

При условии $r_c \ll h$ и незначительном заглублении (см. рис. 1.13, б) формула для расчета с удовлетворительной для инженерных расчетов точностью имеет вид

$$Q = \frac{2\pi h k (p_k - p_c)}{\eta \left(\frac{h}{r_c} + \ln \frac{R_k}{1,5h} \right)}.$$

Аналогично при $p_k > p_c$ имеет место проявление с дебитом Q , а в противном случае – поглощение.

Наконец (см. рис. 1.13, в), расход определяется по формуле Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi h k (p_k - p_c)}{\eta \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

при тех же условиях.

Во всех приведенных формулах индексы “с” и “к” означают скважину и контур, а под давлением p_k понимается пластовое давление.

Обычно крайне трудно задаваться радиусом контура R_k . Если в его задании ошибиться в m раз, то

$$\ln = \frac{m R_k}{1,5h} = \ln \frac{R_k}{1,5h} + \ln m,$$

$$\ln = \frac{m R_k}{r_c} = \ln \frac{R_k}{r_c} + \ln m.$$

При условии, что R_k обычно в сотни или тысячи раз больше h или r_c , первые члены будут на порядок больше вторых членов при $m = 2-3$. Поэтому погрешности от ошибочного задания радиуса контура в 2-3 раза приводят к ошибкам порядка 10 %, т.е. двух-, трехкратные ошибки при задании R_k вполне допустимы.

Приведенные выше формулы применены при фильтрации по закону Дарси, а во многих случаях вскрываются трещинные или порово-трещинные коллекторы, для которых более справедливы законы течения, описываемые формулами Форхгей-

мера или Краснопольского – Шеши. В случае применимости закона Краснопольского – Шеши формула для расчета расхода имеет вид

$$Q = \pi h \sqrt{\frac{(p_k - p_c) R_k r_c}{a(R_k - r_c)}},$$

где a – постоянная характеристика фильтрации.

Принимая во внимание, что $r_k \gg r_c$, последнюю формулу можно записать в виде

$$Q = \pi h \sqrt{\frac{r_c}{a} (p_k - p_c)}.$$

При фильтрации по закону Форхгеймера расчетная формула для определения Q приближенно записывается в виде

$$p_k - p_c = \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} + b \left(\frac{Q}{2\pi r_c h} \right)^2 r_c,$$

где b – постоянная двухчленного закона фильтрации.

Все приведенные выше формулы могут быть использованы и для течения газов. В этом случае вместо разности давлений необходимо применять разность квадратов давлений, т.е.

$$\Delta p^2 = p_k^2 - p_c^2,$$

а вместо объемного расхода Q определяется приведенный к стандартным условиям (например, к атмосферному давлению и пластовой температуре) объемный расход $Q_{\text{прив}}$. Так, формула Дюпюи при течении газов имеет вид

$$Q_{\text{прив}} = \frac{\pi kh (p_k^2 - p_c^2)}{p_{\text{ат}} \eta \ln \frac{R_k}{r_c}},$$

а для случая одномерного течения соответствующая формула была приведена выше, где в отличие от формулы для жидкости появился множитель $1/p_{\text{ат}}$ (где $p_{\text{ат}}$ – атмосферное давление).

Во всех рассмотренных зависимостях связь между расходом и перепадом давления можно представить в виде следующих моделей.

Для жидкости	Для газа
$\Delta p = AQ$	$\Delta p^2 = AQ$
$\Delta p = AQ^2$	$\Delta p^2 = AQ^n$
$\Delta p = AQ + BQ^2$	$\Delta p^2 = AQ + BQ^2$

Здесь константы A и B в каждом случае имеют свой смысл,

но константы A всегда содержат k и η , а константа B зависит от геометрии пористой среды, инерционных эффектов и др. Для определения указанных констант используют различные методы исследования пластов, позволяющие получать кривые $\Delta p = f(Q)$, обработка которых дает возможность идентифицировать константы A и B . Основной прием обработки получаемых кривых – обработка по методу наименьших квадратов или его различные модификации.

ГЛАВА 2

ВСКРЫТИЕ И РАЗБУРИВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений во многом определяется состоянием призабойной зоны скважин в период заканчивания.

В результате физико-химического и механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород в призабойной зоне.

Физико-химическое воздействие на призабойную зону обусловлено взаимодействием флюида пласта и фильтрата бурового и цементного растворов, а также действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт оказывают следующие факторы:

разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;

изменяющееся противодавление столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся давление столба цементного раствора);

фильтрация фильтрата бурового (и цементного) раствора;

изменяющийся температурный режим в скважине;

гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущимся инструментом;

гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др.

2.1. РАЗБУРИВАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта необходимо уделять особое внимание технологическим

приемам, снижающим отрицательное воздействие технологических процессов на приствольную зону продуктивного пласта.

В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на величину (в зависимости от глубины) от 1,5 до 3,5 МПа. В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении в кольцевом пространстве, а также движении вниз бурового инструмента.

Не изучен вопрос изменения проницаемости продуктивного пласта при его краевой разгрузке с учетом перемещения частиц (песка, обломков породы), хотя известно, что создание всестороннего гидравлического давления (через диафрагму) понижает, а снятие давления повышает проницаемость образца. Однако попеременное нагружение и разгрузка образца может нарушить его сплошность.

Нечетко определены понятия качества работ в бурении и при заканчивании скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) для многих производственных объединений РФ стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин – получаемый полезный эффект, т.е. добыча количества углеводородов на рубль затрат при строительстве скважин – за последние 10 лет сократилось более чем в 2 раза. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2–4 раза больше в зависимости от условий. Это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности, альтернатива экстенсивному пути ее развития, экономически не оправданному освоению многих новых малопродуктивных месторождений.

Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующими факторами.

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности – наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом – не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснован-

ных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствуют оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодно ускорение и снижение фактической себестоимости строительства скважин по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству, лишь бы был достигнут его минимальный уровень, необходимый для сдачи скважин.

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

2.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БУРЕНИЕ И ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства продуктивного пласта не учитывают. Исключение составляет выбор типа бурового раствора (но не во всех случаях).

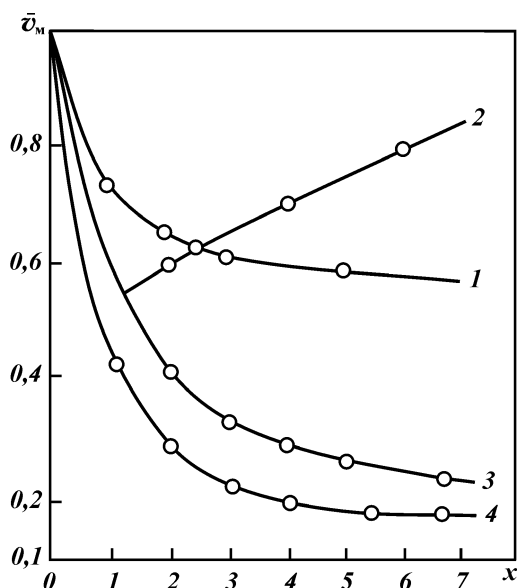
Кроме ухудшения естественного состояния продуктивного пласта за счет проникновения фильтрата бурового раствора и в некоторых случаях твердой фазы на скорость бурения влияет ряд технологических факторов, определяемых буровым раствором: плотность, вязкость, показатели фильтрации, содержание и состав твердой фазы. Эти показатели могут способствовать

увеличению механической скорости проходки (фильтрация) и одновременно снижать проницаемость призабойной зоны или способствовать уменьшению скорости проходки и улучшить состояние призабойной зоны. Вместе с тем основные показатели технологических свойств буровых растворов взаимосвязаны.

На рис. 2.1 представлены зависимости относительной механической скорости проходки от качественных показателей свойств бурового раствора, которые свидетельствуют о том, что эффективность работы долота ухудшается по мере увеличения плотности, количества твердой фазы, вязкости раствора и уменьшения фильтрации. Наибольшее влияние на механическую скорость проходки оказывают плотность и твердая фаза бурового раствора. Воздействие вязкости менее существенно. Отмечено также сильное влияние показателя фильтрации.

В бурении предъявляются повышенные требования к выбору бурового раствора, в первую очередь с позиции предупреждения осложнений и аварий, затем учитывают обеспечение наилучших условий работы породоразрушающего инструмента и, к сожалению, очень редко уделяют внимание максимальной возможности сохранения естественного состояния продуктивного объекта.

Рис. 2.1. Качественная зависимость относительной механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора:
1 – вязкость; 2 – фильтрация; 3 – содержание твердой фазы; 4 – плотность



2.3. Δp и $\Delta p_{\text{гидр}}$ в скважине при бурении и заканчивании

Все гидродинамические эффекты (спускоподъемные операции, промывка ствола скважины, его проработка, спуск обсадной колонны, цементирование колонн и т.д.), наблюдающиеся при бурении скважины, имеют место при ее заканчивании. Если в первом случае нас интересует безаварийная проводка скважины с минимумом затрат времени и средств, то во втором случае, т.е. при заканчивании скважины, определяющим фактором должна быть сохранность продуктивного пласта в состоянии, максимально приближенном к естественному.

Возникновение осложнений при бурении и заканчивании скважин в значительной мере зависит от изменения гидродинамических давлений. Механическая скорость проходки, состояние призабойной зоны, изменение (снижение) проницаемости продуктивного пласта, наконец, его возможный гидроразрыв с проникновением в него бурового или цементного раствора существенно определяются колебаниями гидродинамического давления, которое в отличие от гидростатического может изменяться в широких пределах.

2.3.1. Δp и $\Delta p_{\text{гидр}}$ в скважине при бурении и заканчивании

Увеличение гидродинамического давления на стенку скважины и забой прослеживается сразу же после включения насосов, но еще до восстановления циркуляции бурового раствора его величина зависит от плавности запуска бурового насоса, предельного напряжения сдвига раствора, зазора между стенкой скважины и бурильными трубами, а также от глубины скважины.

Дополнительное давление Δp , которое определяется значением предельного напряжения сдвига бурового раствора до возобновления циркуляции, может достигать больших значений.

В соответствии с расчетами общее давление при запуске буровых насосов может быть существенным, поэтому в случае разбуривания продуктивного пласта, представленного непрочными породами, запускать насосы следует плавно, причем предельное напряжение сдвига должно быть минимально допустимым.

Достаточно глубоко изучено изменение гидродинамического

давления на стенку скважины и забой при спускоподъемных операциях (А.М. Пирвердян, М.К. Сеид-Рза и др.). Оно определяется физико-механическими свойствами раствора, скоростью спуска и подъема бурильных и обсадных труб, величиной зазора кольцевого пространства, диаметрами труб и скважин, неровностями поверхностей и др.). С увеличением скорости спуска бурильного инструмента и с повышением физико-механической характеристики бурового раствора гидродинамическое давление повышается.

В зависимости от скорости движения бурильного инструмента меняется и скорость движения раствора. В период разгона (вниз) свечи возникает дополнительное гидростатическое давление.

При движении колонны труб вниз значения прироста давления достигают 50 % первоначального (для $l = 1000$ м, $\rho = 1,25$ г/см³, $\tau_0 = 30$ МПа, первоначальной скорости спуска 1 м/с).

При отрицательном ускорении давление на стенку скважины может снижаться до значения ниже гидростатического. Эти изменения гидродинамического давления создают знакопеременные нагрузки на пласты.

Естественно, при включении насосов или в случае спускоподъемных операций рост гидродинамического давления, причем значительный, отмечается в случае образования сальника на долоте. Возникают давления, достаточные для гидроразрыва продуктивного пласта. Проработка ствола (в том числе под спуск обсадной колонны) также может быть причиной повышения гидродинамической нагрузки на продуктивный пласт при промывке, особенно если в процессе последнего рейса скважина недостаточно очищалась от шлама или происходили осыпи или обвалы стенки скважины.

Некоторые исследователи склонны обращать внимание на повышение (и понижение) давления при восстановлении циркуляции бурового раствора в начале вращения инструмента.

Значение модуля градиента гидроразрыва в более общем случае зависит от типа горной породы, степени анизотропии, пластового (порового) давления, толщины покрывающих пластов, тектонического строения в пределах данной площади, наличия и качества фильтрационной корки и, как уже отмечалось, от физико-механических свойств жидкости.

Определение градиента гидроразрыва может быть осуществлено прямым и косвенными методами. Прямой метод основан на установлении давления, необходимого для разрыва породы, и давления распространения образовавшейся трещины.

При таком методе вводом бурового раствора повышают давление в скважине до предела, при котором произойдет разрыв пласта. К этому предельному значению прибавляют значение гидростатического давления. Сумма этих значений и представляет собой искомую величину.

К косвенным (расчетным) относятся метод Хуберта и Уиллиса, метод Мэтьюза и Келли, метод Итона, метод Кристмана и др.

При заканчивании скважин гидравлический разрыв часто происходит при пуске насосов, бурении, промывке, проработке, спуске бурильного инструмента, особенно когда плотность бурового раствора завышена.

Следствием гидроразрыва газового пласта (как и всякого иного) является падение гидростатического давления и поступление в скважину газа, часто с трагическим исходом.

2.3.2. Анализ влияния гидроразрыва пласта на процесс цементирования скважины

В процессе закачки цементного раствора в обсадную колонну и последующей его продавки в заколонное пространство до фиксации момента “стоп” существенно изменяется гидродинамическая ситуация в скважине. В первую очередь это проявляется в эффекте изменения осевых нагрузок на обсадную колонну, а следовательно, и на продуктивный пласт, а если учесть и без того повышенное давление за счет разности плотности растворов, возможность гидроразрыва пласта становится реальностью.

Кроме предварительных работ по установлению изменения нагрузки на обсадную колонну в процессе закачки и продавки цементного раствора фиксацией роста усилия на крюке проведены более точные эксперименты. Увеличение нагрузки в процессе первой стадии работ по цементированию (затворение и прокачивание цементного раствора по всей длине колонны) составляло от 15 до 26 % исходного веса колонны, спущенной в скважину и заполненной буровым раствором.

Увеличение нагрузки находится в прямой зависимости от скорости движения по колонне прокачиваемого цементного раствора, его вязкости и динамического напряжения сдвига при определенной плотности.

Установлено, что чем длиннее обсадная колонна и меньше ее диаметр, тем больше нагрузка на колонну (12,6 % против 2,0–3,0 % при длине обсадной колонны соответственно 3096 и

1757 м); при увеличенном диаметре обсадных колонн закачивание даже значительного количества тампонажного раствора приводит к небольшому увеличению осевой нагрузки. В процессе вытеснения тампонажного раствора в кольцевое пространство осевые напряжения в трубах колонны снижаются в зависимости от конкретных условий цементирования, как правило, на 3–20 % максимального приращения нагрузки при закачивании раствора в колонну.

После прекращения циркуляции некоторое приращение осевой нагрузки происходит, очевидно, из-за явления седиментации, оседания твердой фазы цементного раствора, сопровождаемого водоотстоем в затрубном пространстве. Снижением значений реологических характеристик тампонажного и бурового растворов при цементировании обсадной колонны можно в значительной степени уменьшить дополнительное осевое усилие, в результате чего понижается нагрузка на продуктивный пласт.

Экспериментальные исследования с целью уточненного определения изменения осевых напряжений в трубах обсадной колонны при промывке и цементировании проводились на опытной скважине. Для создания избыточных давлений в трубном и кольцевом пространствах устье скважин было герметизировано специальной головкой. Промывка скважины и заканчивание тампонажного раствора в колонну осуществлялись цементировочными агрегатами.

Для измерения осевых нагрузок использовался силовой магнитоупругий датчик, который был установлен между двумя элеваторами, поддерживающими на устье всю подвеску насосно-компрессорных труб. Графическое изображение функциональных зависимостей представлено на рис. 2.2. Отмечено, что, когда скважина заполнена водой, увеличение осевой нагрузки на колонну больше, чем в случае, когда скважина заполнена буровым раствором. В среднем для случая, когда скважина заполнена водой, приращение нагрузки составляло от 3,8–5,7 % в переходном режиме прокачивания от структурного к ламинарному до 11 % при движении в турбулентном потоке. Когда скважина заполнена буровым раствором, сравниваемые величины соответственно равны 1,5–6,9 % и 4,7–13,3 %.

Как показали проведенные исследования, осевая нагрузка на верхние трубы колонны при ее цементировании увеличилась с ростом значения Re' тампонажного раствора в трубах. Исключением является интервал значений $Re' = 1000 \div 1500$, в котором нагрузка падала.

При переходе тампонажного раствора из труб в затрубное пространство значение дополнительной осевой нагрузки на ко-

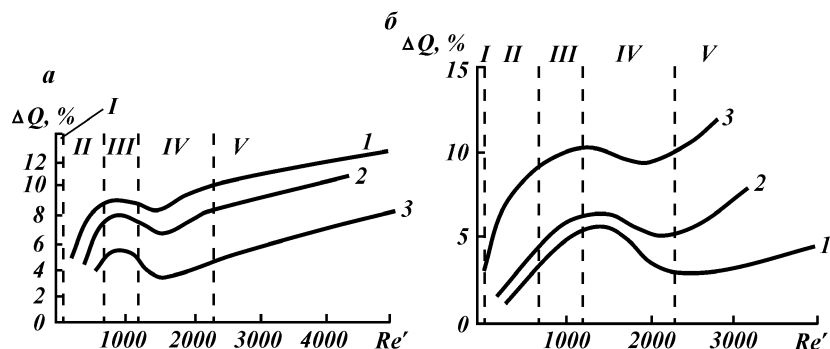


Рис. 2.2. Изменение осевой нагрузки на подвеску 73-мм труб при различных режимах (I-V) течения тампонажного раствора:
 а – в трубах, НКТ полностью заполнены цементным раствором, кольцевое пространство заполнено: 1 – технической водой плотностью 1,02 г/см³; 2, 3 – буровым раствором плотностью соответственно 1,11–1,21 и 1,24–1,42 г/см³; б – в кольцевом пространстве, НКТ полностью заполнены водой, кольцевое пространство заполнено: 1 – цементным раствором плотностью 1,62–1,80 г/см³ и столбом воды; 2, 3 – соответственно цементным раствором плотностью 1,64–1,82 и 1,67–1,90 г/см³ и глинистым раствором плотностью 1,13–1,20 и 1,28–1,37 г/см³

лонну, зависящее от сил трения его о стенки труб, снижалось. Это снижение неодинаково для различных условий цементирования скважины и ее конструкции. Наиболее характерно изменение осевой нагрузки в момент окончания выхода цементного раствора из заливочных труб. В этот период отмечалось наибольшее снижение осевой нагрузки на колонну.

При одних и тех же значениях параметра Re' величина изменения осевой нагрузки на колонну тем больше, чем выше плотность вытесняемого бурового раствора. Поэтому для случаев, представленных кривыми 2 и 3, силы трения жидкостей о наружную поверхность насосно-компрессорных труб имели большую величину по сравнению с опытами, описываемыми кривой 1. При движении цементного раствора в кольцевом пространстве при значениях $Re' = 1400-2100$ отмечалось снижение сил трения жидкостей о поверхность труб колонны, объясняемое, очевидно, возникновением турбулентной вязкости в переходном режиме течения растворов. Дальнейшее увеличение значения Re' приводило к стабильному росту указанных сил.

Таким образом, изменение режима течения тампонажного раствора в кольцевом пространстве скважины от структурного до турбулентного приводит к снижению осевых нагрузок на

верхние трубы колонны до 10–12 % начальной нагрузки на них перед цементированием скважин.

При проведении комплекса работ по строительству скважины ее гидравлическая система часто подвержена ударным нагрузкам от повышенного или пониженного давления гидроудара.

При остановке потока жидкости в обсадных трубах над пробкой возникает ударная волна повышенного давления, значение которого можно определить из зависимости

$$H_{\text{уд}} = c_{\text{о.т}} Q_0 / g S_{\text{о.т}},$$

где $c_{\text{о.т}}$ – скорость ударной волны в жидкости обсадных трубах; Q_0 – производительность цементировочных агрегатов (ЦА); $S_{\text{о.т}}$ – площадь проходного сечения обсадных труб; g – ускорение силы тяжести.

На практике обычно стремятся не допустить опрессовки колонны после посадки пробки и останавливают агрегаты сразу после получения сигнала о росте давления. Но даже в этом случае обсадные трубы оказываются нагруженными минимум тройным давлением гидроудара. Действительно, на головке отмечается сразу двойное давление, и, как бы быстро не был остановлен агрегат, эта ударная волна успевает отправиться вниз к забоям, где дополнительно увеличивается на $H_{\text{уд}}$.

2.4. Проблемы качества цементирования обсадных труб
и методы их решения

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта включает большой круг вопросов, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно – главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Это наиболее доступный для изменения фактор – обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические про-

цессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Американские исследователи полагают, что существуют следующие основные факторы загрязнения пласта:

реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин;

кольматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной $6,5 \text{ см}^2$, находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно, если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП. Влияние их идет в направлении снижения проницаемости ПЗП за счет прохождения фильтрата (разбухание глинистых включений; образования закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах и др.

Буровой раствор с высокой водоотдачей нецелесообразно использовать при освоении скважин и добыче нефти и газа, так как он снижает естественную продуктивность пласта и для ее восстановления могут потребоваться перфораторы специального типа или несколько кислотных обработок.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);

противодавления на пласт от столба бурового раствора;

длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;
состава цементного раствора;
глубины и плотности перфорации обсадной колонны;
длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;
способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям:

фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород;

гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой кольматации содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента;

поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат – пластовый флюид должно быть минимальным;

водотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры – такими, чтобы дифференциальное давление при разбурировании продуктивной толщи было близким к нулю, хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не обработанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта. Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (вращающиеся превенторы, дистанционно управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора). Поэтому на практике вынуждены вскры-

вать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет преобладающее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на различных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть – газ – порода – остаточная вода – фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами ка-

налов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина – пласт.

Влияние зоны кольматации на приток флюида к стволу скважины варьирует в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это явление в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны кольматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) – фильтрат, и если поверхности раздела неподвижны, теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть – фильтрат.

Повышение качества вскрытия продуктивных пластов следует осуществлять двумя путями:

выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

выбором технологических режимов вскрытия, промывки

скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессии, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать без заметных остаточных явлений последствия проникновения фильтрата в призабойную зону;

твердая фаза бурового раствора или ее большая часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникновения раствора в трещины (поры) пласта за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, отличающихся друг от друга основными признаками и условиями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных кернах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в

определенных условиях снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти более чем на 50 %, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 2.1). На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости керна при различных условиях находится в пределах 45–85 %. Добавка к буровому раствору применяемых различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на первоначальную проницаемость пористой среды приведена в табл. 2.2. Таким образом, как показывают лабораторные исследования, проведенные в России и за рубежом, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

В табл. 2.3 приведены данные о снижении коэффициента продуктивности скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора.

Приведенные примеры убедительно показывают, что проникновение в пласт фильтрата и бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производитель-

Т а б л и ц а 2.1

Восстановление проницаемости керна

Порода	Первоначальная нефтепроницаемость, мкм ²	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6	Пресная	53	Жигач и Паус (МИНГ)
	1,0		62	
	1,4		68	
	2,0		74	
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	0,4	“	42	В.А. Шевалдин (ТатНИИ)
	1,2		46	
	2,0		50	
	0,4		86	
	1,2		84	
Юрский песчаник Таллинского месторождения	0,01–0,2	Любая	82	Н.Р. Рабинович (ВНИИКР-нефть)
			55	
			55	

Т а б л и ц а 2.2

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Восстановление первоначальной проницаемости, %
Вода	59,4
Буровой раствор без добавки реагентов	71,7
Буровой раствор + 10 % УЩР	47,5
Буровой раствор + 1 % КМЦ	59,8
Пена	94,2
Раствор на нефтяной основе	95,0

Т а б л и ц а 2.3

Уменьшение коэффициента продуктивности

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа		K ₁ /K ₂
		пребывания бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора K ₁	после закачки раствора K ₂	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	III	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

ность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на различных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и пропластки.

Большие осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов на скважинах глубиной 4000–5000 м. На большой глубине трудно регулировать давление на забое вследствие высокого пластового давления и температуры, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до плотности 1,8–2,2 г/см³. В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, вскрытие его проводят при весьма большом превышении давления на забое над пластовым. Это влечет за собой разрыв пласта и уход в него больших количеств раствора, особенно при часто повторяющихся-

ся спускоподъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин.

О чрезмерном превышении (в %) давления в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым можно судить по следующим фактическим данным.

Куйбышевская область	18–48
Украина	50–80
Азербайджан	60–120

Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма большой. По данным специальных исследований она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана 1,4–2,5 м, на Майкопском газоконденсатном месторождении 0,5–3,0 м, на Самотлорском месторождении 6–37 м и т.д.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Значения глубины зоны изменений проницаемости (ухудшенной), определенной в результате гидродинамических исследований на Речинском и Самотлорском месторождениях, приведены в табл. 2.4.

Цементирование эксплуатационной колонны может также оказывать отрицательное влияние на проницаемость призабойной зоны, особенно когда пластовое давление ниже или выше гидростатического. В первом случае происходит проникновение в пласт не только фильтрата цементного раствора, но и собственно раствора, так как при цементировании эксплуатационной колонны почти во всех случаях применяют цементный раствор плотностью 1,8–1,85 г/см³. Конструкция скважины в большинстве случаев подчиняется задачам успешной проходки ствола скважины, хотя и не всегда отвечает условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия.

Т а б л и ц а 2.4

Месторождение	Номер скважины	Протяженность за- грязнения ПЗП, м	Месторождение	Номер скважины	Протяженность за- грязнения ПЗП, м
Речинское	15	57	Самотлор- ское	2155	14
	16	28		2149	6
	20	32		2159	11
	50	20		3077	7
	80	41		1521	34
	250	55		1523	27

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

2.4.1. Последовательность операций, проводимых при заканчивании скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента нецелесообразно, как считают специалисты, использовать растворы на углеводородной основе (РУО) или на основе специальных химических реагентов.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существующую технологию, не удается получить промышленный приток газа, необходимо искать новые типы растворов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существующую технологию, не удается получить промышленный приток газа, необходимо искать новые типы растворов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности.

В течение нескольких лет продуктивные объекты на Астраханском месторождении вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью 1,75 г/см³. В результате существенно снижается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, освоение скважин затрудняется и требуется неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа. Конструкция скважин в зоне многопластовой залежи должна выбираться исходя из условия достижения максимального охвата дренированием каждого продуктивного

объекта и всей залежи в целом. Решить этот вопрос возможно в результате отдельного опробования каждого объекта разработки.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа, Средней Азии и других регионов свидетельствует о том, что в тех случаях, когда при вскрытии и образовании многопластовых продуктивных залежей не учитываются особенности отдельных эксплуатационных объектов, конечный коэффициент газоотдачи составляет немного более 50 %. Так, в начальный период разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения во всех скважинах осуществлялось вскрытие всего газонасыщенного интервала единым фильтром. В результате одновременной эксплуатации сразу всех продуктивных пачек планируемый объем добычи газа и конденсата обеспечивался меньшим числом скважин. Однако за сравнительно короткий период времени произошло опережающее обводнение контурными водами второй, наиболее продуктивной пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами и наибольшими запасами газа и конденсата. Несмотря на принятые мероприятия, направленные на повышение конечной газоотдачи (бурение новых скважин с комбинированной системой вскрытия промежуточного горизонта, возврат на нижележащие продуктивные пачки и др.), коэффициент газоотдачи обводненной зоны второй продуктивной пачки составил всего 58 %.

Аналогичные условия наблюдаются при эксплуатации скважин на Майкопском и Куцневском газоконденсатных месторождениях, где текущий коэффициент газоотдачи обводнившихся продуктивных пачек составляет 0,44–0,57 и 0,79 соответственно.

Требованиям качественного вскрытия газовых пластов с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,8 в большой степени удовлетворяет применение газообразных и пенных агентов для очистки скважины от выбуренной породы. В качестве газообразных агентов применяют воздух, дымовые газы от специального дымогенератора, азот, природный и углекислый газы. Несмотря на бесспорный положительный эффект, получаемый при использовании газообразных агентов и заключающийся в сохранении естественной проницаемости призабойной зоны пласта и повышении дебитов скважин, данный способ все еще не находит широкого применения на практике.

Широкому внедрению способа вскрытия пласта с продувкой препятствуют недостатки, присущие каждому газообразному

агенту. Например, при использовании воздуха в стволе скважины образуются взрывоопасные смеси, приводящие к тяжелым авариям. Использование азота или углекислого газа сдерживается из-за их относительно высокой стоимости и отсутствия специального оборудования. Применение природного газа сопряжено с опасностью его возгорания и неизбежностью значительных потерь газа. И наконец, независимо от типа используемого газообразного агента сложившаяся технология имеет существенный недостаток – не ограничивается верхний предел скорости восходящего потока газообразного агента. Это приводит к чрезмерному износу буровой и обсадной колонн, а также к разрушению устьевого оборудования.

СевКавНИИГазом совместно с ПО «СевКавГазпром» разработаны технология и технологическое оборудование для вскрытия газоносного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с продувкой забоя выхлопными газами ДВС, обеспечивающими равновесие давления в системе скважина – пласт. Использование выхлопных газов ДВС исключает образование взрывоопасной смеси в скважине, а технология предполагает регулирование скорости восходящего потока, что предупреждает износ устьевого оборудования.

Для вскрытия газоносного пласта с применением выхлопных газов ДВС необходимо следующее технологическое оборудование:

- компрессорные установки с подачей 30–50 м³/мин на рабочее давление 3,0 МПа;

- устьевые вращающиеся герметизаторы на рабочее давление 5,0–10,0 МПа.

Для охлаждения и очистки выхлопных газов могут быть использованы аппараты воздушного охлаждения типа АВГ-П-160 РР и масловлагоотделители типа ВО-1.

Не находит широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин также и технология вскрытия пласта с промывкой пенами. Основными факторами, тормозящими использование пен при вскрытии продуктивных пластов с аномально низким давлением, являются:

- большие затраты энергии и материалов на приготовление и разрушение пенного промывочного агента, а также на его очистку от выбуренной породы;

- потребность в дополнительном специальном технологическом оборудовании;

- недостаточная изученность процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта при промывке пенной.

СевКавНИИГазом разработана новая технология вскрытия

пласта на истощенных газовых месторождениях промывкой скважины трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции. Эта технология обеспечивает многократное использование минимально необходимого для промывки скважины объема трехфазной пены при условии высокого качества вскрытия продуктивного пласта с аномально низким давлением.

Применение данной технологии позволяет:

вскрывать пласты с давлением, равным 0,1–0,3 от гидростатического, без существенных поглощений, обеспечивая высокое качество проводимых работ;

существенно экономить энергию и материалы на процессы промывки скважины;

исключить аварийные ситуации при газопроявлениях;

не допускать загрязнения окружающей среды;

увеличить добычу газа за счет ввода в эксплуатацию новых или бездействующих скважин, в которых вскрыть пласт с промывкой глинистым раствором, водой или различными эмульсиями не представляется возможным.

Другим перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт. Суть этого метода заключается в том, что процесс бурения осуществляется при так называемом сбалансированном давлении или равновесии между пластовым и гидродинамическим давлениями в скважине. Для этого изучены условия формирования залежей с АВПД и построены карты их распространения по опорным горизонтам в ряде районов страны.

Методы равновесного бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт базируются на оперативном контроле за пластовым давлением и на корректировке плотности бурового раствора. Появляется необходимость частых остановок (перерывов) в бурении для замера пластового давления (по значению устьевого давления) и изменения плотности бурового раствора.

В СевКавНИИГазе разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии путем регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что дает возможность существенно упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Специфическая особенность герметизированной системы циркуляции – наличие буферного компенсатора, с помощью ко-

того производят подачу бурового раствора от устья к приему насосов по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции. Это позволяет оперативно применять различные модификации технологии равновесного бурения:

бурение на равновесии – проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение) при $p_3 = p_{пл}$;

бурение с избыточным давлением – проведение полного цикла буровых работ при $p_3 > p_{пл}$;

бурение с использованием двух растворов, когда равенство $p_3 = p_{пл}$ имеет место только при бурении, а спускоподъемные операции осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

бурение с загерметизированным устьем, когда давление на забое скважины в статическом состоянии меньше пластового (т.е. $p_3 < p_{пл}$).

При этом буровые работы осуществляются с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

В промышленной практике имеется немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтеносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объекта. Применение в этих условиях облегченных тампонажных растворов плотностью 1,5–1,54 г/см³ с пониженной фильтратоотдачей (добавки фильтроперлита 5 %) позволило при освоении обеспечить увеличение дебита в 3 раза по сравнению с дебитом скважин, цементировавшихся по старой технологии.

Тампонажные растворы, применяемые для цементирования продуктивных пластов, представляют собой сложные физико-химические системы, которые несовместимы с буровыми растворами, предшествующими их применению. Взаимодействие компонентов тампонажного раствора с остатками бурового в трещинах, порах пласта, как правило, приводит к увеличению закупоривающего эффекта и к усложнению задачи восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении и вводе скважины в эксплуатацию.

Отечественная и зарубежная практика показала, что основные способы, направленные на предотвращение отрицательных последствий цементирования колонн на свойства продуктивных объектов, следующие: снижение репрессии на пласт, уменьшение фильтратоотдачи тампонажного раствора и достижение наибольшего физико-химического соответствия фильтра тампонажного раствора компонентам коллектора, составу пород пласта и пластовых флюидов.

Практически этого можно достигнуть осуществлением следующих мероприятий:

ограничением высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижением плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрацией;

уменьшением фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на углеводородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

креплением продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсадки продуктивного пласта перфорированной колонной-фильтром, (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачкой тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставлением необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

При наличии зон АНПД в разрезах скважин с целью обеспечить поднятие цементного раствора до проектной высоты используют газонаполненные тампонажные системы, полученные путем подачи воздуха компрессором или эжектором-аэратором в поток закачиваемого в скважину тампонажного раствора или с применением рецептур цементных растворов, включающих газогенерирующие реагенты.

Трехфазные газонаполненные тампонажные системы обладают низкой плотностью, повышенной блокирующей способностью за счет наличия газовой фазы при снижении нагрузок вышележащего столба вследствие “зависания”, обеспечивают поддержание внутрискважинного давления на уровне 90 % от условногидростатического, получение малопроницаемого прочного цементного камня с повышенными адгезионными связями.

Аэрированные тампонажные суспензии представляют собой устойчивую дисперсию (газа, жидкости, твердой фазы), полученную путем аэрирования тампонажного раствора, который готовят из портландцемента, затворенного водой. В качестве пенообразователей следует применять поверхностно-активные вещества типа неонол АФ9-12, превоцелл марок NG-10, NG-12, образующих устойчивую пену в среде тампонажного раствора.

В качестве замедлителей времени загустевания цементного раствора рекомендуется использовать НТФ и ОЭДФ. Количество замедлителя подбирается исходя из конкретных условий.

Степень аэрации (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) выбирается из условия получения средней плотности столба тампонажного раствора, обеспечивающей подъем его до проектной глубины без осложнений. Требуемая степень аэрации достигается подбором соотношения расхода жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств. Аэрацию производят компрессорами высокого давления или компрессором буровой установки в совокупности с эжектором-аэратором. До блока или к блоку манифольдов подсоединяется гидравлический активатор, а в нагнетательной линии после блока манифольдов размещают струйный диспергатор-смеситель. Поддачу пенообразователя осуществляют цементировочным агрегатом через гидроактиватор к блоку манифольдов.

Основные контролируемые параметры аэрированных суспензий следующие: кратность пены, которая должна быть больше или равна 3; устойчивость (отношение объема цементного камня к объему аэрированного тампонажного раствора), которая должна быть равна 1 (100 %); растекаемость приблизительно 14 см; плотность аэрированного раствора не более 0,2 г/см³; время загустевания, определяемое на цементных растворах с добавками пенообразователей и других реагентов без принудительной аэрации (к полученному времени загустевания добавляют 20 мин – поправка на замедляющий эффект аэрации).

Процесс цементирования скважин газонаполненными тампонажными материалами включает применение в качестве буферной жидкости трехфазной пенной системы с содержанием твердой фазы портландцемента. Такая система в общем удовлетворяет основному назначению буферной жидкости – предотвращать смещение промывочной жидкости и цементного раствора.

Рекомендуемый диапазон добавок цемента для получения

стабильной буферной жидкости составляет 20–35 %. Эта система имеет запас свободной жидкости, способной участвовать в формировании новой структурированной и подвижной системы с глинистой фазой промывочной жидкости и компонентами глинистой корки. Придание буферной жидкости химически активных свойств при контактировании с глинистой коркой позволяет, помимо выполнения разделительной функции, достичь эффекта разрушения глинистой корки и выноса ее части из зоны цементирования. Используют буферную жидкость объемом от 3 до 6 м³.

Физические особенности добываемого газа (низкая вязкость, малая плотность) обуславливают повышенную вероятность каналобразования в затрубном пространстве в период ожидания затвердения цементного раствора (ОЗЦ).

2.4.2. Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и др. Поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы различные варианты заканчивания горизонтальных скважин с использованием перфорированной потайной колонны; горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная потайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними пакерами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обсаживается горизонтальным участком ствола скважины, и если геомеханическая характеристика пласта позволяет, неповрежденный горизонтальный ствол не цементируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае при наличии трещин, пересекающих несколько пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из газовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2. В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостов

вик цементируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементирование (с пакерами или без них) может быть необходимо для изоляции верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежелательно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода). При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование горизонтального участка, при гидроразрыве пласта требуется цементировать весь участок.

Вскрытие продуктивного пласта следует осуществлять с использованием специальных жидкостей, требования к которым должны быть более жесткими, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом скважины. Такое требование оправдывается тем, что вскрытие (образование дренажного канала) пласта проводится на значительном участке, и, следовательно, загрязнение пласта тоже может быть весьма существенным (более длительным по времени).

Спуск сплошной (или потайной) колонны при современных технико-технологических возможностях сложен. Но важнейшим вопросом является ее цементирование. Поэтому наибольшее внимание должно быть уделено специальным (по всей вероятности, жестким) центраторам.

Цементирование обсадной колонны (лайнера) должно обеспечить равномерное вытеснение бурового раствора цементным из заколонного пространства. В зарубежной практике удовлетворительное цементирование колонны достигается применением стабилизаторов и жестких центраторов, в отечественной – жестких центраторов.

Если основные технологические параметры процесса цементирования должны уточняться по мере накопления опыта применительно к различным площадям и геолого-физическим условиям, то тампонажные растворы следует подбирать конкретно к каждой скважине по известным методикам. Но общими и обязательными для всех условий должны быть седиментационная устойчивость, нулевой водоотстой и низкая водоотдача. Применительно к цементированию горизонтальных стволов скважин необходимо радикально изменить требования к цементному раствору. После цементирования в горизонтальном дренажном канале не должна скапливаться вода; объем тампонажного раствора не должен уменьшаться (при переходе раствора в гелеобразное состояние); тампонажный раствор должен быть равноплотным по диаметру; скоплений бурового раствора в горизонтальном стволе не должно быть во избежание его обезвоживания и образования каналов при контакте с твердеющим цементным раствором – камнем.

Однако при проведении горизонтального канала в однородном пласте жесткие требования к тампонажному раствору и технологии цементирования могут быть распространены на краевые участки; в случае фациально-неоднородного пласта, наличии трещинообразований, перемежаемости требования должны выдерживаться по всем правилам технических условий.

Необходимо применять буферные разделительные жидкости между вытесняемым буровым и вытесняющим тампонажным растворами. Объем буферной жидкости и ее характеристика должны быть такими, чтобы обеспечить вытеснение бурового раствора. Если ее применение чем-либо ограничено, то следует увеличивать объем тампонажного раствора (для тех же целей).

Важнейший этап работы – контроль качества цементировочных работ; приборы, спускаемые в скважину, должны центрироваться (используются специальные прокладки под приборы в обсадной колонне, но их установка не должна помешать сигналу датчика).

Перфорацию обсадной колонны и цементного кольца следует производить с использованием специальных жидкостей и перфораторов, спускаемых на НКТ.

В зарубежной практике (в 2000 г. в США 40 % нефти и газа планируется добывать с использованием горизонтальных скважин) обычно заканчивают скважины традиционным способом с использованием жидкостей глушения, которые нередко ухудшают коллекторские свойства пласта в пристволенной зоне. Применяют также сбалансированное бурение. Основная цель таких операций – защита продуктивных пластов от загрязнения скважинными жидкостями во время бурения и заканчивания скважин. Вторичная цель – предупреждение чрезмерных потерь таких жидкостей в пласт. Эта технология предполагает ряд специальных мер, которые будут рассмотрены ниже.

В США большое внимание уделяется сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Буровые растворы специально готовят для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ними.

Отсюда происходит деление специальных буровых растворов на две большие группы.

1. Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответ-

ствия их свойств требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие доведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2. Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности, для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу. Компоненты таких жидкостей растворимы в нефти, кислоте, воде либо способны биологически разлагаться (любое загрязнение в результате их применения может быть устранено). Сюда могут быть отнесены рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Углекислотные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин и обеспечивают их максимальную естественную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсионной среды используется нефть и которые в качестве дисперсной фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа растворов: собственно растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20–75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводятся модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу: динамическая водоотдача при $\Delta p = 70$ МПа составляет 7–10 м³. При обратном отмыве керна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90–98%-ный возврат к первоначальной скорости фильтрации.

В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используются материалы, имеющие коллоидные размеры (окисленный на воздухе битум).

Широкие возможности для применения в области заканчивания скважин имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовятся на основе нефти, а ее стабилизация достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Они применяются при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводятся кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчаников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продук-

тивных горизонтов с низким пластовым давлением находят широкое применение пены.

Методы вскрытия продуктивных отложения для эффективного сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов должны отвечать ряду основных требований:

формировать в проницаемых стенках ствола гидроизолирующий слой, фильтрационные и прочностные характеристики которого практически исключают гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

обеспечивать долговременную изоляцию непродуктивных горизонтов на стадии подготовки ствола к креплений:

создавать условия для эффективного восстановления гидравлической связи нефтегазовых пластов со скважиной на стадиях освоения и эксплуатации.

На основании изложенного можно обосновывать следующие показатели сравнительной оценки качества вскрытия продуктивных отложений:

1) коэффициент полной приемистости интервала продуктивных отложений;

2) градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность;

3) максимальные дифференциальные забойные давления при вскрытии продуктивных отложений;

4) сравнительные геолого-физические характеристики и параметры пластов продуктивных отложений (толщина пластов и гидроизолирующих перемычек, пластовые давления и температура, удельный дебит, коэффициенты продуктивности, гидродоходности, ПЗП, скин-фактор, обводненность продукции);

5) показатели качества разобщения продуктивных горизонтов в заколонном пространстве от водоносных пластов (однородность цементного камня по плотности и сплошность по высоте, отсутствие или наличие заколонных перетоков, притока чуждых пластовых флюидов к фильтру скважины).

Указанные показатели обеспечивают получение корректных сравнительных оценок качества вскрытия продуктивных отложений на основе сопоставимости геолого-технических условий заканчивания, освоения и эксплуатации скважин и учета влияния технологических факторов на коллекторские свойства призабойной и удаленной зон нефтегазовых пластов.

2.4.3. H_2S және CO_2 қорықаруы мен қауіпсіздігі

В последнее время резко увеличилось число разведанных месторождений сероводородсодержащих газов и нефти. Разведанные запасы сероводородсодержащих газов на месторождениях РФ к настоящему времени по категориям А + В + С составили более 10 % общих запасов природного газа по стране. Сероводород является ценным сырьем для получения элементарной серы. В СНГ открыты месторождения, содержащие большое количество сероводорода: Астраханское газоконденсатное, а также Тенгизское и Жанажолское в Западном Казахстане. С ростом глубины бурящихся скважин расширяются перспективы открытия новых месторождений сероводородсодержащих газов и нефти.

Вместе с тем заканчивание скважин в условиях проявления сероводорода связано с большими трудностями. Сероводород может существенно нарушить процессы вскрытия пластов, крепления и освоения скважин. При этом есть опасность отравления обслуживающего персонала, возникновения взрывов и пожаров, коррозии буровой колонны и бурового оборудования, аварий в скважине. По химической агрессивности коррозионному воздействию и токсичности сероводород является уникальным веществом, практически не имеющим в природе аналогов по комплексности своего отрицательного влияния на все окружающее.

В настоящее время нет какого-либо единого абсолютно надежного способа защиты бурового оборудования от сульфидного разрушения, поэтому при заканчивании скважин нашла применение комплексная защита, включающая нанесение покрытий, использование ингибиторов, труб и оборудования из стали и сплавов, наименее подверженных влиянию сероводорода.

Содержание сероводорода в продуктивном пласте может при его вскрытии значительно нарушить процесс бурения. Попадая в буровой раствор на водной основе, H_2S вызывает снижение его водородного показателя рН до 5–6, что влечет за собой резкое изменение свойств раствора (коагуляция, деструкция химических реагентов и т.д.). Снижение рН объясняется тем, что H_2S при растворении в воде диссоциирует и образует слабую кислоту:



В 1 л воды при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа растворяется 3,85 г H_2S . При повышенном давлении растворимость

резко увеличивается. Так, при давлении 20 МПа и температуре 104 °С растворимость составляет 340 г/л. Растворимость H_2S в органических растворителях значительно выше, чем в воде. В алифатических и ароматических углеводородах его растворимость составляет 5–20 г/л при 20–45 °С. Это необходимо учитывать при использовании растворов на нефтяной основе.

Лабораторные и промышленные данные показали, что при пропускании сероводорода через буровые растворы, стабилизированные УЦР, КМЦ-500, КМЦ-600, гипаном, крахмалом, значительно повышаются условная вязкость (УВ) и статическое напряжение сдвига (СНС). При этом происходит снижение рН раствора. При $pH < 7$ растворы находятся в пастообразном состоянии, что может привести к образованию сальников и прихватам буровых труб.

Несмотря на актуальность вопроса о влиянии сероводорода на свойства бурового раствора, объем информации об исследованиях в этой области сравнительно невелик. Кроме того, сведения, публикуемые в отечественной и зарубежной литературе по данному вопросу, носят противоречивый характер, что не позволяет выявить закономерности взаимодействия сероводорода с глинистыми буровыми растворами и на основе этого разработать требования к материалам и реагентам для их приготовления.

В зависимости от значения рН в растворе могут присутствовать как молекулярный сероводород, так и HS^- и S^{2-} . Молекулярный сероводород существует в кислотной среде ($pH < 7$), а при росте рН сероводород переходит в бисульфидное состояние; при дальнейшем увеличении рН ($> 9,5$) бисульфид превращается в растворимый сульфид и становится относительно безвредным.

Первые признаки поступления сероводорода в буровой раствор следующие:

- снижение рН и показателя тиксотропных свойств (сближение значений СНС за 1 и 10 мин – $СНС_1$ и $СНС_{10}$);

- увеличение показателей реологических и фильтрационных свойств;

- изменение цвета раствора (раствор темнеет или приобретает темно-зеленую окраску).

Более надежным для обнаружения поступления сероводорода в буровой раствор является контроль за содержанием в нем сульфидов (качественный и количественный). Сульфиды в буровом растворе обычно обнаруживаются до вскрытия сероводородсодержащего пласта (примерно на расстоянии 100 м), так как сероводород вследствие диффузии может проникать в вышелегающие пласты. Появление достаточно высокой концен-

трации сульфидов в буровом растворе (50–100 мг/л) служит сигналом о приближении к сероводородсодержащему пласту. Это позволяет на малоизученных площадях своевременно принимать меры по химической обработке буровых растворов при бурении скважин в условиях сероводородной агрессии.

Большинство методов качественного контроля за содержанием сульфидов основано на их разложении с последующей индикацией выделившегося сероводорода. Чаще всего в качестве индикатора применяют фильтровальную бумагу, смоченную раствором ацетата свинца. Бумага при наличии сероводорода чернеет вследствие образования сульфида свинца. Можно также применять методику с использованием 10%-ного раствора нитропрусида натрия $\text{Na}_2[\text{Fe}(\text{SN})_5 \cdot \text{NO}] \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. При наличии сероводорода раствор (в присутствии NaOH) окрашивается в фиолетовый цвет.

Методы количественного контроля и анализа основаны на следующей принципиальной схеме:

разложение в образце бурового раствора кислотой сульфидов на сероводород и соль соответствующей кислоты;

продувка пробы раствора инертным газом (азот, аргон и т.д.) и удаление сероводорода в склянку с поглотителем (твердым или жидким);

определение содержания сероводорода в поглотителе (обычно йодометрическим методом) и пересчет на весь объем раствора.

В связи со значительной химической активностью сероводорода особенное значение приобретают правила отбора проб бурового раствора. Пробу необходимо отбирать при минимальной длительности контакта раствора с воздухом во избежание окисления сероводорода. Хранить пробы необходимо в специальном герметичном сосуде, полностью заполненном. Следует избегать длительного хранения проб.

В каждой пробе раствора необходимо установить наличие:

свободного сероводорода, отдуваемого азотом добавления кислоты;

сероводорода, связанного в неустойчивые водорастворимые сульфиды щелочных и щелочно-земельных металлов (в водном компоненте раствора после добавления кислоты);

сероводорода, связанного в устойчивые, водонерастворимые сульфиды (после воздействия кислотой на твердую фазу бурового раствора).

Такая детальная оценка позволяет выяснить эффективность действия реагента-нейтрализатора; выявить необходимость дополнительной обработки нейтрализатором; учесть количество

сероводорода, поглощенного буровым раствором за определенное время.

Информация, полученная при таких анализах проб бурового раствора, позволяет с большой надежностью прогнозировать химическую обработку при бурении последующих скважин на площади.

Сероводород вызывает разрушение труб и оборудования в результате электрохимической, общей коррозии и водородного охрупчивания. Современные представления о стимулирующем влиянии H_2S на электронные реакции основаны на предположении образования промежуточных соединений металл – сероводород, ускоряющих протекание реакций. Образование нефазового хемосорбированного катализатора на поверхности металла и прочная связь атомов железа с серой приводят к ослаблению связи между атомами металла, что облегчает их ионизацию. Большое значение в процессе сероводородной коррозии имеют продукты коррозии общей формулы Fe_xS_y , которые являются катодом по отношению к стали, образуя с ней гальваническую пару. Разность потенциалов этой пары достигает 0,2–0,4 В. Главная опасность воздействия сероводородсодержащих сред заключается в сопутствующем общей коррозии усилении наводороживания стали, приводящей к охрупчиванию металла и коррозионному растрескиванию оборудования.

Сталь теряет пластичность при содержании водорода в количестве 7–12 см³ на 100 г металла. Сульфидное растрескивание опасно тем, что визуально оно не обнаруживается, а разрушение происходит чаще всего неожиданно и скачком. Многочисленные исследования и практический опыт показывают, что в сероводородсодержащих средах необходимо применять мягкие, пластичные стали твердостью не более HRC-22 и прочностью, не превышающей $63 \cdot 10^7$ Па (такие, как сталь 20, С-75, С-90 и др.). Неметаллические включения увеличивают склонность сталей к коррозионному растрескиванию, которое усиливается также при наличии сварных швов, вмятин, следов ударов.

Вследствие водородного охрупчивания стали при поломках труб характерно образование вокруг зоны основного разрыва обширной сети “кружевообразных” трещин произвольной зоны. Это позволяет устанавливать причины поломки труб, даже если неизвестны условия, в которых произошло разрушение.

В целом отечественный и зарубежный опыт заканчивания скважин на месторождениях, содержащих сероводород, позволил выявить некоторую закономерность. В частности, при низком и среднем давлении в первую очередь происходит общая

коррозия или одновременно коррозия и водородное охрупчивание: при повышенном давлении – главным образом водородное охрупчивание труб, а общая коррозия иногда просто не успевает заметно развиваться.

Таким образом, при вскрытии пластов с высоким содержанием сероводорода следует опасаться разрушения металла. Особенно опасным являются водородное расслоение и растрескивание, возникающие на отдельных участках, в то время как остальная поверхность остается неповрежденной.

Применение нейтрализаторов сероводорода. К группе реагентов-нейтрализаторов, связывающих H_2S в водорастворимые сульфиды, относятся гидроксиды щелочных и щелочно-земельных металлов, а также некоторые их соли. Метод контроля за содержанием сероводорода в буровых растворах с использованием щелочных реагентов был одним из первых, примененных с этой целью в бурении, что прежде всего обусловлено доступностью указанных реагентов. Реакции их с сероводородом идут с образованием преимущественно кислых сульфидов щелочных и щелочно-земельных металлов, которые легко растворимы в воде. Нормальные сульфиды устойчивы в сильнощелочной среде. Как показала практика бурения низкотемпературных скважин, на месторождениях с невысоким содержанием H_2S (Оренбургская область, Татария) при поддержании у буровых растворов $pH \leq 9$ путем ввода кальцинированной воды практически предотвращаются прихваты бурильной колонны. Однако такой метод контроля имеет существенный недостаток, который практически лишает его самостоятельного промышленного значения. Это объясняется тем, что реакции щелочей с H_2S обратимы по своей природе. В результате установления равновесия в системе всегда присутствует свободный сероводород, содержание которого зависит от pH системы и температуры, увеличиваясь с повышением последней.

Парциальное давление сероводорода в воздухе над раствором можно выразить (при $pH > 8$) следующим образом:

$$p_{H_2S} = 4 \cdot 10^9 [S_i] \cdot 10^{-pH},$$

где S_i – концентрация растворенных сульфидов.

В соответствии с этим уравнением для поддержания безопасного уровня парциального давления содержание H_2S ($p_{H_2S} < 2 \cdot 10^{-4}$ Па) при $pH = 12[S_i]$ должно быть не менее 5000 мг/дм³, при $pH = 11$ – менее 500 мг/дм³, при $pH = 10[S_i]$ – менее 50 мг/дм³. При $pH < 10$ метод контроля за содержанием сероводорода с использованием щелочных реагентов может быть опасным даже при наличии следов водорастворимых сульфидов.

Нейтрализаторы, связывающие сероводород в водонерастворимые сульфиды. Одним из первых карбонатов тяжелых металлов, использованных для связывания H_2S , был основной карбонат меди – $CuCO_3 \cdot Cu(OH)_2$. Плотность его составляет 3,5 – 4,0 г/см³, в холодной воде он нерастворим. Основной карбонат меди дает при реакции с H_2S нерастворимый в воде и кислотах черный сульфид меди. Однако во влажном состоянии в воздухе он довольно легко окисляется до сульфата меди, растворимого в воде. Кроме того, в растворах возможно осаждение меди на бурильных трубах, и вследствие образования микрогальванопар наблюдается резкая интенсификация коррозии стали. По этим причинам основной карбонат меди не нашел широкого применения для нейтрализации сероводорода в буровых растворах.

Другой карбонат, который более успешно использован для связывания сероводорода, – основной карбонат цинка $2ZnCO_3 \cdot 3Zn(OH)_2$. Содержание цинка в нем составляет 55 %, плотность – 3,8 г/см³. Этот нейтрализатор разработан фирмой “Милчем” и получил товарное наименование mil-Gard. Сероводород реагирует с основным карбонатом цинка с образованием нерастворимого в воде сульфида. При температуре 25 °С для осаждения 1 моль сульфида натрия требуется 2,6 моль карбоната цинка. При увеличении температуры это соотношение изменяется, и при температуре 65 °С 1 моль карбоната цинка связывает уже 1 моль сульфида. Карбонат цинка удаляет сероводород как из кислых растворов, так и из щелочных. Цинк по активности стоит левее железа, поэтому он не является по отношению к нему анодом и не будет увеличивать скорость коррозии стали. В этом отношении основной карбонат цинка явно превосходит основной карбонат меди. Применение основного карбоната цинка наиболее эффективно при удалении небольших количеств сульфидов из буровых растворов с высоким рН, в которых скорость его реакции с сульфидами очень высока. К недостаткам этого карбоната следует отнести коагулирующее воздействие на буровые растворы (правда, в полной мере это относится не ко всем его сортам).

К карбонатам тяжелых металлов, способным связывать сероводород, относится и сидерит. Известен способ нейтрализации сероводорода путем введения в буровой раствор сидерита, который представляет собой железную руду с содержанием 66–69 % карбоната железа $FeCO_3$. С этой целью в буровой раствор, например глинистый с добавкой УЩР, вводят сидерит с удельной поверхностью 1500–2500 см²/г до объемной доли 5–40 %. В зависимости от дисперсности 1 г сидерита способен необратимо связывать в течение 1 ч от 45 до 150 мг H_2S .

Особенно следует отметить, что даже при максимальном содержании сидерита буровой раствор сохраняет приемлемые для практики бурения структурно-механические свойства, что является преимуществом данного способа нейтрализации сероводорода. Кроме того, сидерит практически не обладает ферромагнитными свойствами, усложняющими процесс бурения, и недефицитен.

Благодаря комплексному действию сидерита как достаточно эффективного нейтрализатора сероводорода и кислоторастворимого утяжелителя при бурении скважин поддерживается постоянная готовность бурового раствора к возможному проявлению сероводорода, а при восстановлении проницаемости коллектора сидерит, находящийся в порах и трещинах пласта, растворяется кислотой.

Оксиды железа (вернее их гидраты) используются для очистки газов от сероводорода уже более 100 лет.

ВолгоградНИПИнефть предложен реагент ЖС-7, который представляет собой тонкодисперсный порошок, состоящий из 95 % оксида железа Fe_2O_3 . Это продукт утилизации отходов травления стали. Получение его основано на высокотемпературном выпаривании раствора $FeCl_3$ и последующей сушке образовавшегося гидроксида железа до Fe_2O_3 . Образовавшийся оксид железа имеет развитую реакционную поверхность и довольно высокую поглотительную способность (не менее $0,2 \text{ м}^3 / \text{H}_2\text{S} / \text{кг} \cdot \text{ч}$) при соотношении $\text{H}_2\text{S} : \text{реагент} = 1 : 1$.

Однако реагент ЖС-7 имеет существенный недостаток, который ограничивает область применения его для обработки буровых растворов на водной основе, несмотря на высокую эффективность по нейтрализации сероводорода. Этот реагент содержит большое количество водорастворимых солей, вследствие чего оказывает коагулирующее воздействие на глинистые буровые растворы, особенно неингибированные. Общее содержание водорастворимых солей в реагенте ЖС-7 составляет 3–5 % (в основном – соли трехвалентного железа). Вследствие коагулирующего влияния на глинистые растворы верхний предел фактически достигнутой концентрации ЖС-7 в пресных растворах ограничен $100 \text{ кг} / \text{м}^3$. Путем дополнительной обработки реагента щелочью для “высаживания” солей железа можно увеличить указанный предел для $300 \text{ кг} / \text{м}^3$. Во многих случаях это может оказаться недостаточным для полной нейтрализации H_2S , особенно в глинистых растворах, в большей степени подверженных воздействию H_2S .

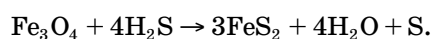
В США разработан реагент для нейтрализации H_2S , имеющий торговое название Ironite Sponge. Это синтетический оксид

железа Fe_3O_4 , получаемый при контролируемом окислении железного порошка. Частицы Ironite Sponge приобретают при этом пористую структуру с чрезвычайно развитой удельной поверхностью ($5\text{--}10 \text{ м}^2/\text{г}$). Для получения этого реагента обычно применяют железный порошок, содержащий около 3,5 % углерода, что способствует образованию пористой структуры. Он подвергается окислению при относительно невысокой температуре ($205\text{--}230 \text{ }^\circ\text{C}$). Окисление проводят в контролируемых условиях, что способствует получению оксида Fe_3O_4 без перехода к Fe_2O_3 , который химически менее активен, чем магнетит. Полученный материал подвергают дальнейшей обработке для разрушения агрегатов. В целом технология получения Ironite Sponge довольно сложна, чем и объясняется высокая его стоимость. Средний размер 98 % частиц Ironite Sponge составляет $1,5\text{--}600 \text{ мкм}$. Твердость этого материала по шкале Мооса около 6, а плотность $4,55 \text{ г/см}^3$. Материал ферромагнитный, на чем основана методика определения концентрации его в буровых растворах. В зависимости от условий реакций (pH, температура и т.д.) Ironite Sponge может образовать с сероводородом пирит FeS_2 или сульфид железа типа FeS и элементарную серу.

Принято считать, что в кислой среде ($\text{pH} < 7$) этот реагент вступает в реакцию с H_2S с образованием пирита:



В слабощелочной среде ($\text{pH} = 8\text{--}10$) реакция между Ironite Sponge и сероводородом протекает иначе:



При сравнении эффективности нейтрализации H_2S с использованием Ironite Sponge и коммерческого оксида железа (гематита) установлено, что данный реагент эффективнее гематита в 4–8 раз, хотя по удельной поверхности превосходит его в 15–20 раз. На эффективность действия Ironite Sponge существенно влияет скорость перемешивания, что также свидетельствует о значительном влиянии диффузии на скорость реакции. Чтобы полнее реализовать большие потенциальные возможности Ironite Sponge по нейтрализации H_2S , необходимы соответствующие условия, которые не всегда можно создать в скважине. Обычно для эффективной нейтрализации H_2S требуется увеличение концентрации Ironite Sponge, что, естественно, влечет за собой значительное удорожание буровых работ и снижение их технико-экономических показателей. Все перечисленное с учетом больших материальных, трудовых и энергетических затрат

на получение Ironite Sponge ставит под сомнение необходимость применения этого высокоактивного поглотителя H_2S .

В б. ВНИИКРнефти был предложен утяжелитель-нейтрализатор сероводорода на основе природного оксида железа (магнетита), получивший название СНУД. Способ получения этого реагента заключается в измельчении магнетитового концентрата мокрым способом в шаровых мельницах.

При этом не только увеличивается химическая активность магнетита, но и улучшаются его качественные показатели как утяжелителя (снижается абразивность, магнитная восприимчивость, седиментационная устойчивость). Все это в целом обеспечивает СНУД значительные преимущества по сравнению с применявшимися ранее железистыми утяжелителями (табл. 2.5)

Как нейтрализатор сероводорода СНУД уступает известным реагентам (ЖС-7, Ironite Sponge, ВНИИТВ-1 – технический диоксид марганца). Однако вторая функция СНУД (утяжеление раствора) позволяет за счет высокой, реально достижимой концентрации (до 1200 кг/м^3) не только повысить плотность до $2,0\text{--}2,2 \text{ г/см}^3$, но и значительно увеличить сероводородно-поглотительную способность 1 м^3 бурового раствора (до $150\text{--}180 \text{ м}^3$) H_2S .

С учетом того, насколько важна для скорости взаимодействия нейтрализаторов с H_2S скорость массопереноса в системе, очевидно, что наличие СНУД в необходимом избытке обеспечит высокую скорость нейтрализации H_2S в отличие от малых добавок высокоактивных реагентов.

Таблица 2.5

Сравнительная характеристика нейтрализаторов сероводорода

Показатели	Ironite Sponge	СНУД	ЖС-7	Т-66	ВНИИТВ-1	Сидерит
Активность по нейтрализации H_2S , $\text{м}^3/(\text{кг}\cdot\text{ч})$ (не менее 0,20)	0,22	0,15	0,20	0,04	0,275	0,10
Предельная концентрация в буровом растворе на водной основе, кг/м^3	800	1200	300	100	50	1200
Продукты реакции реагента H_2S		Fe_xS_y		Тригидраты	MnS , $MnSO_4$	Fe_xS_y
Стабильность продуктов реакции		Стабильны			Мало-стабильны	Стабильны

Продукты взаимодействия СНУД с H_2S (так же, как Ironite Sponge и ЖС-7) – сульфиды железа с общей формулой $Fe_x \cdot S_y$ нерастворимы в воде. В буровом растворе при попадании в него кислорода они медленно окисляются до элементарной серы и $Fe(OH)_3$ (последняя может снова взаимодействовать с сероводородом).

Несомненный интерес с точки зрения практического применения исследованных реагентов-нейтрализаторов представляют результаты исследования влияния состава бурового раствора на скорость реакции нейтрализации сероводорода реагентами на основе магнетита – СНУД и Ironite Sponge.

Установлено, что добавки к воде КМЦ, NaCl и глины как основных компонентов минерализованных буровых растворов, применяемых для промывки в интервалах залегания сероводородсодержащих пластов в разных производственных объединениях (Краснодарнефтегаз, Оренбурггазпром и др.), уменьшают скорость реакции СНУД с H_2S в среднем на 30–60 %. Для бурового раствора, содержащего 2 % бентонитовой глины (объемная доля), 5 % хлорида натрия и 1 % КМЦ-600 (массовая доля в пересчете на сухое вещество), остальное – вода, уменьшение количества H_2S , поглощенного 1 м³ раствора (Δm), по сравнению с использованием в качестве бурового раствора воды составило 45 %. Так как количественные закономерности влияния исследованных компонентов бурового раствора на его поглощательную способность установить трудно из-за сложности протекающих в нем процессов, предлагается для практических целей считать, что скорость реакции реагентов на основе магнетита с сероводородом в буровых растворах исследованного состава по сравнению с реакцией в воде уменьшается примерно на 50 %.

Важными являются и результаты сравнения скорости реакции с сероводородом реагентов СНУД и Ironite Sponge. Если в воде скорость реакции Ironite Sponge с сероводородом в 1,5–2,0 раза выше, чем реагента СНУД, то в исследованном буровом растворе она отличается незначительно. Это объясняется различием структур частиц реагентов СНУД и Ironite Sponge.

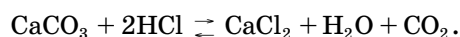
Последний состоит из частиц магнетита размером 1,5–6,0 мкм. Поверхность частиц Ironite Sponge развита настолько, что сама по себе реакция этого реагента с H_2S протекает почти мгновенно. Однако в воде лимитирующей стадией реакции является диффузия сероводорода на поверхности частиц реагента, причем в буровом растворе диффузия происходит еще более замедленно, и реакционные возможности Ironite Sponge используются не полностью. На скорость реакции СНУД с H_2S также влияет диффузия сероводорода. Однако благодаря мень-

шим размерам частиц СНУД (в среднем 3 мкм) и большому их количеству при одинаковом массовом содержании условия для диффузии H_2S несколько лучше, чем при добавлении Ironite Sponge. Вследствие этого и происходит выравнивание скорости реакции реагентов СНУД и Ironite Sponge с сероводородом в буровом растворе.

Нейтрализация H_2S водорастворимыми солями с образованием нерастворимых в воде сульфидов тяжелых металлов имеет узкую и специфическую область применения в бурении.

Во-первых, это связано с коагулирующим действием водорастворимых солей на глинистые буровые растворы и невозможностью получения достаточно высокой концентрации этих солей. Во-вторых, большинство солей реагируют с H_2S обратимо, так как образующиеся сульфиды растворимы в кислотах. Однако в некоторых районах бурения существуют специфические условия, позволяющие применять эти соли для связывания H_2S .

В частности, Уфимским нефтяным институтом была разработана технология бурения скважин в купольной части месторождения Узень. При бурении скважин в интервале глубин 60–130 м в третичных отложениях, сложенных в основном трещиноватыми известняками, происходит полное поглощение бурового раствора, сопровождающееся выделением сероводорода на устье скважины. Предложенная технология бурения в этих отложениях основана на химическом связывании H_2S непосредственно в пласте в целях как предотвращения выхода его в скважину, так и закупорки трещин в пласте продуктами реакции. В основу положены следующие химические реакции:



Бурение скважины начинают с промывки технической водой, содержащей 0,2–0,4 % $FeCl_3$. После вскрытия первого поглощенного пласта на глубине 60–65 м бурение продолжают без круговой циркуляции, а содержание $FeCl_3$ в воде поддерживают в пределах 0,1–0,2 %. С устья затрубное пространство орошают водой, содержащей 0,2–0,4 $FeCl_3$.

Органические реагенты-нейтрализаторы. В Уфимском нефтяном институте для связывания сероводорода был предложен реагент Т-66, относящийся к соединениям класса 1,3-диоксицикланам. Это легкоподвижная маслянистая жидкость от желтого до коричневого цвета со специфическим запахом. Плотность 1,03 г/см³, температура замерзания ниже –25 °С,

растворимость в воде до 90 %, хорошо растворяется в органических растворителях. Реагент Т-66 улучшает смазывающие и противоизносные свойства технической воды, является высокоэффективным пеногасителем. Реагент Т-66 и образующиеся при взаимодействии его с сероводородом замещенные тритианы являются ингибиторами коррозии (степень защиты – 70–85 %). Исследования показали, что добавка до 7,5 % реагента Т-66 не оказывает отрицательного влияния на показатели качества буровых растворов. В нормальных условиях для поглощения 0,1 г/л сероводорода необходимо 2–4 г/л реагента с молярной массой 200. При увеличении температуры скорость реакции H_2S с реагентом Т-66 значительно увеличивается (в кислой среде). В среднем принято считать (для условий Астраханского газоконденсатного месторождения), что 1 г Т-66 поглощает 50 мг сероводорода.

Недостатки Т-66 следующие:

- очень сильная зависимость скорости реакции от рН;
- реакция протекает только в кислой среде при рН = 3–5;
- отсутствие достаточно надежного способа определения концентрации Т-66 в буровом растворе;

- малая поглотительная активность;

- необходимость использования спецтранспорта для транспортировки Т-66, так как он выпускается в жидком виде, а для хранения – емкостей закрытого типа, что увеличивает стоимость бурения скважин.

Однако с учетом полифункциональности Т-66 он может быть использован как вспомогательный нейтрализатор сероводорода.

В БашНИПИнефти проведены экспериментальные исследования и опробован в промышленных условиях новый сероводород-нейтрализующий реагент Сульфидан, относящийся к классу сероорганических соединений. Реагент представляет собой порошок белого цвета плотностью 1,02–1,04 г/см³, негорючий, нетоксичный, хорошо растворимый в воде.

В табл. 2.6 приведены данные об оптимальной концентрации исследованных реагентов для нейтрализации H_2S , концентрация которого при проведении всех опытов была практически одинаковой.

Как следует из результатов проведенных экспериментов, по нейтрализующей способности Сульфидан значительно превосходит известные реагенты.

Реагенты-окислители. К этой группе относятся перекись водорода, хроматы цинка, диоксид марганца и др.

ВНИИТБ предложен реагент для нейтрализации сероводорода ВНИИТБ-1, представляющий собой отходы производст-

Т а б л и ц а 2.6

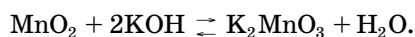
Оптимальные концентрации нейтрализаторов сероводорода

Нейтрализатор	Организация-разработчик	Внешний вид	Оптимальная концентрация, г/л	Полнота нейтрализации, %
ВНИИТЬ-1 ЖС-7	ВНИИТЬ ВолгоградНИПИ-нефть	Паста	0,1	94
		Порошок	5–10	90
Т-66 Сульфидан	УНИ БашНИПИнефть	Жидкость	2–3	67–70
		Порошок	0,06–0,09	97–100

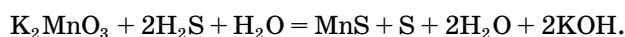
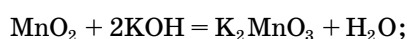
ва никотиновой и аскорбиновой кислот при следующей массовой доле компонентов: 60–65 % MnO_2 , 3–5 % KOH , 30–37 % влаги. Основным нейтрализующим веществом является MnO_2 , а собственно реагент именуется техническим диоксидом марганца.

В результате проведения экспериментов установлено, что после нейтрализации сероводорода рН раствора растет, что способствует устойчивости продуктов реакции (MnS) и предотвращает повторное выделение свободного сероводорода. В связи с этим отпадает необходимость дополнительного ввода в раствор реагентов для поддержания его требуемой щелочности.

Такое влияние технического диоксида марганца объясняется следующим образом. Можно предположить, что во влажной среде при избытке MnO_2 образуются манганиты (K_2MnO_3) по реакции



Манганиты более активны; они растворяют, окисляют и связывают H_2S . При этом с учетом амфотерности MnO_2 возможно протекание реакции нейтрализации следующим образом:



Таким образом, эффект повышения рН раствора обусловлен выделением KOH в осадок в процессе взаимодействия манганитов калия с сероводородом.

С сильным окисляющим действием MnO_2 связаны и недостатки этого реагента. Он способен увеличивать, особенно при высокой температуре (более 100 °С), термоокислительную деструкцию органических реагентов, вследствие чего в определенных случаях может значительно возрасти показатель фильтрации буровых растворов.

Многообразие разработанных реагентов-нейтрализаторов в

нашей стране и за рубежом свидетельствует, с одной стороны, о значительной потребности в хороших реагентах при ведении буровых работ, а с другой – о недостаточном соответствии существующих реагентов требованиям технологии бурения в условиях сероводородной агрессии. Практически ни один из разработанных в настоящее время материалов не удовлетворяет в полной мере всем требованиям, предъявляемым к ним технологией и экономикой бурения.

Тампонажные цементы повышенной коррозионной стойкости. К настоящему времени в б. ВНИИКРнефти разработаны рецептуры тампонажных цементов с повышенной коррозионной стойкостью формирующегося из их растворов камня. К ним можно отнести легкий типа ЦТЛ и облегченный типов ЦТО и ЦТОК тампонажные цементы, цементы нормальной плотности типов ШПЦС, НКИ и НП (предложены совместно СевКавНИИгазом и ДИСИ) и утяжеленный коррозионно-стойкий тампонажный цемент марок ЦТУК-120.

Тампонажные цементы ЦТД и ЦТО состоят из смеси вяжущего (используются тампонажные портландцементы для “холодных” скважин при температуре от 15 до 50 °С, для “горячих” скважин – от 50 до 100 °С, песчанистый – от 100 до 150 °С) и двух облегчающих добавок – фильтровального перлита и шлифовальной пыли, полученной после шлифовки асбестоудержающих резинотехнических изделий.

Основной облегчающей добавкой является фильтровальный перлит (на его поверхности связывается большое количество воды). Шлифовальная пыль выполняет роль облегчающе-стабилизирующей (отвержденные полимеры низкой плотности и волокна асбеста) добавки, которая отличается химической стойкостью и гидрофобностью (в ее состав входит полиэтилсилоксановая жидкость), за счет чего и повышается коррозионная стойкость камня из ЦТЛ и ЦТО.

Плотность тампонажного раствора из ЦТЛ – 1,3 г/см³ (В/Ц = 1,4), из ЦТО различных марок – 1,4, 1,5 г/см³ и 1,6 г/см³ (В/Ц = 1,2÷0,8). Предел прочности цементного камня при изгибе $\sigma_{изг}$ через 48 ч твердения при температуре 75 °С составляет 1,6–3,2 МПа, при температуре 22 °С равен 0,4–1,4 МПа.

Облегченный тампонажный цемент повышенной коррозионной стойкости типа ЦТОК состоит из вяжущего (в зависимости от температуры применения используют алинитовый цемент, тампонажные портландцементы, ШПЦС) и облегчающей добавки – керогена. Кероген – органоминеральная тонкомолотая добавка низкой плотности (не более 1,25 г/см³), гидрофобная,

химическая стойкая. При сравнительно небольшом В/Ц, равном 0,70–0,55, плотность раствора из ЦТОК разных марок составляет 1,4; 1,5 и 1,6 г/см³; значение $\sigma_{изг}$ через 48 ч твердения при температуре 75 °С составляет 1,9–4,3 МПа, при температуре 22 °С равно 0,7–1,6 МПа.

Повышенная коррозионная стойкость камня из ЦТЛ, ЦТО и ЦТОК достигается благодаря тому, что в его структуре имеются химически стойкие частицы (шлифовальная пыль, кероген), обеспечивающие гидрофобность порового пространства камня. Кроме того, камень из ЦТОК имеет меньшую пористость, что в целом затрудняет фильтрацию, агрессивность флюидов и замедляет его разрушение.

Тампонажный цемент типа ЦТОК приготавливают как в местах потребления (дозируют вяжущие и кероген, поставляемые в мешках), так и централизованно на механизированных складах или заводах.

Тампонажный шлакопесчаный цемент типа ШПЦС, выпускаемый Константиновским заводом утяжелителей, состоит из доменного основного шлака и кварцевого песка, измельченных совместно, и тампонажного портландцемента (только для марки ШПЦС-120). Плотность тампонажного раствора при В/Ц = 0,43÷0,45 составляет 1,790 ± 0,3 г/см³, температура применения ШПЦС – от 100 до 250 °С. После 24 ч твердения при температуре 120 и 200 °С $\sigma_{изг}$ составляет соответственно 4,0–6,0 и 5,0–7,6 МПа.

Тампонажные сероводородостойкие цементы НКИ и НП выпускаются Днепродзержинским цементным заводом. Цементы НКИ получают при совместном помоле никелевого шлака, портландцементного клинкера и известняка, а НП – никелевого шлака и кварцевого песка. Температурный диапазон применения НКИ от 90 до 150 °С, НП от 120 до 200 °С. По физико-механическим свойствам раствора и камня эти цементы аналогичны ШПЦС.

Утяжеленный коррозионно-стойкий тампонажный цемент марки ЦТУК-120 выпускается Константиновским заводом утяжелителей. ЦТУК-120 получают при совместном помоле доменного основного шлака, кварцевого песка и гидрофобизирующей добавки – парафина. Для получения необходимой плотности тампонажного раствора (2,05–2,15 и 2,16–2,3 г/см³) цемент смешивают с утяжеляющей коррозионно-стойкой добавкой – баритом; В/Ц = 0,3 + 0,33. Температура применения ЦТУК-120 от 80 до 150 °С. После 24 ч твердения при температуре 120 °С $\sigma_{изг}$ = 4,5±2,7 МПа. ЦТУК-120 так же, как и тампонажные цементы типов ШПЦС, НКИ и НП, характеризуется

повышенной коррозионной стойкостью формирующегося камня благодаря образованию при гидратации цемента гидросиликатов, отличающихся высокой стойкостью при контакте с агрессивными флюидами.

Следует отметить, что тампонажные цементы (ЦТЛ, ЦТО, ЦТОК и ЦТУК-120) с гидрофобной добавкой (шлифовальная пыль, кероген, парафин) отличаются также в 2–4 раза большим сроком хранения по сравнению с аналогичными цементами.

Итак, многообразие реагентов-поглотителей сероводорода в нашей стране и за рубежом свидетельствует не только о значительной потребности в них, но и о недостаточном соответствии их требованиям, предъявляемым технологией и экономикой буровых работ.

Однако разработка новых реагентов с высокой химической активностью по отношению к сероводороду и хорошей совместимостью с буровыми растворами, образующих стабильные продукты при взаимодействии с H_2S и имеющих достаточно широкую сырьевую базу и недорогостоящих, на ближайший период, по-видимому, не является реальной задачей. Поэтому основное внимание научных работников и производителей должно быть сосредоточено на более рациональном использовании имеющихся реагентов и создании рецептур эффективных буровых растворов для бурения скважин в условиях сероводородной агрессии.

2.5. Горизонтальное бурение

Горизонтальное бурение – это вариант заканчивания скважин, проводка скважин по продуктивному пласту.

Среди многочисленных задач технико-технологического и организационно-экономического характера горизонтальных скважин (ГС) особое место занимают следующие:

выбор оптимального профиля ствола скважины и оптимальной геометрии горизонтального участка ствола;

оптимизация режимов бурения ГС, включающая гидравлическую программу;

анализ требований к оборудованию, инструменту и КИП, обеспечивающим надежную информацию и управление траекторией ствола скважины;

выбор режимов эксплуатации ГС и методов интенсификации нефтегазодобычи;

управление разработкой месторождения, разбуриваемого и эксплуатируемого ГС.

2.5.1. Àì e0Çà0 Éééààéçí Aáúçõí ëàÇÀÛ àç

К настоящему времени в мировой практике четко вырисовывается область возможного применения вскрытия продуктивных пластов горизонтальными (и многозабойными горизонтальными) скважинами. Наибольший эффект по увеличению текущей добычи и нефтегазоотдачи пластов достигается при вскрытии коллекторов с вертикальной трещиноватостью, большой фациальной изменчивостью по простиранию, низкой пористостью и проницаемостью.

Интерес к быстроразвивающейся технологии горизонтального бурения, которая способна коренным образом изменить состояние дел в области разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа, возрастает. Горизонтальное бурение – это абсолютно новый инструмент, результаты применения которого в мировой практике позволили специалистам нефтегазового дела переосмыслить и переоценить свои представления о продуктивном коллекторе как объекте разработки. Мировая практика показывает, что с учетом возможностей организации и управления процессом разработки месторождения, экономических проблем и развития технологии в конкретном районе бурение скважин с горизонтальным стволом считается целесообразным в большинстве ситуаций. Необходимо выработать новые подходы к разработке пласта, поскольку технология горизонтального бурения предоставляет совершенно иные возможности. Эта технология позволяет существенно сократить удельные (в расчете на 1 м³ нефти и газа) затраты на поиски, разбуривание и эксплуатацию месторождений в районах, характеризующихся высоким уровнем расходов. В результате появляется возможность разрабатывать малорентабельные, нерентабельные или истощенные месторождения. В мировой практике горизонтальное бурение часто осуществляется на малорентабельных месторождениях, где скважины с горизонтальным стволом считаются единственно возможным решением для экономически оправданной добычи нефти и газа.

Существует, вероятно, лишь небольшое число продуктивных пластов, которые нецелесообразно вскрывать горизонтальным стволом, но при наличии информации о коллекторе горизонтальный ствол может быть ориентирован так, чтобы добиться гораздо более высоких значений коэффициентов охвата и нефтегазоотдачи, чем в случае вертикальной скважины. Совершенствование и сокращение стоимости технологии горизонтального бурения будут способствовать тому, что оно получит более широкое признание.

Россия является пионером в области бурения горизонтальных скважин. Первые скважины с горизонтальными стволами пробурены в 1941 г., но из-за несовершенства технических средств бурения и отсутствия технологии освоения таких скважин первые опыты на Кавказе, Украине, Поволжье были неудовлетворительными. С 1952 г. уже бурятся горизонтальные скважины в различных районах б. СССР.

Первая многозабойная скважина с горизонтальными участками ствола была проведена в 1953 г. на Карташевском рифовом месторождении Башкирии. В дальнейшем там развивалось многозабойное бурение. Первая горизонтальная скважина, прошедшая на 130 м непосредственно по пласту толщиной около 30 м, была проведена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Самарской области. Несмотря на то что скважина была пробурена на сильнодренированный пласт, ее суточный дебит составил 40 т, что многократно превышало дебит вертикальных скважин.

В первые годы реализации технологии многозабойных и горизонтальных стволов скважин во ВНИИБТ были разработаны и использованы при бурении специальные укороченные турбобуры марки Т12М2К, в которых впервые была применена прочная пята, отработана технология безошибочного попадания в дополнительные стволы, разработана система доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы, одна из которых (СИМФОР) используется до настоящего времени.

Имеющийся набор технических средств и инструментов позволяет проводить горизонтальные скважины с радиусом искривления 120 м и более при постоянном контроле за пространственными параметрами ствола с использованием электробура.

Во ВНИИБТ созданы образцы комплекса технических средств "Горизонт-1", включающего отклонитель на основе укороченного забойного двигателя объемного типа диаметром 172 мм и специальные средства для доставки геофизических приборов в скважину при больших углах наклона ствола. Создан универсальный отклонитель марки ОШ-172 (вариант для бурения горизонтальных стволов), обеспечивающий радиус искривления ствола скважины 275,9-мм долотом, равный 40 м и более.

В зарубежной практике горизонтального бурения этот метод, а главное, узел управления, сбора информации и корректировки ствола скважины, специальные трубы и другой инструмент разработаны в нескольких вариантах и обеспечивают проводку скважин по пласту толщиной всего несколько метров.

Система измерений при бурении позволяет осуществлять процесс в автоматическом режиме.

В мировой практике бурение горизонтальных скважин осуществляется по одному из трех вариантов: с ультракоротким и коротким радиусом, со средним радиусом, с большим радиусом.

При бурении по варианту с ультракоротким и коротким радиусом не используются стандартные компоновки для бурения; скорость нарастания кривизны $4-10^\circ$ на 1 м, область применения обычно ограничена добуриванием существующих скважин; наиболее рациональный диаметр ствола от 45 до 170 мм; при этом довольно сложно точно контролировать азимут, трудно осуществляются и каротажные работы.

В качестве примера бурения интервалов набора зенитного угла и горизонтальной части бурения можно привести следующие компоновки низа бурильной колонны:

долото 295,3 СЗГВ, турбинный отклонитель ТО-240 с углом перекоса $1^\circ 15'$, кривой переводник с углом перекоса $1^\circ 30'$, устройство ориентирования “Зенит”, алюминиевые бурильные трубы диаметром 129 мм и длиной 25 м и стальные бурильные трубы диаметром 127 мм (этой КНБК проводили набор зенитного угла от $2-5^\circ$ до $12-16^\circ$);

долото 215,9 СЗГВ, калибратор диаметром 215,9 мм, укороченный винтовой забойный двигатель ДУ-172, отклонитель Р-1 с углом перекоса $1^\circ 30' - 2^\circ 00'$, переводник с магнитным репером, две свечи стальных бурильных труб диаметром 127 мм, две свечи УБТ диаметром 178 мм и стальные бурильные трубы (этой КНБК проводили набор зенитного угла от $12-16^\circ$ до $80-95^\circ$ на интервале 12–20 м);

долото 215,0 СЗГНУ, муфта-калибратор МК-215,9, отклонитель шарнирный ОТ-172 с углом перекоса $2^\circ 45'$, переводник с шарнирным соединением, УБТ диаметром 146 мм и длиной 8 м, переводник с магнитным репером, три свечи алюминиевых бурильных труб диаметром 129 мм, одна свеча стальных труб диаметром 127 мм; две свечи УБТ диаметром 178 мм и стальные бурильные трубы диаметром 127 мм (этой КНБК проводили бурение ствола с углом наклона $95-100^\circ$).

Успешная проводка наклонно направленных и горизонтальных скважин во многом определяется оперативностью получения достоверной информации о физико-механических характеристиках проходимых пород, в частности об их прочностных свойствах. При этом появляется возможность правильно выбрать породоразрушающий инструмент, расчленять разрез по литофаціальным характеристикам, правильно определять глу-

бины спуска обсадных колонн, интервалы работы испытателем пластов и пр.

За многолетнюю историю развития газонефтяной промышленности реализованы различные виды бурения – вертикальные, наклонно направленные стволы (в том числе и горизонтальные – 1952 г.) и, наконец, широко применяемое горизонтальное бурение на суше и море.

Достигнутый к настоящему времени уровень развития отечественной техники и технологии строительства горизонтальных скважин позволяет успешно проводить полный цикл строительства таких скважин даже в слабосцементированных неустойчивых отложениях.

В течение ближайших 15–20 лет возрастет объем горизонтального бурения на подземных хранилищах газа РФ. Только на Кущевском ПХГ Краснодарского края планируется пробурить около 100 таких скважин. Запроектировано бурение ГС на Невском газохранилище, созданном в водоносном пласте, а также на Таловском, Мусинском, Териклинском, Карашурском и других российских ПХГ, на Прибугском (Белоруссия), Вешховицком (Польша) газовых хранилищах (С.Н. Бузинов, ВНИИГАЗ, 1996 г.).

Эффективность использования горизонтальных скважин в пластах с относительно небольшой мощностью очевидна вследствие обеспечения существенно большей площади притока флюида. Если в вертикальных скважинах площадь ограничена мощностью пласта, то в горизонтальных лишь границами залежи, поскольку современный уровень развития техники бурения позволяет иметь горизонтальные отводы длиной в несколько километров.

Считается целесообразным бурение горизонтальных скважин в следующих случаях:

- 1) низкая проницаемость коллектора;
- 2) трещиноватость коллектора;
- 3) высокая вязкость пластового флюида;
- 4) обводнение скважин подошвенной водой (конусообразование);
- 5) невозможность бурения вертикальной скважины по условиям местности;
- 6) высокое пескопроявление при эксплуатации скважин;
- 7) вытеснение нефти водой (повышение эффективности заводнения).

Имеющиеся расчетные данные и прогнозные оценки по отдельным месторождениям и ПХГ свидетельствуют о том, что общее количество горизонтальных скважин, которое планиро-

валось до 2000 г., составит свыше 1200, в том числе более 400 скважин подлежат восстановлению из старого фонда.

С.Н. Бузинов (1996 г.) отметил некоторые особенности, которые имеют дополнительное стимулирующее значение для применения ГС на хранилищах по сравнению с газовыми месторождениями.

1. Высокие темпы проведения отбора и закачки газа, на порядок и более превосходящие обычные темпы истощения месторождений. Это приводит к необходимости большего числа эксплуатационных скважин на единицу запасов газа, а следовательно, обеспечивает большую эффективность от уменьшения их количества при переходе к ГС.

2. Размещение ПХГ в населенных районах с жесткими ограничениями по землепользованию, с требованием минимального экологического воздействия. Это вызывает необходимость концентрации наземных объектов на ПХГ.

3. Многократная, более длительная (в большинстве случаев) и стабильно высокая работа скважин.

4. Относительно более плотное расположение скважин на площади, позволяющее иметь больший эффект от “горизонтальности” за счет геометрии фильтрационных потоков.

5. Возможность сокращения буферного объема газа.

Важным моментом явился выбор обоснованной методики вскрытия коллекторов горизонтальными скважинами, так как необходимо учитывать расчлененность и изменчивость фильтрационных параметров подземного резервуара по вертикали. Оптимальной представляется методика, направленная на решение двух основных задач:

вскрытие горизонтальными стволами наиболее проницаемой части подземного резервуара с целью получения высокодебитных скважин;

максимальное вовлечение в разработку коллекторов с пониженными фильтрационными параметрами за счет их осушки и раздренирования в процессе создания хранилища. Искусственное повышение фильтрационных параметров данного типа коллекторов физико-химическим воздействием нежелательно в связи с невысокой степенью их устойчивости.

Исходя из этих задач, требующих выделения в продуктивном горизонте конкретных объектов вскрытия в той или иной скважине, имеющих, как правило, небольшую толщину, а также в связи с наличием на отдельных участках структуры существенных градиентов углов падения пород, разработаны три основных профиля в пределах продуктивного пласта (рис. 2.3):

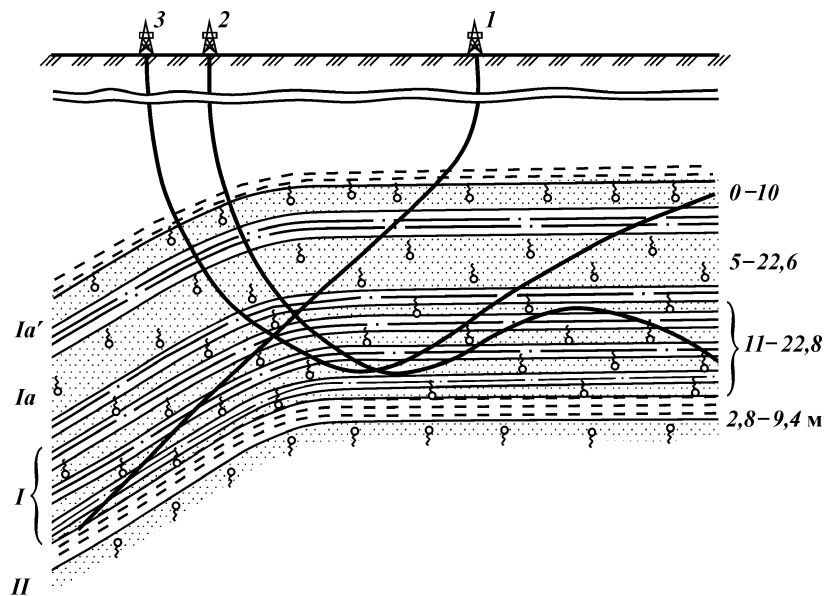


Рис. 2.3. Основные типы профилей горизонтальных скважин Куцевского ПХГ

пологонаправленный 1 – на участках существенного изменения градиентов углов падения пород;

горизонтально-волнистый 2 – в продуктивной части, имеющей высокие фильтрационные свойства, но литологически не однородной по разрезу;

вогнутый 3 – вскрывающий нижней точкой траектории высокопроницаемую часть горизонта и в последующем дренирующий пласты с низкими фильтрационными параметрами.

Необходимость соблюдения траектории горизонтального ствола в достаточно жестких границах потребовала разработки специальной программы комплексных геофизических исследований, обеспечивающей необходимую точность по определению пространственного положения ствола в продуктивном пласте и принятия своевременных решений по его корректировке.

Разработаны приборы на базе наиболее совершенных датчиков азимутов и угла с непрерывным контролем информации. Литологическое расчленение разреза и привязка к нему осуществляются в основном радиоактивными методами; ГК, НГК,

которые в дальнейшем дополнятся электрическими и другими методами.

Проблема повышения технико-экономических показателей бурения горизонтальных скважин далека от своего логического решения и поэтому актуальна.

С учетом этого обозначены некоторые основные пути решения данной проблемы:

1) разработка конструкции и профиля наклонно-горизонтальных скважин, имеющих минимальную общую длину ствола и оптимальную минимально допустимую длину горизонтального участка;

2) разработка специальной технологии проводки горизонтального участка ствола, позволяющей на базе выбора оптимальных сочетаний режимных параметров бурения и промывки максимально повысить скорости бурения с учетом имеющихся ограничений на базовую стоимость 1 м проходки и ограничения геолого-технического характера;

3) разработка специальной аппаратуры контроля за координатами забоя и режимными параметрами бурящейся скважины, позволяющей свести к минимуму затраты времени на геофизические исследования.

Технология горизонтального бурения развивается настолько быстро, что скоро, возможно, трудно будет определить разницу между обычными и горизонтальными скважинами.

Экономический эффект от горизонтального бурения обещает быть значительным. Экономический разрыв между вертикальным и горизонтальным бурением начал сокращаться в 1986 г., и в последующие годы технология горизонтального бурения была везде признана как ценная альтернатива обычным методам разведки и добычи. Интенсивность бурения приближается к 1000 скважинам в год.

Добывающие и обслуживающие фирмы оперативно прореагировали на подъем в бурении ГС, который был феноменальным. Во многом подобно опыту бурения морских скважин многие добывающие и обслуживающие фирмы недавно реорганизовали свою структуру и создали отдельные подразделения с единственной целью – обеспечить их участие в рынке горизонтального бурения.

Работы по горизонтальному бурению не ограничиваются только районами выклинивания продуктивных пластов, залегающих сланцевых пород, а также породами, залегающими в голландском секторе Северного моря. Горизонтальное бурение приобрело международный характер.

Хотя в США за период с 1990 по 2000 г. будет пробурено

столько ГС, что они составят 3/4 общего числа пробуренных за этот период ГС, бурение таких скважин будет наращиваться и в других странах.

Предполагалось, что до конца 90-х гг. ГС будут пробурены почти во всех нефтедобывающих государствах, включая такие не подходящие для горизонтального бурения регионы, как Средний Восток, где планировалось пробурить до 2000 г. около 55 таких скважин.

После 1995 г. самым большим полем деятельности в области бурения ГС в международном масштабе будет, наверняка, разработка морских месторождений. В течение уже многих лет применяются различные варианты морского горизонтального бурения с большой длиной горизонтального ствола. Применение технологий бурения ГС с увеличенной длиной горизонтального ствола или со средним радиусом, совместно с обычной программой бурения дает возможность морским буровым фирмам значительно увеличить производственные мощности.

Это особенно важно в то время, когда уменьшается емкость складов готовых труб, что вызовет увеличение затрат на строительство в будущем. Кроме того, в условиях, когда все более широко разворачивается борьба за чистоту окружающей среды, расширение применения технологии горизонтального бурения приведет к сокращению числа платформ, необходимых в акваториях, которые особенно подвержены загрязнению или вообще не должны подвергаться таковому.

Технология горизонтального бурения намного опережает технологию заканчивания скважин. За исключением Канады, Северного моря и некоторых регионов Европы уровень оборудования и технологии заканчивания скважин существенно отстает от уровня бурового оборудования и технологии бурения ГС.

В настоящее время в США разработаны системы заканчивания и технология, которые уже были одобрены на Аляске, в Северном море и некоторых регионах Европы; они включают:

- 1) изоляцию зоны;
- 2) применение имеющихся в наличии оборудования и методов для спуска хвостовиков и обеспечения изоляции зоны;
- 3) цементирование (горизонтальные скважины были зацементированы без осложнений);
- 4) стимулирование (были выполнены успешные работы по интенсивному многопластовому гидроразрыву пласта под высоким давлением при бурении горизонтальных скважин);
- 5) контроль за регулированием потока (стало возможным открывать и закрывать скользящие муфты и извлекать заглушки в горизонтальном направлении);

б) гравийное уплотнение (проведено гравийное уплотнение нескольких горизонтальных скважин).

В настоящее время очень большое внимание уделяется улучшению технологии заканчивания и более полному выявлению характеристик и свойств коллектора, более разнообразным технологиям заканчивания, снижению степени нарушения проницаемости пласта, внедрению более современных и улучшенных технологий стимулирования скважины и использованию недорогих средств контроля устойчивости ствола.

За последние годы стало возможным:

с помощью забойного оборудования измерять угол наклона ствола и азимут во время бурения;

использовать дистанционно управляемые забойные двигатели с увеличенным сроком службы;

выполнять качественную очистку забоя и стабилизацию ствола с помощью специальных буровых растворов;

рассчитать заранее изгибающие усилия и силы продольного изгиба, действующие на бурильную трубу в горизонтальной скважине;

производить удаление шлама из ГС с помощью изменения скорости восходящего потока бурового раствора;

выполнять в ГС в рабочем порядке коротаж, крепление ствола, перфорацию и выборочную обработку интервалов.

Один из наиболее важных аспектов горизонтального бурения – выбор оптимального варианта. Бурение горизонтальных скважин обходится дороже, чем вертикальных, в частности потому, что протяженность горизонтального ствола в 2–3 раза больше вертикального. Кроме того, с горизонтальным бурением связаны расходы на такое оборудование, как силовые гидравлические вертлюги, специальные буровые растворы, забойные двигатели, специальные колонны труб.

Горизонтальное бурение больше используется при эксплуатационном, чем при разведочном бурении. Целесообразнее его применять, когда собраны в основном все данные о строении разреза, характеристиках пласта и пластового флюида.

Различные замеры или скважинные исследования проводят посредством системы телеметрии либо стандартным, по мнению многих специалистов, устаревшим оборудованием, спускаемым на кабеле. Последний вид оборудования спускают в горизонтальные стволы двумя способами: прокачкой насосом или на трубах. Первый способ не обеспечивает проведения акустического каротажа и электрокаротажа, так как измеряющий инструмент спускается в трубах. Второй способ не имеет ограничений для любого вида каротажа.

При бурении горизонтальных скважин французскими фирмами в состав КНБК включали отклонитель Телепилот, прибор дистанционного контроля за положением ствола скважины Азинтак и прибор Телевижнл, измеряющий забойные параметры и передающий их на поверхность. Созданы механическая и электрическая модификации отклонителя Телепилот, различающиеся способом связи с поверхностью. Отклонитель Телепилот Т-3000 (рис. 2.4) состоит из двух частей, соединенных между собой конусной резьбой, причем ось соединения наклонена к оси прибора, в результате чего достигается изгиб при вращении нижней части прибора относительно верхней (рис. 2.5).

Максимальный угол изгиба получают при повороте нижней части прибора относительно верхней на 180° (от $2^\circ 30'$ до 3°), а при повороте на 360° происходит возвращение отклонителя в начальное нулевое положение. Изменение угла изгиба происходит по позициям. Имеются десять позиций (0–9): пять – в сторону увеличения угла изгиба до максимума и пять – в сторону его уменьшения до 0. Полный цикл перемещения кривого переводника занимает менее 2 мин.

Преимущества переводника с дистанционным управлением заключаются в следующем:

экономия времени – стандартные методы бурения потребовали бы дополнительно трех полных спусков-подъемов бурильного инструмента;

планируемая траектория ствола скважины осуществляется с большей точностью при той же КНБК.

Заслуживает внимания использование переводника с боковым окном для пропускания кабеля, что позволяет проводить СПО с бурильными трубами выше переводника без отсоединения и подъема на кабеле скважинного зонда.

Скважинный зонд Азинтак предназначен для измерения азимута, угла наклона и частоты вращения забойных двигателей. Он включает навигационный инструмент, наземный компьютер, пульт бурильщика, на котором распечатываются масштаб времени, угол наклона и азимут направления ствола. Длина зонда 2,2 м, диаметр 44 мм, масса 15 кг. Расположенный на поверхности блок управления имеет размеры $0,5 \times 0,4 \times 0,03$ м и массу 42 кг.

Предельные условия работы аппаратуры: максимальное давление 50 МПа, максимальная температура 150°C , диапазон изменения искривления от 0 до 90° , максимальная длина кабеля 7000 м, напряжение питания – в зависимости от типа кабеля и его длины (45 В для кабеля длиной 6000 м), постоянный ток

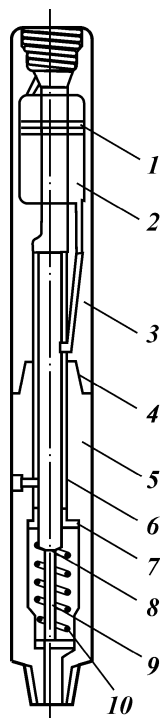


Рис. 2.4. Основные элементы ОУГО-инclinometer Телепилот Т-3000:
 1 – открытый поршень; 2 – камера с нефтью; 3, 5 – верхний и нижний переводники; 4 – шарнирное соединение; 6 – указатель измерения угла наклона; 7 – внутренний вал; 8 – насадка; 9 – ограничитель; 10 – возвратная пружина

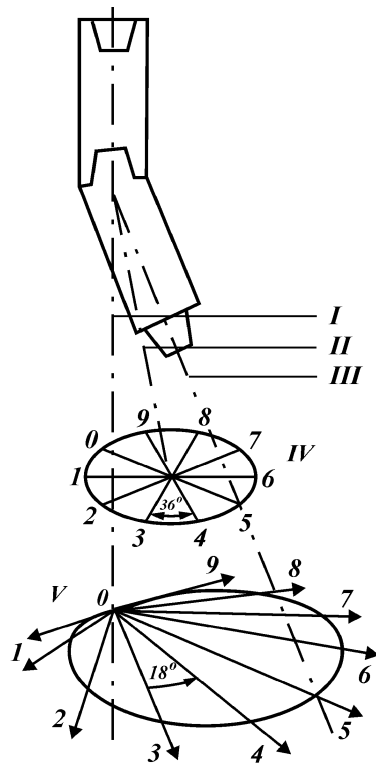


Рис. 2.5. Схема изменения угла наклона:
 I, III – оси верхнего и нижнего переводников; II – ось шарнирного соединения; IV – вращающаяся проекция нижнего переводника; V – проекция вращающегося переводника

300 мА. Зонд Азинтак успешно применяется с 1967 г. при глубинах скважин до 4000 м. Точность замеров: угла наклона – $0,2^\circ$, азимута – $2'$ при угле наклона ствола больше 1° . Наружный диаметр электрокабеля 8,18 мм, диапазон температур от 40 до 150°C , разрывное усилие 32 кН, масса 1 м на воздухе 0,268 кг. Центральный сердечник – нейлоновый, проводник – медный провод сечением $2,08\text{ мм}^2$, изоляция – полипропиленовая, экранирование – двуслойная гальванизированная стальная оплетка.

Переводник Телевижн – один из элементов телеметрической системы, к верхней части которого подсоединяется скважинный зонд. Расположенные в переводнике датчики обеспечивают с помощью электронного блока передачу на поверхность селективированных по частоте электросигналов, характеризующих величины нагрузки на долото, крутящего момента, давления и температуры бурового раствора внутри колонны и в затрубном пространстве. На поверхность передается информация об удельном сопротивлении раствора внутри и снаружи труб, интенсивности гамма-излучений и истинном сопротивлении проходимых отложений.

Наружный диаметр переводника 198 мм, общая длина 3,6 м, масса 650 кг. Оборудование работает при следующих условиях: усилие сжатия или растяжения от 0 до ± 392 кН, разрушающее усилие при осевой нагрузке ± 1470 кН, крутящем моменте от 0 до 9,8 кН·м, разрушающее усилие при скручивании 29,4 кН·м, измеряемое давление 40 МПа (внешнее) и 50 МПа (внутреннее), измеряемая температура до 120 °С.

Фирма «Телеко Ойлфилд Севисиз» в течение ряда лет использует систему MWD для проведения измерений параметров режима бурения горизонтальных скважин. Начиная с 1983 г. система была использована более чем в 50 скважинах с углом наклона, превышающим 80° от вертикали.

Система MWD включает аппаратуру RGD (рис. 2.6), обеспечивающую комплексные измерения электрического сопротивления пород, гамма-излучения и параметров траектории скважины в процессе бурения. Аппаратура RGD состоит из немагнитной УБТ 1 длиной 12 м, в которой установлены: передатчик импульсов 2, генератор 3, турбина 4, блок с микропроцессорной и электронной аппаратурой 5 и инклинометрический датчик 6. В нижней части УБТ, изолированной с помощью немагнитного переходника 7 и изоляции 8, имеется блок 9 с электронным оборудованием для проведения гамма-каротажа и резистивиметрических исследований, датчик гамма-излучения 10, два резистивиметрических электрода 11 длиной 406 мм.

Для замера параметров траектории скважины с помощью аппаратуры RGD требуется немногим более 1 мин. При бурении горизонтальных скважин экономится значительное время на проведение замеров с помощью системы MWD по сравнению с использованием кабельного зонда, доставляемого на забой потоком бурового раствора, при использовании которого обычно возникают проблемы, связанные с входом кабельного зонда в горизонтальную часть скважины. Эти проблемы не наблюдаются при использовании системы MWD. Преимущества этих систем

могут быть максимально реализованы при бурении горизонтальных скважин.

Фирмой “Дон Холберт Дрэйнхолс” разработана система последовательных уравнений, решение которых позволяет определить силы, возникающие при изменении момента на долоте из-за неоднородного сопротивления разбуриваемых горных пород в компоновке долото – расширитель – шарнирный переводник.

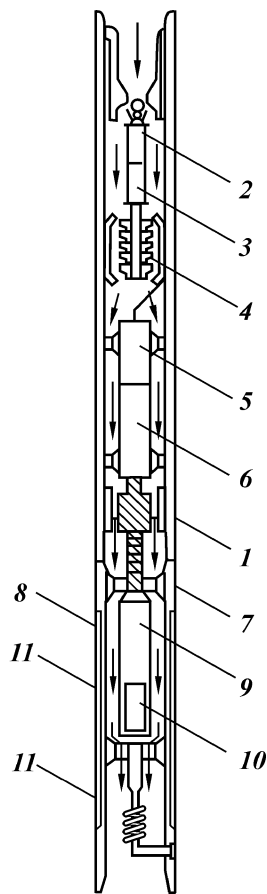


Рис. 2.6. Принципиальная схема аппаратуры RGD

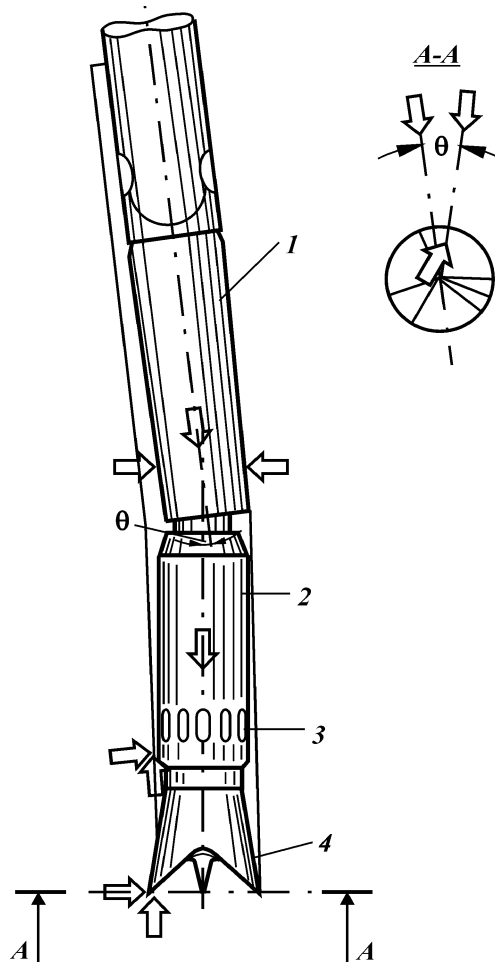


Рис. 2.7. Сбалансированный наддолотный расширитель

Как видно из рис. 2.7, отличительной особенностью нового стабилизатора-расширителя является наличие стабилизирующей секции 1 диаметром, равным диаметру долота 4, перед режущими элементами 3 расширителя, которые армированы карбидом вольфрама. Для прохождения бурового раствора между составными секциями режущей части стабилизатора-расширителя имеются сквозные промывочные отверстия-каналы 2.

Стабилизирующая секция предназначена для компенсации момента, возникающего на долоте при неоднородном сопротивлении разбуриваемых горных пород. Принимая забойную компоновку за эксцентрично нагруженную колонну, можно теоретически определить силы, действующие на компоновку, и тенденции изменения угла (между компоновкой и стволом скважины), обуславливающего конкретный темп набора кривизны. Основные преимущества указанной компоновки – возможность наращивания угла наклона и точность при поддержании заданного направления.

Этот наддолотный стабилизатор-расширитель (например, диаметром 122 мм) применяется в нефтяной промышленности за рубежом для проводки наклонно направленных скважин с горизонтальным стволом в зоне продуктивного пласта.

В зарубежной практике при горизонтальном бурении основное внимание уделяется следующим факторам.

1. *Крутящий момент.* Высокий крутящий момент, возникающий вследствие вращения буровой колонны в сильно искривленной скважине (или обсадной колонне), имеет важнейшее значение. Практически его снижают за счет оптимизации конструкции скважины, использования раствора на углеводородной основе с добавками и без них, уменьшения веса буровой колонны (использование алюминиевых буровых труб и облегченной КНБК), постоянства скорости набора кривизны.

2. *Торможение.* Его можно свести к минимуму выполнением условий по снижению значений крутящего момента.

3. *Очистка ствола скважины.* Она превращается в уникальную проблему для скважин с большим углом наклона. Буровой раствор должен обладать максимально возможной несущей способностью, так как проблемой, связанной с очисткой ствола, является трудность поддержания равномерного распределения и концентрации твердой фазы в буровом растворе. В зарубежной практике очистка раствора обычно достигается использованием центрифуг с высокой пропускной способностью, а также высокоэффективных многорядных вибросит, разбавлением раствора (дорогостоящий метод, часто экологически не-

приемлемый, к которому прибегают в исключительных случаях).

4. *Устойчивость ствола скважины.* Контролируется свойствами бурового раствора. Установлено, что регулируемые промывки на определенных интервалах, диктуемые временем или состоянием пробуренного интервала, очищают ствол и сохраняют его номинальный диаметр. Для предотвращения кавернообразования ствола кроме выбора бурового раствора выдерживают плавный набор кривизны.

5. *Желобообразование.* Для уменьшения возможности возникновения такого рода осложнений рекомендуется как можно скорее обсаживать интервал набора кривизны, что должно быть учтено еще на стадии разработки конструкции скважины.

6. *Конструкция скважины.* Рекомендации обычно сводятся к тому, чтобы при разработке конструкции учитывать возникающие крутящий момент и торможение, а также (традиционно) геолого-физические условия. Интервалы набора кривизны рекомендуют обсаживать как можно скорее.

7. *Специальные устройства и оборудование для наклонно направленных и горизонтальных скважин.* Условия рынка заставляют зарубежные фирмы поставлять самые различные устройства и оборудование, которые в большей или меньшей степени повышают эффективность горизонтального бурения. Законодателями в вопросах горизонтального бурения ныне являются США и Германия.

К усовершенствованным устройствам и оборудованию относится система верхнего привода, при использовании которого не требуются традиционные зажимы под рабочую трубу, так как ее вращают непосредственно электроприводом, подвешенным на тросах (фирма "ВАРКО").

Используются трубы, собираемые в 30-метровые свечи, что сокращает время на операцию их свинчивания и развинчивания.

Для облегчения колонны бурильных труб стальные трубы заменяют алюминиевыми (алюминиевая труба наружным диаметром 130,8 мм в буровом растворе плотностью 1,2 г/см³ весит в 2 раза меньше, чем 127-мм стальная труба).

Большое внимание в зарубежной практике горизонтального бурения уделяется контролю и управлению траекторией ствола скважины, а также проведению измерений и записи всех технологических параметров бурения.

Развитие наклонно направленного и горизонтального бурения потребовало разработки и применения надежной "навигационной системы", т.е. системы контроля за искривлением

скважины и управления траекторией ствола (долота) при бурении. Такая система, включающая группу двигателя винтового типа (как вариант) и систему MWD (измерения в процессе бурения), была создана специалистами нескольких фирм, объединивших свои усилия в течение ряда лет, причем на реализацию проекта было истрачено примерно 1 млрд. дол.

В настоящее время “навигационные системы” претерпели некоторые изменения и существуют на рынке в виде нескольких модификаций.

В целевом отношении в зарубежной практике предусматриваются контроль за траекторией и определение окончательного местонахождения забоя (долота). Одним из методов осуществления контроля за траекторией является магнитный способ однократного измерения с датчиком движения. Метод достаточно надежный и недорогой. Также используется магнитная система измерения (в настоящее время существует более 10 модификаций систем) в процессе бурения. Применение этой системы в значительной степени превосходит способ однократного измерения как основной метод контроля за стволом. Система позволяет бурильщику наклонно направленной или горизонтальной скважины постоянно контролировать направление ствола в процессе бурения. По удельному сопротивлению возможна оценка пластов в процессе бурения, что позволяет бурильщику точно определять, не уходит ли горизонтальный ствол из нефтегазового пласта.

Разработаны направляющие магнитные устройства (в настоящее время единственный инструмент, работающий в реальном масштабе времени). Они чрезвычайно полезны при наращивании кривизны со средним радиусом, поскольку позволяют бурильщику довольно точно контролировать положение торца инструмента в скважине. Хотя эти системы уступают свои позиции системам измерения в процессе бурения, так как им требуется передающий кабель, тем не менее они остаются чрезвычайно полезными. При сравнительно малых углах наклона (менее 1°) используется устройство АРА (усилитель малого угла наклона), которое позволяет производить ориентирование.

В местах резких перегибов ствола, в которых магнитное влияние является проблемой, а отклонение ствола от вертикали слишком мало для ориентирования по верхней стороне, используются гироскопические приборы для однократного измерения. Этот метод еще не исчерпал своих возможностей. Для непрерывного считывания данных торца инструмента используются гироскопические приборы наземного считывания.

Для определения (уточнения) окончательного местонахождения забоя (долота) применяются магнитные устройства для многократного измерения. Они представляют собой устройства типа обычного компаса, в них используются те же устройства, что и для приборов однократной съемки. Эти устройства просты, надежны и обладают высокой точностью. Известно несколько разновидностей системы. Для ее использования требуются немагнитные УВТ, в сильно искривленных скважинах – до 50 м. Устройства могут использоваться в необсаженном интервале ствола.

В горизонтальном бурении также применяются гироскопы нескольких конструкций. Наиболее сложными являются пропорциональные гироскопы, которые представляют системы, ориентированные на север. По паспортным данным они имеют высокую точность. Гироскопы спускаются на кабеле, считывание данных производится на поверхности. Они не требуют применения немагнитных УВТ. Практика зафиксировала случаи неудачного их применения в высокотемпературных скважинах. Гироскопы считают весьма эффективными для подтверждения данных магнитометрии.

В качестве положительного примера приведем систему измерений в процессе бурения Дейтадрил фирмы “Смит интернешнл”. Эта система в процессе бурения объединяет в себе современную забойную электронику, разработанную с учетом многолетнего опыта и кроме данных измерений направления и азимута дает полную информацию технологических параметров наклонно направленного и горизонтального бурения. Система измерений в процессе бурения работает без кабеля. Управляющие сигналы с забоя на поверхность передаются с использованием импульсной телеметрии в буровом растворе. Это исключает остановки для проведения измерений с помощью инструментов, спускаемых на кабеле. На поверхности данные декодируются, обрабатываются и преобразуются в полезную информацию. Система собирает данные на забое каждые 10 м и передает их на наземный компьютер для сравнительного анализа реальной траектории ствола с расчетной. Более частые замеры означают более точное и менее дорогостоящее бурение. Система позволяет изменять решения в процессе бурения.

Фирма рекомендует систему измерений в процессе бурения Дейтадрил как совместимую с любой программой бурения. При сравнении с любой другой системой отмечаются следующие преимущества:

целиком извлекаемая и сменная забойная электроника (при

необходимости электронику можно извлечь без подъема инструмента или заменить ее гироскопическим прибором);

общая длина забойного прибора (около 5 м) позволяет совмещать его с большинством забойных компоновок для горизонтального бурения;

минимальный перепад давления на приборе в процессе бурения (это означает отсутствие ограничений в выборе насадок долот);

скорость передачи программируется на буровой;

сохраняется синхронизация импульсов при остановках забойного двигателя;

может применяться в роторном, гидромониторном и турбинном бурении (забойная электроника может быть запрограммирована на требуемый режим бурения на буровой перед спуском в скважину);

используются стандартные немагнитные УБТ;

при работе в режиме управления быстрое изменение скорости торца инструмента учитывает немедленную реакцию на реактивный крутящий момент (четыре программируемые скорости торца инструмента);

может применяться с различными типами буровых насосов (дуплексных или триплексных).

Информация, полученная в результате съемки, передается на поверхность посредством закодированных положительных импульсов давления. Они генерируются в столбе бурового раствора в бурильной колонне импульсным генератором, установленным в стояке, а затем компьютером. Затем данные измерений передаются на индикатор бурильщика. Одновременно они анализируются относительно расчетного направления скважины в пространстве.

Система измерений в процессе бурения Дейтадрил состоит из трех основных блоков: забойного импульсного генератора, забойного приборного зонда, наземного оборудования (датчик давления, компьютер, дистанционный индикатор бурильщика и система наклонно направленного или горизонтального бурения и измерений, управляемая компьютером).

Забойный инструментальный зонд размещается в специальном защитном кожухе наружным диаметром 47,6 мм со специальным подковообразным переводником в нижней части. Зонд, установленный в КНБК, садится в переводнике непосредственно над УБТ с импульсным генератором.

Блок датчиков состоит из металлического трехосного акселерометра и трехосного магнитометра. Датчик имеет погрешность $\pm 0,25^\circ$ по углу наклона и $\pm 1,5^\circ$ по азимуту.

рильной колонны, зашламление ствола, прихваты бурильного инструмента, нарушение устойчивости стенок скважины, потеря циркуляции, кольматация пристволенной зоны, плохое качество цементирования, осложнения при спуске каротажного инструмента на стальном канате и другие проблемы могут быть следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения.

Опыт бурения горизонтальных скважин, а также скважин с резким изменением направления ствола и дренажных скважин показал, что прежде всего необходимо решать основные проблемы, характерные для всех типов скважин, и затем заниматься вопросами, имеющими непосредственное отношение к сильно искривленным скважинам.

На рис. 2.8 приведено сравнение функций бурового раствора при бурении вертикальных и обычных, наклонно направленных скважин. На рис. 2.9 приведена диаграмма уменьшения влияния побочных явлений для аналогичных скважин.

Выбор оптимального раствора для сильно искривленной скважины аналогичен выбору раствора для бурения обычной скважины. Прежде всего учитывают наличие зон, осложненных глинистыми сланцами, стоимость бурения, природоохранные требования, а также температуру на забое. Также большое значение придается коллекторам повышенной восприимчивости, внешнему загрязнению, вопросам снабжения и др. Кроме того, выбранный буровой раствор должен быть легко модифицируемым, чтобы избежать осложнений, характерных для сильно искривленных скважин. Ввиду большого количества переменных этот процесс целесообразно проводить с использованием метода экспресс-анализа.

При бурении сильно искривленных скважин часто выбирают растворы, обладающие высокой ингибирующей и смазывающей способностью. Их применение ограничено или даже запрещено в экологически чувствительных регионах. В некоторых случаях эффективность применения буровых растворов на углеводородной основе (РУО) может быть ниже, чем растворов на водной основе с добавлением полимеров, если их специально не обработать.

Основным свойством бурового раствора является его плотность. Плотность раствора должна постоянно поддерживаться в определенном узком диапазоне, чтобы обеспечить сохранение устойчивости стенок скважин. Этот показатель должен быть достаточно высоким, чтобы сдерживать пластовые давления и сохранять устойчивость стенок скважины, и в то же время достаточно низким для исключения возможности гидроразрыва

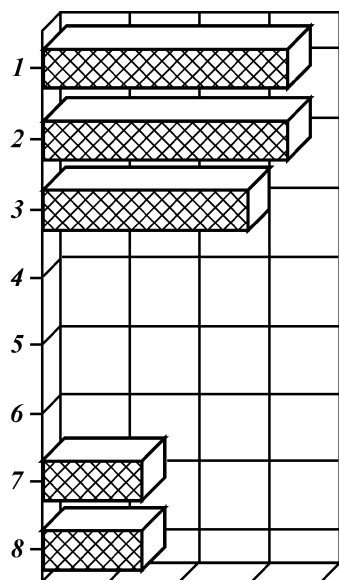


Рис. 2.8. Основные функции буровых растворов для сильно искривленных скважин (расположены по степени важности):
 1 – вынос шлама; 2 – смазывающая способность; 3 – сохранение устойчивости стенок скважины; 4 – регулирование давления; 5 – гидравлическая энергия; 6 – способность удерживать шлам во взвешенном состоянии; 7 – среда для проведения каротажа; 8 – водоотдача

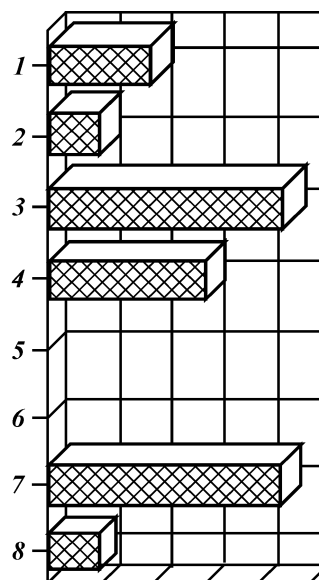


Рис. 2.9. Уменьшение влияния побочных эффектов (расположены по степени важности) при бурении сильно искривленных скважин:
 1 – воздействие на окружающую среду; 2 – гидравлический удар и свабирование; 3 – прихват буровой колонны; 4 – размывание стенок скважины; 5 – удержание твердой фазы; 6 – абразивный износ; 7 – загрязнение цементным раствором; 8 – внешние загрязнения

пород. При прочих равных условиях с увеличением угла наклона ствола диапазон плотности применяемого бурового раствора сужается. Проведенные исследования показали, что с увеличением глубины и угла наклона скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиенты гидроразрыва пласта, как правило, уменьшаются с ростом угла наклона ствола. Оба вывода подтверждаются промысловыми испытаниями на нескольких площадях.

Изучение опыта бурения сильно искривленных скважин в Мексиканском заливе и Северном море подтвердило важность правильного выбора бурового раствора. При бурении аналогичных интервалов в аналогичных условиях осложнения, связан-

ные с зашламлением и очисткой ствола, крутящим моментом, сопротивлением вращению бурильной колонны и прихватами, носили более серьезный характер, если плотность раствора была ниже $1,62 \text{ г/см}^3$. При увеличении плотности раствора ситуация улучшалась.

На качество очистки ствола скважины от шлама большое влияние оказывают вязкость, прочность геля, режим промывки, скорость движения раствора по затрубному пространству и его плотность. Как правило, с увеличением плотности раствора и скорости его потока в затрубном пространстве повышается качество очистки скважины во всех типах скважин. Однако в сильно искривленных скважинах вязкость, прочность геля и режим промывки имеют особое значение. Одна из причин заключается в существовании трех, отличающихся друг от друга по степени очистки, групп интервалов в стволе в зависимости от угла его наклона: 1) от 0 до 45° ; 2) от 45° до 55° ; 3) от 55° до 90° . Другая причина состоит в том, что сильно искривленные скважины состоят из ряда интервалов различной направленности – от горизонтальных до вертикальных.

В первой и третьей группах интервалов осложнения носят менее серьезный характер. Способность шлама к накоплению в стволе и оползанию в условном интервале с углом наклона от 45° до 55° значительно обостряет серьезность осложнения. Низкая вязкость раствора, высокая скорость циркуляции и турбулентный режим обеспечивают оптимальную очистку интервалов третьей группы (горизонтальные).

В вертикальных скважинах и скважинах с небольшим углом наклона ствола характер движения раствора в затрубном пространстве, как правило, ламинарный, и для изменения степени очистки ствола обычно изменяют предельное напряжение сдвига. Экстраполированное значение предельного напряжения сдвига является показателем вязкости бурового раствора при низкой скорости сдвига бурового раствора. При бурении интервалов второй группы необходимо проводить более тщательные измерения при низких значениях скорости сдвига. Лучше всего использовать показатели многоскоростного вискозиметра, когда он работает в режиме при частоте вращения 3 об/мин. Если применяется обычный промысловый двухскоростной вискозиметр, то значения прочности геля, снятые непосредственно после сдвига бурового раствора при максимальной частоте вращения вискозиметра, представляются приемлемой альтернативой. Обычно эти значения называются “нулевым гелем”. У жидкостей, характер движения которых подчиняется степенному закону, “нулевой гель” равен нулю; у пластических буровых рас-

творов он приближается к значениям предельного напряжения сдвига.

Результаты, полученные на основании исследований на замкнутой циркуляционной системе, показали, что при больших углах наклона скопления шлама легко образуются и трудно удаляются. По сравнению с практикой бурения обычных скважин бурение интервалов скважин второй группы (с углом наклона от 45 до 55°) начинать предпочтительнее с использованием растворов с повышенной вязкостью и прочностью геля, так как это уменьшает скопление шлама в скважине. Если осложнения все же возникнут, то иногда целесообразно понизить вязкость и увеличить расход раствора. Создание турбулентного режима наряду с механическими воздействиями на скопившийся шлам может быть единственным способом ликвидации осложнения.

Определить оптимальные параметры режима промывки и свойств бурового раствора для конкретной скважины, в которой могут быть размывы, сужение ствола, резкие его перегибы, а также прямолинейные участки под различными углами наклона (от вертикального до горизонтального), чрезвычайно трудно. Необходимо найти компромиссное решение, которое учитывало бы все возможные осложнения.

Требования регулирования водоотдачи определяются проницаемостью пород, величиной дифференциального давления, а также минералогическим составом разбуриваемых пород. Оптимальное регулирование водоотдачи необходимо для предупреждения прихватов, повышения устойчивости стенок скважины и уменьшения кольматации пород в пристволенной зоне. Возникновение этих осложнений особенно опасно в сильно искривленных скважинах. Возникновение прихватов колонны бурильных труб в результате воздействия дифференциального давления осложняется чрезмерными гидродинамическими давлениями, большой площадью контакта стенки бурильной колонны с фильтрационной коркой, а также образованием толстой глинистой корки. Вероятность возникновения прихватов очень высока по следующим причинам: 1) колонна бурильных труб под действием силы тяжести прилегает к нижней стенке скважины; 2) для обеспечения устойчивости стенок скважины необходим буровой раствор повышенной плотности; 3) продуктивный пласт может оказаться истощенным.

Величины водоотдачи при высоких давлении и температуре, а также динамической водоотдачи должны тщательно регулироваться и поддерживаться на более низком уровне, чем при бурении вертикальных и обычных, наклонно направленных

скважин. Аналогично фильтрационная корка должна быть тонкой, твердой и упругой. Наличие фильтрационной корки хорошего качества может способствовать увеличению градиента гидроразрыва в проницаемых зонах.

Ввиду того, что цель бурения большинства скважин с большим углом искривления заключается в увеличении темпа добычи нефти, регулирование водоотдачи для уменьшения степени нарушения эксплуатационных качеств пласта приобретает чрезвычайное значение, особенно при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами. Нарушение эксплуатационных качеств пласта может быть следствием химического и физического воздействия. Проницаемость пород резко понижается при поглощении больших объемов несовместимого с химическим составом пласта флюида.

Набухание некоторых минералов, зависящее от минералогического состава коллектора, может произойти в том случае, если заряды на поверхности глин не являются химически активными. Такое набухание уменьшает проницаемость продуктивного пласта. Так как коллекторы весьма существенно отличаются друг от друга, после исследования проницаемости керна следует выбрать буровой раствор, оказывающий наименьшее отрицательное воздействие на пласт. Несмотря на то, что бурение горизонтальных скважин с промывкой буровыми растворами на углеводородной основе дало неплохие результаты, успешность проводки горизонтальных скважин компанией “Эм-Ай Дриллинг Флюидз” Лтд, а также масштабность проведенных исследований показали, что буровые растворы на водной основе часто являются приемлемой альтернативой.

Рекомендованы следующие добавки к буровым растворам на водной основе: 1) обеспечивающие качество фильтрационной корки; 2) регулирующие вязкость и водоотдачу; 3) обеспечивающие вынос шлама и предупреждающие осаждение твердой фазы; 4) предупреждающие разбухание глин (в результате воздействия ионов калия); 5) понижающие водоотдачу раствора; 6) обеспечивающие смазывающие свойства и способствующие образованию качественной глинистой корки.

С разработкой новых методов заканчивания горизонтальных скважин совершенствуется и технология предупреждения нарушения эксплуатационных качеств пласта. Здесь чаще, чем в обычных скважинах, применяются фильтры с целевидными отверстиями. В этих условиях особое значение приобретает удаление глинистой корки со стенок скважины и уменьшение проникновения в пласт фильтрата, содержащего твердую фазу.

Попадание твердой фазы в трещиноватый продуктивный пласт ухудшает его коллекторские свойства.

По крайней мере желательно на разрабатываемых площадях, представленных трещиноватыми коллекторами, бурить горизонтальный участок ствола на депрессии, при которой происходит приток пластового флюида в ствол скважины. Однако перед тем, как приступить к такому бурению, необходимо принять меры к предупреждению значительных флюидопроявлений и выбросов.

Применяемые буровые растворы для обычного горизонтального бурения должны содержать закупоривающие добавки, что препятствует поглощению. Регулирование водоотдачи осуществляется введением специальных добавок для каждого конкретного случая. Содержание глины в растворе часто поддерживается на минимальном уровне. Плотность бурового раствора не должна превышать необходимой для предупреждения проявлений и выбросов.

Для бурения горизонтальных скважин нашли применение растворы с добавлением крупнозернистой соли. Если при заканчивании скважин используют хвостовик с щелевидными отверстиями без проведения перфорации и интенсификации притока, то необходим раствор, совместимый с разбуриваемыми породами. Выбор обычно падает на раствор с добавлением крупнозернистой соли после исследования его смазывающей способности и способности регулировать водоотдачу, реологических свойств и обеспечения обратной проницаемости по нефти. Результаты, полученные в начале испытания, показали, что производительность скважины возрастает при небольших значениях депрессии.

Клин Бридж – запатентованная система, состоящая из смеси полимеров и специально обработанной крупнозернистой соли, которую добавляют в раствор поваренной соли плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$. Все добавки являются водо- и кислоторастворимыми, образующаяся фильтрационная корка – тонкой и гладкой, быстро и полностью растворяющейся при воздействии воды или ненасыщенных рассолов. Для понижения гидростатического давления, регулирования реологических свойств, улучшения регулирования водоотдачи можно добавить дизельное топливо – до 30 % объема раствора.

Для обеспечения совместимости системы бурового раствора, содержащего крупнозернистую соль, с породами провели исследование обратной проницаемости породы на керновых образцах. При исследовании использовали буровые растворы без дизельного топлива и с добавлением его в количестве 30 %. Ис-

следования показали, что эмульгированный раствор, содержащий дизельное топливо, не ухудшает проницаемости пород.

Крупнозернистую соль следует добавлять в буровой раствор в процессе бурения скважин. Взятая из мешков соль оседает на нижней стенке скважины, что затрудняет проведение каротажа и спуск хвостовика. Подъем бурильной колонны на участках резкого искривления ствола следует проводить с особой осторожностью перед закачиванием порции крупнозернистой соли.

Полимеры, входящие в состав бурового раствора, содержащего крупнозернистую соль, чувствительны к загрязнению цементом. Путем тщательного регулирования уровня pH с помощью органического кислотного буферного раствора удастся разбуривать небольшие цементные пробки без нарушения качества входящих в раствор полимеров.

При приготовлении бурового раствора, содержащего крупнозернистую соль, необходимо предусматривать меры, предупреждающие аэрирование бурового раствора. Аэрированный буровой раствор может затруднять расшифровку результатов геофизических исследований, проводимых в процессе бурения; для удаления воздуха из бурового раствора могут потребоваться пеногасители.

С точки зрения заканчивания скважин нефть (при соответствии ее флюиду пласта) является идеальным буровым раствором, поскольку она не вызывает нарушения эксплуатационных качеств продуктивных зон и, таким образом, сохраняет естественную проницаемость призабойной зоны пласта. Однако она загрязняет окружающую среду (особенно при морском бурении), пожароопасна, возникают трудности как при очистке от шлама вследствие высокой пластической вязкости эмульсии, так и при проведении электрометрических работ. Буровые растворы на углеводородной основе более стабильны при высокой температуре, чем растворы на водной основе.

Компания “Эм-Ай Дриллинг Флюидз” Лтд уделяет большое внимание очистке скважины сильно искривленных стволов. Фирмой представлены результаты исследования применения буровых растворов на углеводородной основе для очистки ствола сильно искривленных скважин большого диаметра, которые достаточно убедительно доказывают, что обычные буровые растворы на углеводородной основе не обеспечивают качественной промывки скважины. Низкая эффективность этих растворов объясняется их реологическими свойствами, однако не зависит от предельного динамического напряжения сдвига и пластической вязкости.

Причиной проведения этих исследований послужила серия

осложнений, возникших при бурении скважин на Техасском шельфе Мексиканского залива. Эксплуатационную скважину диаметром 311,14 мм под углом наклона 60° прекратили бурить после достижения глубины 14 м. При бурении этой скважины применяли буровой раствор на основе дизельного топлива плотностью 1,32 г/см³ при водонефтяном отношении 20/80. Первоначально считали, что причиной осложнения послужило нарушение устойчивости стенок скважины вследствие динамических нагрузок (внутрискважинных напряжений), возникающих в стволе. Вторую скважину начали бурить с использованием раствора плотностью 1,5 г/см³. При бурении этой скважины применяли устройство, контролирующее объем содержащегося в буровом растворе шлама.

После проходки 152-метрового интервала было обнаружено, что объем поступающего с вибросита шлама был меньше объема пробуренного ствола. При проходке следующего интервала протяженностью 76 м увеличивали и уменьшали значения предельного динамического напряжения сдвига, однако это не привело к улучшению качества очистки ствола. Во избежание дальнейшего осложнения ситуации было принято решение закачать в скважину полимерный буровой раствор на водной основе. После промывки скважины в течение двух циклов находящийся в скважине шлам был удален на поверхность. После этого продолжили бурение до глубины спуска очередной обсадной колонны без осложнений.

Осложнения, возникшие при бурении на этой площади, заставили проанализировать опыт бурения других скважин аналогичной конструкции с применением буровых растворов на углеводородной основе. Анализ показал, что, хотя скорость восходящего потока бурового раствора равнялась 1,12 м/с, а предельное динамическое напряжение сдвига составляло 22 Па, достичь эффективной очистки ствола скважины не удалось.

Это привело к необходимости исследования реологических свойств буровых растворов, влияющих на качество очистки ствола. Кроме того, приводилось сопоставление способности буровых растворов на углеводородной основе к выносу шлама с транспортной способностью полимерных растворов на водной основе. Исследования по созданию химических реагентов привели к разработке добавок к буровым растворам, улучшающих качество очистки ствола буровыми растворами на углеводородной основе. Результаты лабораторных исследований этих добавок в условиях, моделирующих забойные, были подтверждены последующими промышленными испытаниями.

Исследования многих буровых растворов на углеводородной основе в условиях постоянной температуры и давления показали, что с уменьшением скорости сдвига их реологическое поведение не подчиняется закону Бингама – Шведова. Это имеет особое значение для обеспечения динамической очистки ствола скважины, так как скорость сдвига раствора в затрубном пространстве скважин большого диаметра имеет относительно небольшие значения. Фактическая вязкость при низких скоростях сдвига может значительно отличаться от значений, определенных по предельному динамическому напряжению сдвига, рассчитанному по показаниям вискозиметра при 300 и 600 об/мин.

Величина предельного динамического напряжения сдвига имеет значение только для жидкостей, реологическое поведение которых подчиняется закону Бингама – Шведова. И несмотря на то, что экстраполяция предельного динамического напряжения сдвига не дает правильного представления об эффективности очистки ствола, многие продолжают использовать этот метод. Рекомендуют применять буровой раствор со значением предельного динамического напряжения сдвига от 25 до 12–17 Па.

Способность бурового раствора удерживать во взвешенном состоянии буровой шлам в статических условиях также имеет большое значение. Тиксотропные свойства буровых растворов приобретают еще большее значение при бурении наклонно направленных скважин, так как конфигурация ствола способствует осаждению частиц бурового шлама на нижней стенке скважины в том случае, если удерживающая способность бурового раствора не обеспечивает немедленного суспендирования частиц шлама. Осаждение шлама является признаком некачественной очистки ствола.

Многие полимерные буровые растворы на водной основе с повышенными значениями напряжения сдвига при низких скоростях сдвига обеспечивают достаточно эффективный вынос шлама из затрубного пространства скважин большого диаметра. Возникает естественный вопрос, сможет ли буровой раствор на углеводородной основе, обладающий аналогичными свойствами, обеспечить эффективную очистку ствола скважины. Буровые растворы на водной и углеводородной основе с эквивалентными реологическими свойствами в этом отношении ведут себя по-разному. Приведенные на рис. 2.10 реограммы показывают, что реологические профили двух растворов при температуре 38 °С очень похожи. Однако вязкость бурового раствора на углеводородной основе несколько ниже, чем у бурового раствора на

водной основе при частоте вращения вискозиметра менее 100 об/мин.

На рис. 2.11, *a* приведена зависимость концентрации шлама в обоих буровых растворах в динамических условиях от скорости восходящего потока. Аналогичная эффективность выноса шлама наблюдалась при скорости движения бурового раствора в затрубном пространстве, превышающей 0,76 м/с. При более низких значениях скорости восходящего потока эффективность

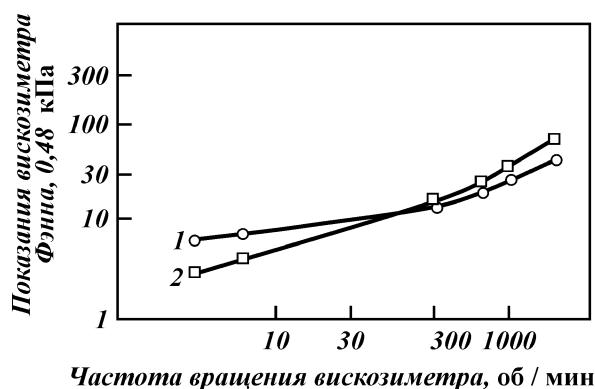


Рис. 2.10. Реограммы буровых растворов, исследованных с помощью замкнутой циркуляционной системы: 1, 2 – растворы плотностью 1,52 г/см³ соответственно на водной и углеводородной основе

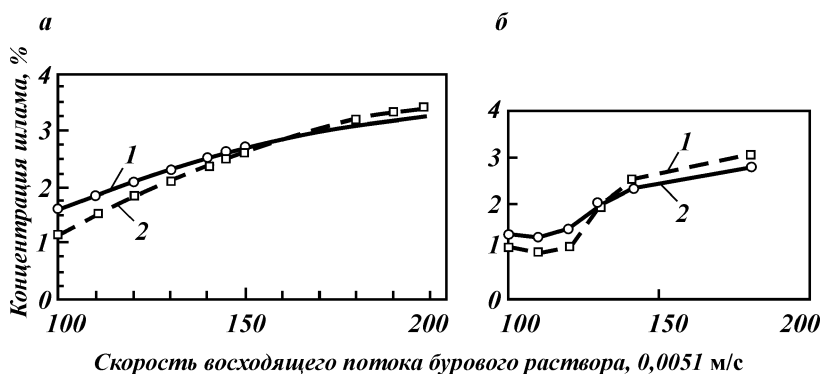


Рис. 2.11. Зависимость концентрации перемещающегося шлама от скорости восходящего потока бурового раствора: *a* – в динамических условиях; *б* – после 2 ч покоя; 1, 2 – растворы плотностью 1,52 г/см³ соответственно на водной и углеводородной основе

буровых растворов на водной основе несколько выше, чем РУО. Преобразование этой скорости в частоту вращения вискозиметра дает значение, примерно равное 100 об/мин. Следовательно, это относительное уменьшение эффективности выноса шлама было прогнозировано реограммами обоих растворов.

На рис. 2.11, б приведена зависимость концентрации шлама в обоих буровых растворах от увеличения скорости восходящего потока бурового раствора после 2 ч покоя. Здесь наблюдается та же сходимость результатов при скорости восходящего потока 0,76 м/с. Это позволило сделать вывод, что буровые растворы на водной и углеводородной основе с аналогичными реологическими свойствами обладают одинаковой транспортной способностью. Так как обычные буровые растворы не полностью подчиняются закону Бингама, значение предельного динамического напряжения сдвига, определенное при частоте вращения 600 и 300 об/мин, не позволяет с достаточной степенью точности определить величину вязкости.

Исследования поведения осевшего шлама на специальном устройстве показали, что различная степень устойчивости осевшего шлама может быть причиной возникновения осложнений при бурении с использованием буровых растворов на углеводородной основе. При проведении исследования нескольких буровых растворов на водной и углеводородной основе сравнивали углы осевшего шлама при его оползании и в покое. Приведенные в табл. 2.7 данные свидетельствуют, что оползание шлама в буровых растворах на углеводородной основе происходит при меньших углах наклона; кроме того, оползающий шлам движется единой массой, а не отдельными размытыми частицами. Лабораторные и промысловые исследования показали, что осложнения, связанные с осаждением шлама, носят наиболее серьезный характер при углах наклона ствола от 35 до 55°. Значения углов наклона ствола, при которых осевший шлам

Т а б л и ц а 2.7
Углы покоя и скольжения осевшего шлама

Раствор	Угол, градус	
	скольжения	покоя
Вода	59	35
Буровой раствор	61	35–45
Дизельное топливо	65	35
Инвертная эмульсия*	72	30–40

*Водонефтяное отношение – 8/15.

находится в покое, в обоих типах буровых растворов находятся в этом же диапазоне. Скопления шлама также могут быть причиной осложнений, возникающих при проведении СПО в интервалах ствола с таким же углом наклона.

Проведенные исследования подтвердили необходимость разработки буровых растворов на углеводородной основе с повышенными значениями вязкости при заданных скоростях сдвига раствора в затрубном пространстве. Кроме того, эти системы буровых растворов должны обладать способностью быстрого структурообразования с целью предупреждения быстрого осаждения шлама на нижней стенке наклонных скважин. Вещество, обеспечивающее возникновение таких свойств у буровых растворов, не должно влиять на значения их реологических свойств при больших скоростях сдвига. Кроме того, оно должно было поддерживать эти параметры в условиях забойных температур и давлений. Таким веществом оказалась олигомерная жирная кислота.

Лабораторные исследования показали, что обработанные такой кислотой буровые растворы приобретают реологические свойства, обеспечивающие эффективную очистку ствола от шлама. Пластическая вязкость буровых растворов после введения олигомеров не меняется. Примером такой системы может служить буровой раствор плотностью $1,32 \text{ г/см}^3$ на основе минерального масла с низким содержанием ароматических веществ при водонефтяном отношении 20/80. При приготовлении такого раствора использовали обычный промышленный эмульгатор и смачивающий агент. Концентрация олигомера в растворе составляла $11,4 \text{ кг/м}^3$. В табл. 2.8 приведены начальные стабилизированные свойства этого бурового раствора, а также свойства раствора после горячей обкатки в течение 18 ч при температуре $149 \text{ }^\circ\text{C}$. Кроме того, приведены свойства этого же раствора, обработанного органомфильными глинами примерно такой же концентрации (параметры раствора, приведенные в таблице, определяли при температуре $65,6 \text{ }^\circ\text{C}$).

Полученные результаты свидетельствуют о способности олигомера обеспечивать заданные значения вязкости и тиксотропные свойства при низких скоростях сдвига. Система также обнаружила устойчивость к воздействию высоких температур. Значения предельного статического напряжения сдвига (прочность геля) буровых растворов, обработанных олигомером, быстро возрастали, однако через 1 мин падали.

С момента появления олигомеров в промысловых условиях с его использованием было пробурено много скважин в различных регионах мира. При бурении этих скважин применяли бу-

Т а б л и ц а 2.8

Свойства лабораторного бурового раствора плотностью 1,32 г/см³ с водонефтяным отношением 20/80

Показатель	Добавка олигомера в количестве 11,412 кг/м ³		Добавка органophilных глин в количестве 14,215 кг/м ³	
	Начальные значения	После горячей обкатки при 149 °С	Начальные значения	После горячей обкатки при 149 °С
Показания ротационного вискозиметра при частоте вращения, об/мин:				
600	58	56	54	48
300	40	34	36	28
200	30	25	27	19
100	22	17	21	12
6	12	10	11	5
3	11	9	10	4
Пластическая вязкость, МПа·с	18	22	22	20
Предельное динамическое напряжение сдвига, кПа	10,53	5,75	6,70	8,62
СНС, кПа:				
нулевое	5,27	4,31	4,79	2,39
через 10 с	7,66	8,14	5,75	3,35
через 10 мин	8,62	10,53	8,14	5,75
через 30 мин	–	11,49	–	–

ровые растворы на основе дизельного топлива и минерального масла при водонефтяном отношении от 50/50 до 10/90. Во всех случаях отмечалось повышение эффективности очистки ствола скважин. Уменьшение числа осложнений, возникающих в результате осаждения шлама, позволило значительно сократить стоимость бурения скважин и его продолжительность.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Реологические свойства обычных буровых растворов на углеводородной основе, загущенных органophilными глинами, могут ухудшать их транспортную способность при бурении искривленных скважин большого диаметра.

2. Вязкость бурового раствора при невысоких скоростях сдвига и начальная прочность геля имеют большое значение при определении его транспортной способности. Для обеспечения эффективного выноса шлама и роста структуры раствора большое значение имеет регулирование значений вязкости при невысоких частотах вращения ротационного вискозиметра.

3. Буровые растворы на углеводородной основе и полимерные растворы на водной основе с аналогичными параметрами на забое обладают одинаковой транспортирующей способностью.

4. Производные олигомера жирной кислоты увеличивают значения реологических свойств инвертных эмульсий при низких скоростях сдвига, а также величину начальной прочности геля при минимальном росте вязкости при больших скоростях сдвига.

5. Применение олигомеров в промышленных условиях подтвердило результаты лабораторных исследований. Более сорока скважин диаметром до 311,15 мм с углом наклона до 65° было успешно пробурено с использованием олигомеров. Буровой раствор сохранял устойчивость в условиях забойных температур до 221 °С на глубине 7010 м.

Глава 3

КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от правильного выбора конструкции, которая обеспечивает разделение зон, характеризующихся несовместимыми буровыми растворами.

Одна из основных задач в глубоком разведочном бурении – тщательный учет всех факторов с целью выбора наиболее рациональной конструкции скважин, особенно бурящихся на глубины свыше 4000–5000 м. Наиболее важный фактор – использование совершенной технологии процессов бурения, разработанной с учетом особенностей проходки скважин в сходных геологических условиях на основе глубокого анализа опыта их бурения.

Практика проводки скважин в сложных геологических условиях, научные разработки в области бурения и крепления, выполненные за последние годы, позволили резко увеличить глубину скважин и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях:

- увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;

- применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;

- использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и в некоторых случаях эксплуатационных колонн;

- уменьшение конечного диаметра скважин и эксплуатационных колонн;

- обязательный учет условий вскрытия и разбуривания продуктивного объекта;

- крепление наклонно направленных и горизонтальных скважин.

3.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

3.1.1. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ И ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Все обсадные колонны по своему назначению подразделяются следующим образом.

Направление – первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лёссовыми почвами, насыпным песком или имеет другие специфические особенности. Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направления забивают в породу, как сваю.

Кондуктор – колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

сплошные – перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики – для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

летучки – специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампони-

рующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Эксплуатационная колонна – последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Основные параметры конструкций скважины – количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

а) геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

б) назначение и цель бурения скважины;

в) предполагаемый метод заканчивания скважины;

г) способ бурения скважины;

д) уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;

е) уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;

ж) способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относятся предполагаемая и фактическая литология, стратиграфия и тектоника разреза, мощность пород с различной проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкции скважин учитывается как неизменный фактор.

В процессе разработки залежи ее первоначальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов

воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа из недр. Поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главных факторов.

Все технико-экономические факторы – субъективные и изменяются во времени. Они зависят от уровня и степени совершенствования всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны базироваться и определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях рациональна. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше количество и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

Геологические условия бурения. Чтобы обеспечить лучшие условия бурения, наиболее эффективную технологию проводки и предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

а) характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования;

- б) проницаемость пород и пластовые (поровые) давления;
- в) наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений промывочной жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;
- г) температуру горных пород по стволу;
- д) углы падения пород и частоту чередования их по твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной (или колоннами) сразу же после вскрытия всей их толщины, так как при бурении могут образоваться обвалы и резко осложняться работы по проходке.

Зоны с различным характером осложнений (проявления и поглощения) также должны быть изолированы друг от друга, если пластовые давления превосходят давления гидроразрыва пород, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигается прямо противоположными несовместимыми методами.

Температура горных пород в процессе бурения значительно влияет на вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС) и водоотдачу бурового раствора: чем выше температура горных пород, тем труднее поддерживать эти параметры в допустимых пределах. Иногда кроме термостойких реагентов для прохождения таких зон требуются различные несовместимые системы буровых растворов, что вызывает необходимость разобщения подобных зон обсадными колоннами. Значительная разница температур требует применения различных типов тампонажных цемента.

Углы падения горных пород и частота чередования их по твердости при прочих равных условиях оказывают доминирующее влияние на темп искривления ствола в процессе бурения. Чем больше углы падения пород (примерно до 60°) и чем чаще породы с различной твердостью переслаиваются, тем выше темп самопроизвольного набора кривизны.

Колебания значений зенитного и азимутального углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и препятствуют достижению обсадными колоннами проектных глубин в стволе вследствие их заклинивания при спуске в желобах. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления ствола “вертикальной” были минимальными. Если проектная конструкция нарушается, то возникает опасность ликвидации скважины в результате невозможности довести ее до проектной глубины.

Назначение скважины. Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающий фактор – обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и менее с последующим спуском 114-мм эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обуславливает возникновение сминающих нагрузок. Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

а) давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

б) незначительная вязкость газа обуславливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и заколонного пространства;

в) интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений в незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность;

г) возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

д) длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозийным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, заключаются в следующем:

прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в колонном пространстве;

качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов;

достижение предусмотренных проектом режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

максимальное использование пластовой энергией газа для его транспортировки по внутринефтепромысловым и магистральным газопроводам.

Предусмотренные проектом режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

Метод вскрытия пласта. Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относятся пластовое давление, наличие пропластковых и подошвенных вод, прочность пород, слагающих пласт, тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или “обратным” цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами.

Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения

ния таких объектов плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

На рис. 3.1 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

Способ бурения. В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом, гидравлическими забойными двигателями или электробурами. Для обеспечения эффективной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметрами 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют возможную ее конструкцию.

Диаметр турбобура, мм.....	190	168
Конструкция скважины, мм.....	377×273×146(168)	351×245×146(168)

Наименьший диаметр работоспособного электробура составляет 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание

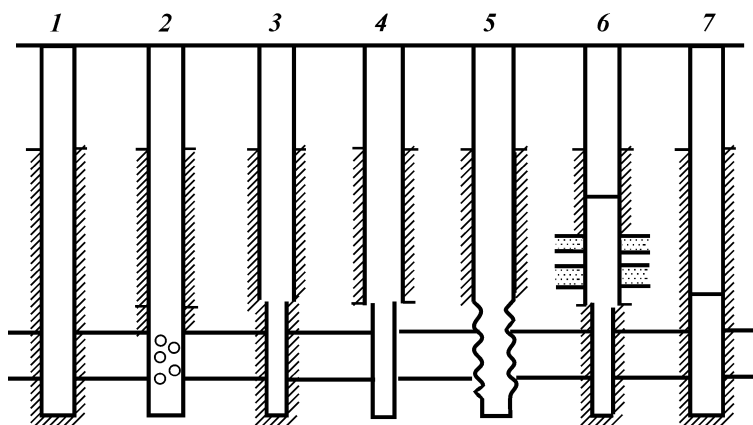


Рис. 3.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:

1, 2 – сплошная колонна, зацементированная соответственно через башмак и специальные отверстия под пластом; 3, 4 – зацементированная колонна с хвостовиком; 5 – колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем); 6, 7 – комбинированные колонны, спущенные секциями

диаметров обсадных колонн в конструкции скважины: 377×299(273)×146(168) мм.

Наиболее широк диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют (последовательно и одновременно) турбинный и роторный способы. Как правило, на конструкцию скважины турбинный способ отрицательного влияния не оказывает.

При разработке рациональной конструкции глубоких разведочных скважин необходимо исходить из условий получения наибольших скоростей бурения при наименьших объемах работ в промежуточных колоннах, выбора минимально допустимых зазоров между колонной и стенками скважины, максимально возможного увеличения глубины выхода спускаемой колонны из-под предыдущей. При выборе конструкции должны быть обеспечены условия максимального сохранения естественного состояния продуктивных пластов.

В процессе бурения происходит естественное или принудительное искривление скважины, что затрудняет крепление ствола колоннами обсадных труб.

В процессе спуска обсадных труб в скважину наблюдается активное взаимодействие колонны труб со стенками скважины и заполняющей ее жидкостью. Это взаимодействие носит сложный характер и проявляется в виде сопротивления, которое оказывает скважина спуску колонны труб. М.М. Александровым отмечено, что сила сопротивления спуску колонны труб, замеренная в скважине, отражает влияние многочисленных физических и геометрических факторов, т.е. является величиной статистического характера, но анализ совокупного влияния этих факторов позволяет вполне определенно проследить зависимость силы сопротивления скважины от суммарной силы, прижимающей колонну труб к ее стенкам. Это дает основание рассматривать силу сопротивления как произведение прижимающей силы на коэффициент сопротивления.

Сопротивления, возникающие в определенных условиях, могут достигать больших значений и препятствовать спуску обсадных колонн в скважину.

Для успешного спуска обсадных колонн ствол скважины в интервале крепления должен иметь среднюю интенсивность пространственного искривления. Плотность бурового раствора должна быть минимально допустимой. Особое значение при этом приобретают гидродинамические нагрузки на продуктивный пласт.

Сложность геологических условий проводки глубоких и сверхглубоких скважин, длительные сроки их сооружения, большие материальные затраты – все это диктует необходимость более глубокого теоретического и экспериментального изучения комплекса условий, определяющих надежность и долговечность конструкций таких скважин, с целью их дальнейшего совершенствования.

Проведенные исследования и промысловый опыт показывают, что на современном этапе развития технологии и техники бурения использованы почти все возможности упрощения конструкций скважин за счет снижения зазоров между скважиной и колонной и дальнейшее их совершенствование может идти лишь по пути увеличения выхода незакрепленного ствола из предыдущей колонны. Величина выхода зависит в основном от продолжительности бурения, т.е. максимально возможного времени устойчивости ствола скважины в осложненных геологических условиях.

Наряду с этим величина выхода из промежуточной колонны зависит от устойчивости последней к внешним и внутренним нагрузкам, которые при механическом износе стенок обсадных труб способны вызвать повреждения колонны или потерю герметичности. При бурении глубоких разведочных скважин это недопустимо.

Степень износа труб определяется выполненной в обсадной колонне работой при бурении из-под башмака колонны на длину выхода из нее. Объем указанной работы характеризуется в основном числом спускоподъемных операций, выполненных в колонне, и временем вращения бурильного инструмента в ней. При одном и том же значении пути трения износ обсадных труб различен при разных значениях прижимающих нагрузок, зависящих от угла и азимута искривления ствола скважины, длины и диаметра бурильного инструмента, скорости движения колонны. Следовательно, применение высокопрочных труб в компоновке колонн не означает, что она будет иметь большую износостойкость, поэтому обсадные колонны, предназначенные для глубоких скважин, не рекомендуется составлять из высокопрочных труб с пониженной толщиной стенки.

Объем работ в промежуточных колоннах настолько велик, что избежать значительного износа труб невозможно. Например, в Чечне и Ингушетии в скважинах глубиной до 4000 м в 273- и 245-мм колоннах суммарный объем работ равен 500–550 тыс. м при возвратно-поступательном движении и 150 тыс. м при вращении бурильных труб. В Азербайджане в подобных скважинах объем работ составляет 300 тыс. м при спускоподъ-

емных операциях и 80 тыс. м – путь трения при вращении бурильных труб. В Дагестане отмечены случаи протирания 273- и 325-мм колонн при объеме работ, равном 50–100 рейсам инструмента и 700–1000 ч его вращения.

Убытки от износа обсадных колонн значительны, так как это приводит к их смятию, потере проходимости, расклиниванию бурильных труб и долот и т.д. На геологически осложненных месторождениях Кубани снижение прочности таких колонн приводило к смятию обсадных труб при переносе давления флюида из нижележащих горизонтов.

Анализ зарубежных и отечественных конструкций сверхглубоких скважин показал, что максимальные выходы из промежуточных колонн находятся в пределах 1000–3500 м, причем меньшие выходы приходятся на трубы диаметрами 219, 194 и 168 мм, из которых составляются наиболее ответственные колонны.

При выборе конструкции скважины необходимо оценивать длину выхода и механический износ промежуточных колонн. Г.М. Эрлихом была предложена методика работ по оценке износа обсадных колонн, получившая широкое распространение в практике проектирования конструкций скважин. Методика прошла промышленную апробацию и показала хорошую сходимость результатов расчета и замеров остаточной толщины стенок обсадных труб после их извлечения из скважин.

Для определения объема работ при возвратно-поступательном движении L_1 и вращении бурильного инструмента в колонне L_2 , а также износа обсадных труб i предложены следующие зависимости:

$$L_1 = \frac{2ch}{l} \left(s + H_0 \frac{1}{H} - H_0 \right); \quad (3.1)$$

$$s = H_1 \left(\frac{H_2 - H_1}{c} \right) \left(\frac{c+1}{2} \right); \quad (3.2)$$

$$L_2 = \pi d n t \frac{h}{l_0}; \quad (3.3)$$

$$i = (L_1 + L_2) / 41\,500, \quad (3.4)$$

где H_0 – общая длина УБТ; H_1 – начальная глубина бурения; h – длина бурильного замка в свинченном виде; s – средняя длина бурильной колонны при спуске или подъеме за рейс; l – средняя

длина одной трубы с замком; l_0 – расстояние между замками бурильной колонны; d – диаметр замка бурильной трубы; n – средняя частота вращения ротора при бурении в интервале от H_1 до H_2 , об/мин; t – время бурения роторным способом, мин; 41 500 – условное линейное перемещение бурильной колонны, м, необходимое для износа стенок обсадных труб на 1 мм; c – число рейсов.

По приведенным формулам выполнен расчет механического износа труб промежуточных колонн для ряда конструкций (рис. 3.2). Итоговые данные расчета, приведенные в табл. 3.1, показывают, что даже при длине выхода из колонн 1000–1500 м и относительно малом числе рейсов (средняя проходка на долото 10 м) износ стенок предыдущих потайных колонн составляет 30–77 % от начальной, а для 299- и 245-мм колонн в подобных конструкциях при рассчитанном объеме работ в них возможно протирание обсадных труб насквозь.

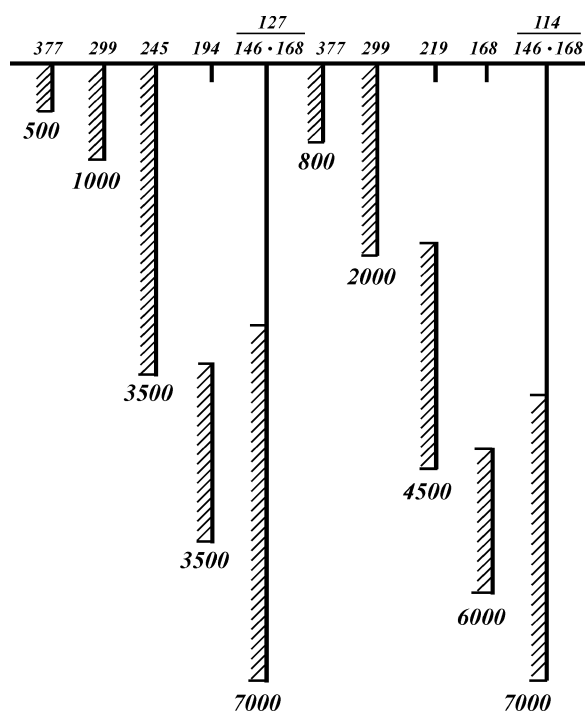


Рис. 3.2. Примеры конструкций скважин, принятых при расчете промежуточных обсадных колонн на механический износ

Таблица 3.1

Расчетный износ труб промежуточных колонн

Диаметр, мм				Длина выхода из колонны, м	Число рейсов (спусков- подъемов) инстру- мента
обсадных труб	бурильной колонны	замков бурильных труб	УБТ		
299	141	172	254	2500	250
245	141	172	203	2000	200
219	114	140	178	1500	150
194	114	140	146	1500	150
168	114	140	146	1000	100

Продолжение табл. 3.1

Час- тота вра- щения ротора, об/мин	Суммарная длина перемещений инст- румента, м, при		Износ труб, мм			Максимальная и минимальная остаточная толщина стенок обсад- ных труб, мм
	бурении	СПО	кон- цент- ричный	экс- цент- ричный	последую- щий при бурении ниже хвостови- ков	
93	193 000	96 500	7	10	3-5	0
93	154 000	117 200	5	10	2-3	2-0
43	51 200	111 000	4	6	2-3	4-1
43	51 200	128 300	4	7	-	6-3
43	34 100	88 000	3	4	-	7-6

Примечания. 1. Толщина стенки обсадной трубы 10 мм. 2. Время одного рейса 5 ч.

Использование в конструкциях скважин колонн-секций и потайных колонн предопределяет применение комбинированных бурительных колонн. Это позволяет увеличить на 22-53 % количество подаваемого на конечную глубину бурового раствора, что приводит к иным гидродинамическим условиям при разбуривании продуктивного горизонта.

Буровая скважина представляет собой сложное инженерное сооружение и, как всякое инженерное сооружение, строится по рабочему проекту, в основе которого лежит ее конструкция – крепь.

Необходимость постоянного совершенствования теоретических основ и практики проектирования и строительства скважин обусловлена следующими основными факторами:

постоянное возрастание глубин как поисково-разведочных, так и эксплуатационных скважин;

выход в ранее малоизученные или неизученные горно-геологические условия вскрываемых разрезов (наличие сероводородной и углекислотной агрессии, рапосодержащих отложений, пластов с аномалией пластовых давлений до 2,0 и более, многолетнемерзлых пород и др.);

резкое возрастание объемов бурения наклонно направленных скважин;

прогрессирующий в последние годы способ проводки скважин с горизонтальным окончанием ствола;

развитие техники и технологии бурения;

и, наконец, постоянное совершенствование собственно понятия “конструкция скважины” на основе углубления знаний о физико-химических процессах и закономерностях формирования крепи и условиях ее работы и др.

Вопросам конструкции скважин, в частности разработке предъявляемых к ним требований, и совершенствованию техники и технологии крепления посвящены многочисленные работы отечественных и зарубежных производителей и исследователей.

Со временем менялись как методы проектирования конструкции скважин на базе целенаправленных исследований и промыслового опыта, так и формирование самого понятия “конструкция скважины” (в последнее время все чаще “крепь скважины”) с акцентированием на определяющие ее совершенство элементы и предъявляемые к ним требования.

Практика показала, что кроме диаметров долот и бурильных труб для углубления скважины необходимо учитывать величины допустимого минимального зазора между смежными обсадными колоннами, а также между колоннами и стенками скважины, в первую очередь по двум основным критериям. Первый из них диктуется обеспечением благоприятных условий для применения заколонной технологической оснастки и гидродинамики процесса цементирования, которые, в свою очередь, при прочих равных условиях являются определяющими для формирования герметичного цементного кольца и устойчивой к поперечным нагрузкам крепи скважины. Второй вытекает из условия проходимости обсадной колонны по стволу скважины заданного профиля. В последнем случае решение оптимизационной задачи предусматривает обратную связь, заключающуюся в корректировке профиля ствола скважины по интенсивности пространственного искривления и эффективного диаметра на отдельных участках.

Номенклатура и типоразмеры имеющихся на вооружении в настоящее время бурильных труб, забойных двигателей,

КНБК, породоразрушающих инструментов в сочетании с буровыми насосами, обеспечивающими реализацию оптимальной гидравлической программы углубления и управление скважиной, носят соподчиненный характер по отношению к конструкции скважины.

Элемент конструкции скважин, включающий в себя “сведения о цементировании обсадных колонн”, долгое время сводился к высоте подъема цементного раствора за колоннами, т.е. к интервалам зацементированного затрубного пространства без оценки характера распределения цементного камня в поперечных сечениях и по высоте, а также показателей свойств сформировавшейся системы обсадная колонна – цементный камень – горные породы – контактные пристенные зоны. В настоящее время – это многофакторный и один из основных, определяющих элементов конструкции скважин, выходящий далеко за пределы задачи выбора подъема цементного раствора, хотя сам по себе выбор интервалов цементирования и высоты подъема цементного раствора лежит в основе рассматриваемых элементов (показателей) конструкции скважины.

В ГОСТах и отраслевых стандартах газонефтяной отрасли до настоящего времени нет определения термина “конструкция скважины”. В то же время совершенно очевидно, что без такого определения и раскрытия его содержания не может быть и однозначной концепции и решения задачи выбора конструкции скважины и ее оценки.

Обобщив взгляды специалистов, можно сформулировать следующее понятие “конструкция скважины”.

Конструкция скважины – это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоразмерно малыми по сравнению с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономичное строительство герметичного пространственно устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения: изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеводоносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.

В газонефтяной отрасли нет также единого методического подхода к оценке качества проектирования и строительства скважин, в том числе их конструкции. Такое положение приводит к разночтению отдельных понятий, недооценке

факторов, являющихся определяющими совершенство крепи, приносит субъективизм во взаимоотношения между заказчиками на строительство скважин, подрядчиками и контролирующими организациями. В то же время необходимость и возможность создания такого методического обеспечения очевидна.

3.1.2. ВЫБОР ДИАМЕТРА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН ВЫСОКОДЕБЕТНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.

В литературе предложено несколько методов расчета рациональных диаметров газовых скважин, но точного решения данной задачи нет. Диаметр эксплуатационной колонны определяют исходя из условия максимального использования энергии пласта при минимальных капиталовложениях в разработку месторождения. Например, М.А. Цайгер считает, что показателем рациональности конструкции I может служить следующее выражение:

$$I = K_c \frac{\Delta p^2}{q}, \quad (3.5)$$

где q – дебит скважины; Δp – депрессия на пласт; K_c – капиталовложения в строительство одной эксплуатационной скважины данного диаметра.

Однако Н.В. Черский полагает, что в методике указанных работ не учитывается вся пластовая энергия, затрачиваемая на движение в системе пласт – скважина, и данный метод применим лишь для приближенного определения рационального диаметра скважин только в однородных пластах с одинаковой, постоянной для всего периода разработки месторождения физико-механической характеристикой пород в пределах площади газонности, которые встречаются очень редко.

Е.М. Нанивский под показателем рациональности конструкции понимает отношение затрат капиталовложений и пластовой энергии к добыче 1 тыс. м³ газа в сутки, т.е.

$$I = K_c \frac{K_c(p_{пл} - p_y)}{q}, \quad (3.6)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление скважины; p_y – давление на устье.

Сравнение зависимостей (3.5), (3.6) показывает, что последняя учитывает замечание Н.В. Черского. Однако справедливость и точность уравнения (3.6) также вызывают сомнения,

ибо при определении рационального диаметра обобщают и суммируют данные по добыче всех эксплуатационных скважин вне зависимости от их местоположения на структуре, мощности вскрытого продуктивного горизонта, изменения коллекторских свойств пласта как по условиям залегания, так и во времени. Поэтому оптимальный диаметр эксплуатационной колонны Р.Е. Смит и М.У. Клегг определяют исходя из условия обеспечения максимального значения удельного дебита средней скважины.

Е.М. Нанивский рекомендует принимать диаметр эксплуатационных колон газовой скважин для Уренгойского месторождения при дебитах от 6,5 до 1,0 млн. м³/сут равным 299 мм, а для месторождения Медвежье при дебите скважин от 4,7 до 0,7 млн. м³/сут – 273 мм. Расчеты Г.С. Грязнова подтверждают, что наиболее рациональные диаметры эксплуатационных колонн, способные пропустить поток газа с дебитом 5–8 млн. м³, при оптимальном расходе пластовой энергии и наиболее высокой экономической эффективности равны 245–273 мм для месторождений типа Медвежьего и 245–324 мм для месторождений типа Уренгойского.

Следует отметить, что исходя из криологических и теплофизических условий указанных месторождений диаметр эксплуатационной колонны 219 мм является граничным. При меньшем диаметре возможно образование кристаллогидратных пробок, для предупреждения которых потребуется ввод в скважины ингибиторов.

Заслуживает внимания выбор диаметра эксплуатационной колонны на основании детальных подсчетов потерь давления в начальный период добычи и с учетом тех изменений в потерях, которые произойдут в процессе дальнейшей разработки залежи (Е.М. Минский и А.Л. Хейн).

При больших диаметрах эксплуатационных колонн необходимо учитывать взаимодействие скважин по пласту и возможность образования крупных воронок депрессии, размеры которых превысят расстояние между ними. Такая интерпретация может привести к снижению забойного давления и ухудшению технико-экономических показателей работы скважин.

Экономически оправдано заканчивание высокодебитных скважин эксплуатационными колоннами диаметром 219–324 мм. При увеличении диаметра колонн в 2,2 раза (от 146 до 324 мм) дебит возрастает в 8–8,5 раза, а стоимость строительства – лишь в 1,6 раза (Уренгойское месторождение).

3.1.3. МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

До настоящего времени выбор конструкций скважин осуществлялся, как правило, без достаточно систематизированного анализа определяющих факторов и базировался в основном на принципах минимального расхода металла или борьбы с осложнениями в процессе бурения.

Вопросы разработки принципов подхода к проектированию рациональной конструкции скважин изучались как в нашей стране, так и за рубежом. В одних случаях за основную предпосылку принималось гидродинамическое совершенство конструкции с целью получения на забое скважины максимальной гидравлической мощности или определение необходимых зон крепления и глубины спуска обсадных колонн в зависимости от условия предупреждения гидроразрыва горных пород или газопроявлений; в других – определяющим фактором была конечная стоимость скважины как инженерного сооружения. В принятом для руководства положении определяющим принципом проектирования рациональной конструкции скважины считается обоснованное распределение всего интервала бурения на несколько зон в зависимости от несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под несовместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном, лежащем выше интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение специальных дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Отсутствие единой методики выбора конструкций скважин в одних случаях приводит к большим затратам средств на ликвидацию осложнений в процессе бурения, а в других – к излишнему расходованию металла на крепление скважин.

Вместе с тем существует и рациональный подход к установлению главных факторов, определяющих совершенство конструкции скважины в различных геолого-технических условиях.

Рассмотрим основные из них.

При заканчивании скважин турбинным способом необходимо

соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q , т.е. расхода Q , отнесенного к площади забоя:

$$q = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad (3.7)$$

где D – диаметр скважины.

Условие использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах – реализация на забое $2/3$ общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощности, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного $2/3$, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

В табл. 3.2 приведены рациональные диаметры скважины и бурильных труб. Эти варианты обеспечивают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы обеспечивают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе обеспечивают максимальный КПД гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных погло-

Таблица 3.2

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6 $5/8''$	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5Б-7 $1/8''$	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8 $3/2''$	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5Б-9"	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5Б-9"	0,69

щений бурового раствора или газонефтеводопроявлений служит основной методикой.

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = p_1 / (\Delta p_2 - \Delta p_1), \quad (3.8)$$

где p_1 – ожидаемое давление на устье скважины; Δp_1 – ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну; Δp_2 – минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора.

Как следует из выражения (3.8), необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

При отсутствии в геологическом разрезе в интервале под очередную промежуточную колонну после кондуктора водогазонефтенасыщенных пластов с АВПД значение p_1 принимается равным 0,1. Тогда выражение, определяющее длину кондуктора H'_1 при проектировании конструкции скважин для нормальных условий, имеет вид

$$H'_1 = 0,1 / (\Delta p_2 - \Delta p_3), \quad (3.9)$$

где Δp_3 – максимальное значение градиента гидродинамического давления промывочной жидкости, применяемого при бурении под промежуточную колонну, МПа/м.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H''_1 в результате незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят из выражения

$$H''_1 = p_2 / \Delta p_2, \quad (3.10)$$

где p_2 – давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны H_2 , которую рассчитывают из максимального значения гидродинамического давления, возникающего при бурении под очередную колонну:

$$H_2 = p_3 / \Delta p_4, \quad (3.11)$$

где p_3 – максимальное значение гидродинамического давления, возникающего в процессе бурения под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны; Δp_4 – минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газонефтеводопроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх. Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{пл} / d', \quad (3.12)$$

где $p_{пл}$ – максимально возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; d' – градиент давления разрыва пластов (принят равным 0,02 МПа/м).

В формуле (3.12) максимально возможное давление газа на искомой глубине H условно принято равным пластовому, причем разница между ними играет роль коэффициента безопасности.

Если для низкодебитных скважин с незначительным пластовым давлением такое приращение дает практически применимые результаты, то для высокодебитных скважин с большим $p_{пл}$ формула (3.13) приводит к значительной погрешности, так как не учитывает снижение давления в скважине по направлению от забоя к устью.

Эта задача рассмотрена М.А. Шамилевым. Здесь предложено удовлетворительное решение для определения глубины установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах с высоким пластовым давлением:

$$H = \frac{p_{пл}}{e^s \alpha - \frac{p_{пл}(e^s - 1)}{L}}, \quad (3.13)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; e – основание натурального логарифма ($e = 2,7183$); $s = \frac{0,03415\beta L}{z_{cp} T_{cp}}$; β – относительная плотность газа по воздуху; z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости

газа; T_{cp} – средняя абсолютная температура газа, K ; L – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м; α – градиент давления разрыва пластов, МПа.

Газовые скважины характеризуются и другими особенностями, например большой мощностью продуктивного пласта. Хотя залежи с большим этажом газоносности встречаются сравнительно редко (месторождения Шебелинское и Газли в СНГ, Гронинген в Нидерландах и др.), для них специфичен особый подход к выбору конструкции скважин.

Высота этажа газоносности на своде Шебелинской структуры составляет около 1100 м. Пластовое давление в кровле залежи на своде (глубина около 1300 м) до начала эксплуатации достигало 22,8 МПа, увеличиваясь примерно на 0,2 МПа на каждые 100 м глубины. При начальной эксплуатации месторождения наличие АВПД вызывало необходимость при вскрытии газовой залежи применять сложные многоколонные конструкции и утяжеленные буровые растворы плотностью до 1,9 г/см³. В этом случае крепление скважины промежуточной обсадной колонной должно предусматривать предупреждение гидроразрыва пород утяжеленной промывочной жидкостью, а также последующий возможный выброс и открытый газовый фонтан.

Минимально допустимая глубина установки башмака промежуточной обсадной колонны определяется из выражения (В.Д. Малеванский)

$$H_2 = \frac{ap_1 - abH_1}{\rho_2 - ab}, \quad (3.14)$$

где a – коэффициент минимально допустимого превышения гидростатического давления над пластовым; p_1 – пластовое давление в кровле газоносного интервала; b – градиент повышения пластового давления с увеличением глубины; H_1 – глубина кровли газоносного интервала; ρ_2 – максимально допустимая плотность бурового раствора (во избежание поглощения) при заканчивании скважины.

Таким образом, глубина спуска промежуточной колонны для перекрытия части газовой залежи с целью предотвращения поглощений и выбросов бурового раствора зависит от положения скважины на структуре (глубины кровли газоносной залежи), проектной глубины скважины и пластового давления.

По мере разработки залежи, падения пластового давления и приближения его к гидростатическому глубину установки башмаков промежуточных колонн нужно уменьшать и конструкцию скважины упрощать.

Методика прогнозирования глубины спуска обсадных ко-

лонн, использующая эмпирические данные, служит основой проектирования конструкций скважин в США. Глубины спуска колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. Аналогичный подход к определению зон крепления скважины принят в настоящее время в СНГ. При этом вводится единый принцип выбора конструкции скважин – совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина – эквивалент градиента давления (рис. 3.3).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

В исключительных случаях при полном отсутствии промысловых данных допускается использовать эмпирическую зависимость

$$p_{гр} = 0,083 H + 0,66 p_{пл}, \quad (3.15)$$

где $p_{гр}$ – давление гидроразрыва пластов; H – глубина определений гидроразрыва; $p_{пл}$ – пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в приведенной ниже последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

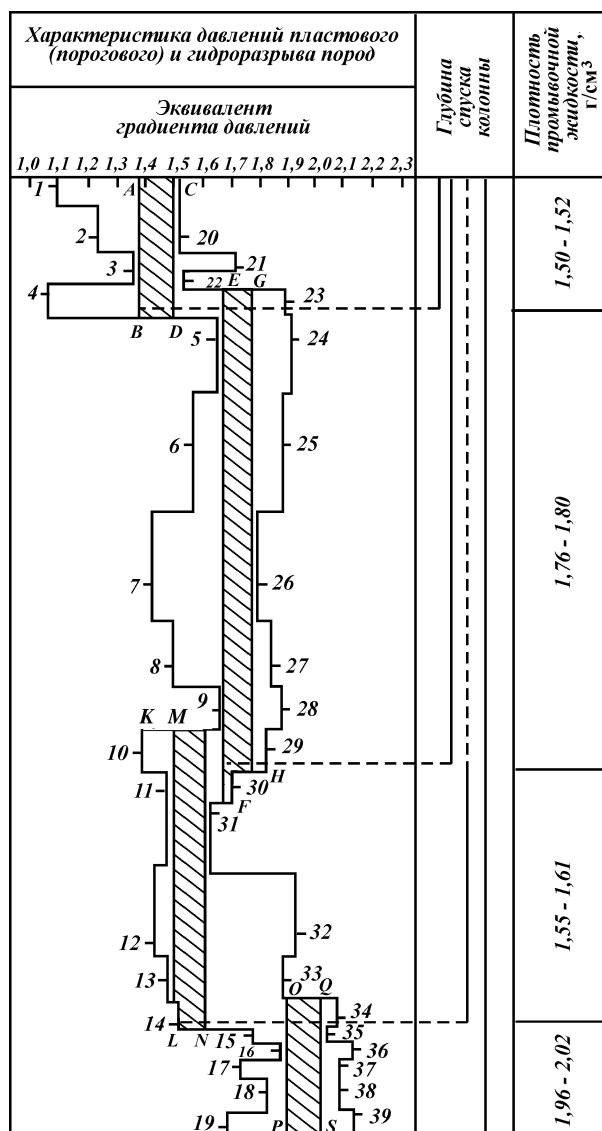
3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (см. рис. 3.3, точки 1, 2..., 19 – пластовых давлений, точки 20, 21..., 39 – давлений гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии AB , EF , KL и OP

Рис. 3.3. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

Глубина, м	Стратиграфическая колонна		Литологическая характеристика	Давление, МПа	
				пластовое $R_{пл}$	гидро-разрыва $R_{гр}$
150	Отдел Свита	Пласт	Глины		
			Глинистые песчаники	3,7	4,5
450			Песчаник	6,7	8,4
			Глины	6,7	8,0
750			Известняки глинистые		12,1
1050				13,8	17,4
1350			Известняки	22,0	25,6
1650					
1950			Глины	30,2	37,8
2250					
2550	Пласт	Известняки	39,8	47,5	
2850		Песчаник	46,2	52,0	
		Песчаные известняки	42,0	54,9	
3150		Мергель		50,0	54,8
3450					54,4
3750		Аргиллит			
4050			58,7	79,0	
4350	Пласт	Известняк	64,1	81,2	
		Песчаник	68,6	94,5	
		Глина	82,4	93,8	
4650		Песчаник	88,3	100,0	
		Глина	82,7	99,2	
	Песчаник	90,2	102,3		
4950		Глина	85,0	107,5	

касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии CD , GH , MN , QS – касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.



5. Зоны *ABCD*, *EFGH*, *KLMH*, *OPQS* являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии *AB*, *EF*, *KL*, *OP* определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов

разреза, а линии *CD*, *GN*, *MN*, *QS* – по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

7. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15 %, а для скважин глубиной > 1200 м – на 5–10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до 1,45 г/см³ не допускаются больше чем на 0,02 г/см³, а для значений выше 1,45 г/см³ – не более чем на 0,03 г/см³ (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора – требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины производят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

3.2. ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫХ В НЕКОТОРЫХ РЕГИОНАХ

3.2.1. СЕВЕРНЫЙ КАВКАЗ

Геологические условия бурения и конструкции скважин в регионе многообразны, поэтому целесообразно подробно рассмотреть данные по Краснодарскому краю, Ставрополью, Чечне, Ингушетии и Дагестану.

Краснодарский край. Наиболее сложны по геолого-техническим условиям площади, расположенные в Западно-Кубанском прогибе и на Таманском полуострове.

В первом районе высоконапорные проницаемые горизонты и перемятые глинистые толщи являются причиной значительных по материальным затратам и разнообразных по характеру осложнений. Наиболее характерны из них следующие:

поглощения бурового раствора в отложениях киммерия, понта и меотиса (интервал 0–1750 м);

газопроявления в интервале 1800–2350 м при прохождении пород сармата, карагана, чокрака, имеющих низкую проницаемость и аномально высокие пластовые давления (35–41 МПа). В случае снижения плотности бурового раствора в процессе бурения ниже 2,20–2,12 г/см³ начинается интенсивное разжижение бурового раствора и обрушение стенок скважины с образованием пробок, что вызывает прихваты бурильных колонн и длительные осложнения ствола скважин;

сужения, осыпи, обвалы майкопских глин в интервале бурения 2350–4300 м. Для удержания стенок скважины в устойчивом состоянии требуется применять буровой раствор плотностью не менее 2,10 г/см³, однако это способствует гидроразрыву пластов и поглощению бурового раствора;

наличие взаимоисключающих по характеру осложнений, что требует не только очень точного поддержания параметра бурового раствора в заданных пределах (например, не допускается колебание плотности больше, чем на 0,05–0,10 г/см³), но и выработки вполне определенной технологии спускоподъемных операций, восстановления циркуляции и промывки скважины, дегазации и утяжеления бурового раствора;

склонность стволов скважин к искривлению вследствие значительных углов падения пород и частого чередования их по прочности.

Разнообразные осложнения при бурении скважин в районе Таманского полуострова вызваны в первую очередь сложностью

тектоники района, наличием АВПД в горизонтах, расположенных близко к дневной поверхности, и большой мощностью (до 2700 м) перемятых пластичных майкопских глин. К наиболее характерным осложнениям здесь относятся:

газонефтепроявления и внезапные газонефтяные выбросы из отложений от понта до чокрака;

поглощения бурового раствора;

сужения, осыпи, обвалы ствола и поглощения при бурении глинистой толщи майкопской серии, для сохранения устойчивости которой в отдельных случаях плотность бурового раствора необходимо доводить до 2,25–2,30 г/см³; на ряде площадей наблюдается интенсивное разгазирование глинистого раствора в результате наличия в майкопской толще высоконапорных песчаных пропластков с низкой проницаемостью.

К отдельной группе площадей с характерными геолого-техническими условиями бурения в предгорной части Западно-Кубанского прогиба относится Левкинская площадь, перспективная с точки зрения нефтегазоносности кумской свиты с глубинами залегания продуктивных горизонтов в пределах 4750–5000 м. Здесь при бурении в миоценовых отложениях наблюдаются поглощения глинистого раствора плотностью свыше 1,24 г/см³ с последующими газопроявлениями.

Особенно сложными являются условия вскрытия белоглинско-кумских отложений, где с целью предотвращения нефтегазопроявления и поглощений плотность бурового раствора необходимо поддерживать в пределах 1,86–1,96 г/см³.

Для большинства рассматриваемых районов характерно интенсивное желобообразование не только в искривленных, но и в близких к вертикальным скважинах.

Сложность предупреждения перечисленных осложнений усугубляется высокими температурами горных пород, затрудняющими эффективное регулирование параметров бурового раствора. На глубинах 4000 м температура достигает 140–160 °С, а на 6000 м – 200 – 210 °С. В скв. 2 Медведовская измеренная температура на глубине 6320 м составила 224 °С. Это требует сложной, многокомпонентной химической обработки буровых растворов.

В районах глубокого бурения, приуроченных к Восточно-Кубанскому прогибу, осложнения менее разнообразны, однако также требуется весьма сложная технология для их предупреждения.

Характерными здесь являются следующие осложнения:

поглощения бурового раствора в плиоценовых, миоценовых, эоцен-палеоценовых отложениях;

интенсивное кавернообразование в известняках верхнемеловых отложений, а также в пестроцветной толще юры, часто приводящее к увеличению в 2–3 раза сечения ствола скважин по сравнению с номинальным;

желобообразования, приуроченные к миоцен-олигоценым отложениям;

физико-химические изменения бурового раствора при бурении в галогенной толще, представленной на ряде площадей мощными отложениями поваренной соли. В солевых отложениях, залегающих ниже 3500 м, наблюдаются сужения ствола скважины, прихваты и смятия обсадных колонн, вызванные пластическим течением солей, а также поступление высокоминерализованной воды (рапы).

Перечисленные осложнения усугубляются высокими пластовыми давлениями и температурами горных пород. Например, на Лабинской площади статическая температура на глубине 6000 м составляет 190 °С.

В отложениях до солевых пород значения пластовых давлений превышают гидростатические только на 1,0–1,5 МПа. В солях верхней юры превышение пластового давления над гидростатическим оценивается в 2 раза, в остальной части разреза до глубины 6000 м – в 1,6 раза.

Представленная краткая геолого-техническая характеристика условий бурения на Кубани позволяет заключить, что возможность возникновения различных осложнений в процессе бурения и крепления скважин выдвигает определенные требования к проектированию их конструкций, особенно для глубоких скважин.

В основу нового типа конструкций скважин было положено применение эксплуатационной колонны диаметром 140 мм. В этом случае в качестве последней промежуточной колонны принят хвостовик диаметром 194 мм и бурение ниже хвостовика осуществляется долотами диаметром 161 мм (рис. 3.4).

Таким образом, наряду с конструкциями скважин, в которых используется 168-мм хвостовик (часто в качестве резервной промежуточной колонны), применяемых для глубин бурения до 3000–3500 м, начато успешное внедрение конструкций скважин с хвостовиком диаметром 194 мм. Это позволило успешно осуществить проводку глубоких скважин (до 5000–6000 м и более) с применением трех промежуточных обсадных колонн без увеличения начального диаметра скважины. Последнее было достигнуто за счет освоения спуска обсадных колонн диаметром 194, 219, 245 и 299 мм с относительно малыми зазорами.

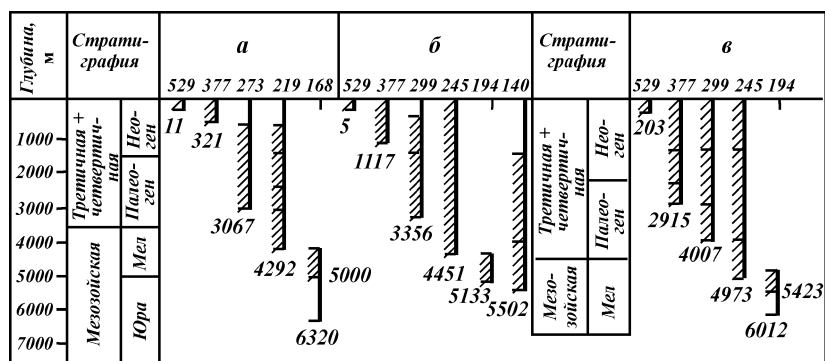


Рис. 3.4. Конструкции глубоких скважин на Кубани:
 а – скв. 2 Медведовская; б – скв. 7 Темиргоевская; в – скв. 3 Сульдальская

В настоящее время можно выделить четыре основные группы конструкций скважин в зависимости от числа спускаемых обсадных колонн. Наиболее распространенные сочетания диаметров смежных обсадных колонн и зазоры между стенками скважины и муфтами или безмуфтовыми обсадными трубами показаны в табл. 3.3.

Ниже приведены максимальные выходы обсадных колонн в открытый ствол, достигнутые на Кубани.

Диаметр колонны, мм	324	299	273	245	219
Выход колонны, м	2425	2270	2390	1525	975

Ставропольский край. Промышленная нефтеносность Ставропольского края в восточной его части связана в основном с меловыми и юрскими отложениями.

Таблица 3.3
 Типы конструкций скважин, применяемые на Кубани

Диаметр смежных обсадных колонн, мм	Зазоры между стенками скважины и муфтами или обсадными трубами °, мм
377×299×245×194×140	44-11-12°-10°-10,5°
426×324×245×194 _{зв} ×140	44,5-21,5-12,5-10°-10,5°
377×299×245×140(146)	44-11-12°-30(24)
377×273×219×140(146)	44-23-12°-18(12)
377×273×140(146)	44-23-44,5(38,5)
324×245×140(146)	37-12,5-30(24)
273×140(146)	23-44,5(38,5)
245×140(146)	25-30(24)
219×140(146)	25-18(12)

Условия бурения на нефть и газ в Ставрополье осложнены аномально высоким тепловым режимом земных недр. Бурение глубоких скважин в большинстве случаев осуществляется при температурах 150–160 °С, что предъявляет высокие требования к регулированию свойств буровых растворов, изысканию специальных материалов для разобщения пластов, совершенствованию технологических процессов бурения, крепления, испытания и эксплуатации скважин. В ряде районов южной части Ставропольского поднятия на глубинах 1500–1600 м температура забоя достигает 100 °С и выше. Максимальная температура (181 °С) была зафиксирована в скв. 13 Журавской площади на глубине 3940 м в юрских отложениях. Характеристика изотерм по различным стратиграфическим комплексам показывает увеличение температуры в южном направлении от Ставропольского поднятия. Снижение температуры, сначала постепенное, а затем более значительное, наблюдается к северу от широты г. Прикумска.

При бурении скважин на площадях Ставрополья встречаются следующие осложнения: обвалы и осыпи горных пород, приводящие к образованию каверн, уступов и пробок в стволе; пластовые проявления, вызывающие в ряде случаев смятия обсадных колонн, грифонообразование, поглощения буровых и тампонажных растворов; искривление скважин и связанное с ним образование желобов.

Пластовые проявления на Ставрополье характеризуются в основном разгазированием бурового раствора и поступлением в ствол скважины сильноминерализованных высоконапорных пластовых вод.

Газо- и особенно водопроявления, имеющие широкое распространение, преобладают в южной и юго-восточной частях Ставропольского края и являются следствием АВПД горизонтов при недостаточной геологической изученности района. В случае невозможности ликвидировать водопроявление утяжелением раствора проявляющие пласты перекрывают обсадной колонной.

Одноколонную конструкцию имеют эксплуатационные скважины на нефть и газ, кроме скважин газоконденсатного месторождения Русский Хутор (где используют двухколонные конструкции), и разведочные скважины на нефть глубиной до 3800 м, расположенные в Прикумской зоне поднятий.

Двухколонная конструкция принята в разведочных скважинах большинства площадей Ставрополья с проектной глубиной 2500–3600 м и глубиной до 4000 м в районе Прикумской зоны поднятий. Эти конструкции состоят из кондукторов диаметром 426–299 мм и длиной 250–500 м; 245–219-мм промежуточных

колонн, спускаемых до глубины 1100–3000 м, и 146–140-мм эксплуатационных колонн.

Для газовых разведочных скважин глубиной 2000–3000 м и отдельных площадей Ставропольского сводового поднятия использовали трехколонные конструкции скважин.

Обсадная колонна	Диаметр, мм	Глубина спуска, м
Кондуктор	426	100–450
Промежуточная колонна	324–299	700–1100
Промежуточная колонна	219	1500–2400
Эксплуатационная	127–146	

Аналогичную конструкцию имеют разведочные скважины с проектной глубиной 4000–4500 м, причем максимальная глубина спуска промежуточных колонн увеличилась до 3307 м для обсадных колонн диаметром 299 мм и до 4236 м – для колонн диаметром 219 мм.

Начавшееся освоение глубин свыше 4500 м привело к необходимости применения еще более сложных четырех- и пятиколонных конструкций скважин.

На рис. 3.5 и 3.6 приведены типовые конструкции глубоких скважин Ставропольского края.

Чечня и Ингушетия. Вскрытый разрез структур региона представлен отложениями от четвертичных до мезозойских (юрских) включительно. Продуктивными горизонтами являются карагано-чокракские, нижнемайкопские, верхне- и нижнемеловые, юрские. Пластовые давления в мезозойских отложениях в западной и восточной частях региона различны и составляют соответственно 36 и 60 МПа.

Условия сооружения скважин на подавляющем большинстве разведочных и эксплуатационных площадей чрезвычайно сложны. Основные виды осложнений следующие: вследствие больших углов залегания и частого чередования пород по крепости в карагано-чокракских отложениях ствол скважины имеет тенденцию к интенсивному искривлению; в отложениях нижнего майкопа и фораминиферовых слоях постоянны поглощения промывочной жидкости, что обусловлено разностью пластовых давлений между карагано-чокракскими песчаниками и отложениями майкопа, между отложениями майкопа и верхнего мела, а также между отдельными свитами нижнего мела. Все это предопределяет применение многоколонной конструкции скважин.

Крепление майкопских отложений сопряжено с опасностью обвалов, осыпей пород и прихватов колонн вследствие неустойчивости глинистой толщи. Для песчаников нижнего майкопа характерны АВПД.

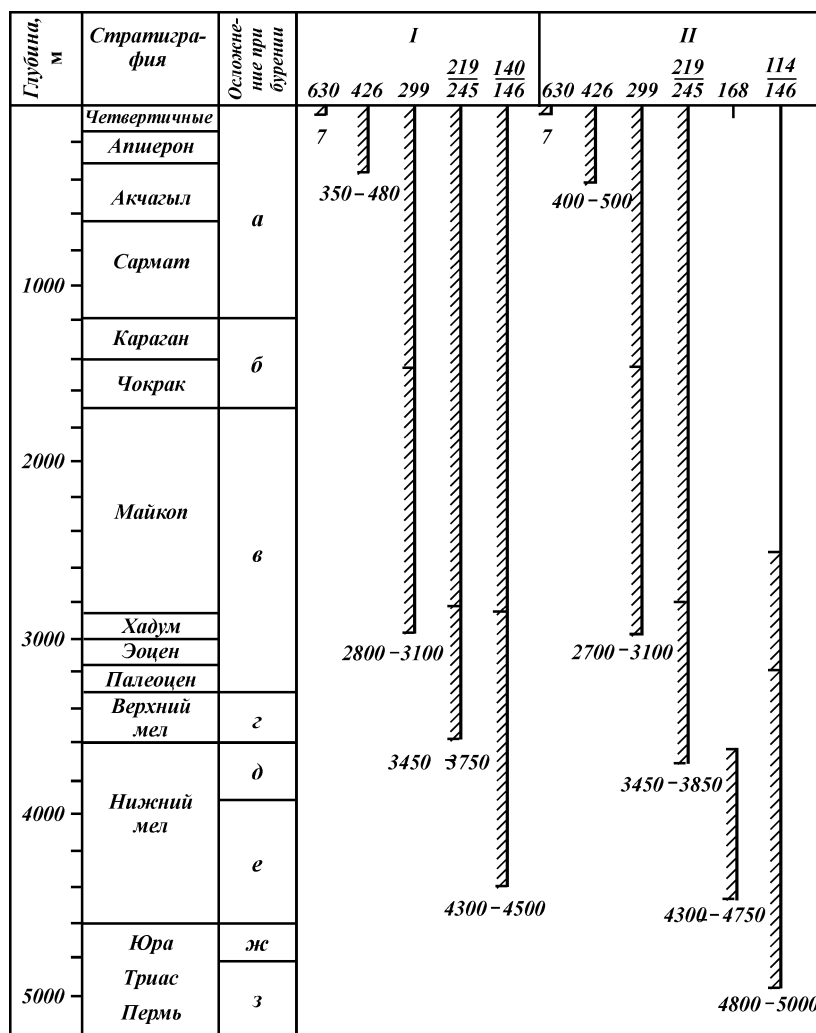


Рис. 3.5. Типовые конструкции скважин на юго-востоке Ставрополя:
 I, II – тип конструкций при проектной глубине скважины соответственно до 4500 м и свыше 4500 м; а – водопрооявления (дебит 100–200 м³/сут) при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 0,5–1 МПа; б – слабые при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 1 МПа; в – водопрооявления (50–100 м³/сут) при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 2–3 МПа; г – водопрооявления (200 м³/сут) при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 3 МПа; д – затяжки и прихваты бурильного инструмента; е – нефтепрооявления при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 3–4 МПа, в интервале 4250–4700 м водонапорный пласт с пластовым давлением 72,0 МПа; ж – засолонение бурового раствора; з – нефтегазопрооявления

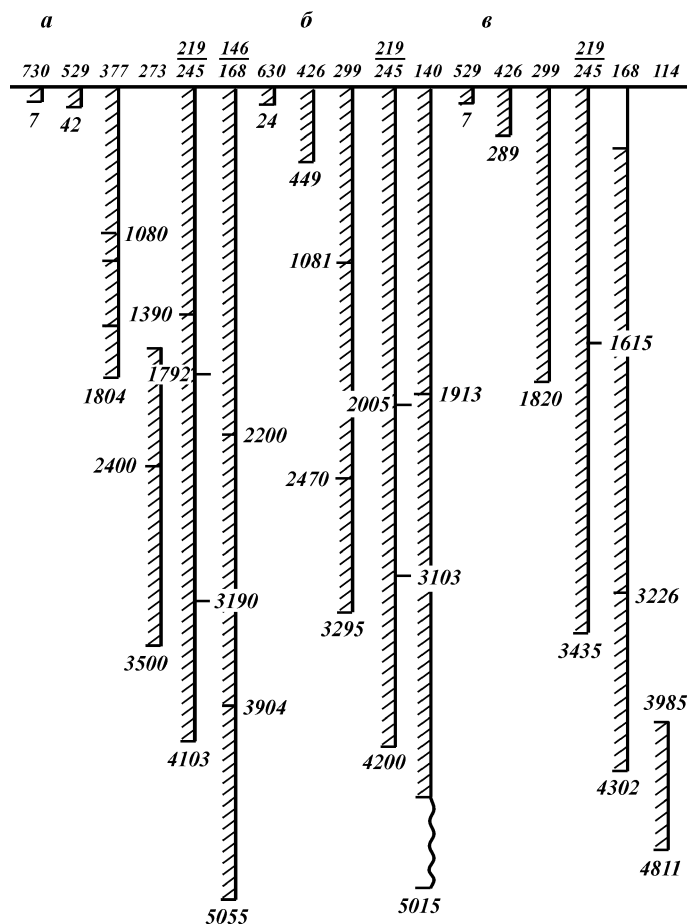


Рис. 3.6. Фактические конструкции глубоких скважин в Ставропольском крае:
 а – скв. 4 Советская; б – скв. 2 Степановская; в – скв. 2 Курская

Фораминиферовые отложения во многих случаях вскрываются вместе с майкопскими с использованием буровых растворов, что является причиной гидравлического разрыва пластов и последующего поглощения промывочной жидкости.

Меловые отложения характеризуются меньшими пластовыми давлениями, чем майкопские, но вследствие трещиноватости меловых пород происходят интенсивные поглощения бурового и тампонажного растворов.

Во многих скважинах возникают осложнения, связанные со значительным кавернообразованием и желобными выработками на больших глубинах. По отдельным интервалам коэффициент кавернозности ≥ 2 .

Большая часть нижнемеловых отложений достаточно устойчива. Юрские отложения наблюдаются на глубинах около 5000 м; характерными осложнениями в этой толще являются сужения ствола и нефтегазопроявления.

Высокие забойные температуры (170 °С на глубине 5000 м) обуславливают применение цементно-песчаных и шлаковых тампонажных растворов. Обсадные колонны цементируют на всю длину вплоть до устья скважины методом прямого или обратного цементирования.

Геологические условия на месторождениях региона не позволяют бурить ствол скважины глубиной до 5000–7000 м с использованием бурового раствора без значительных изменений его плотности. Поэтому при вскрытии всего комплекса отложений целесообразно изолировать отдельные стратиграфические горизонты промежуточными обсадными колоннами или хвостовиками. Это требует использования многоколонных конструкций, вплоть до четырех- и пятиколонных.

Применяемые сочетания диаметров смежных обсадных колонн в конструкциях глубоких скважин за последние годы приведены на рис. 3.7, а, б.

С ростом глубин возрастали технологические трудности бурения, увеличивались число и степень их сложности, росло число ликвидированных скважин.

Сверхглубокую скв. 47 Заманкул закладывали на глубину 7000 м по конструкции 630×426×324×245×194×127/168 мм (рис. 3.8). Изменение ее конструкции произвели только на глубине 5033 м спуском обсадной колонны 178×194 мм до устья

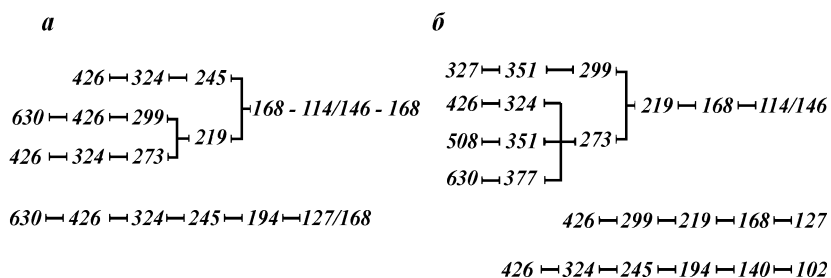


Рис. 3.7. Схемы конструкций скважин западной (а) и восточной (б) групп месторождений Чечни и Ингушетии

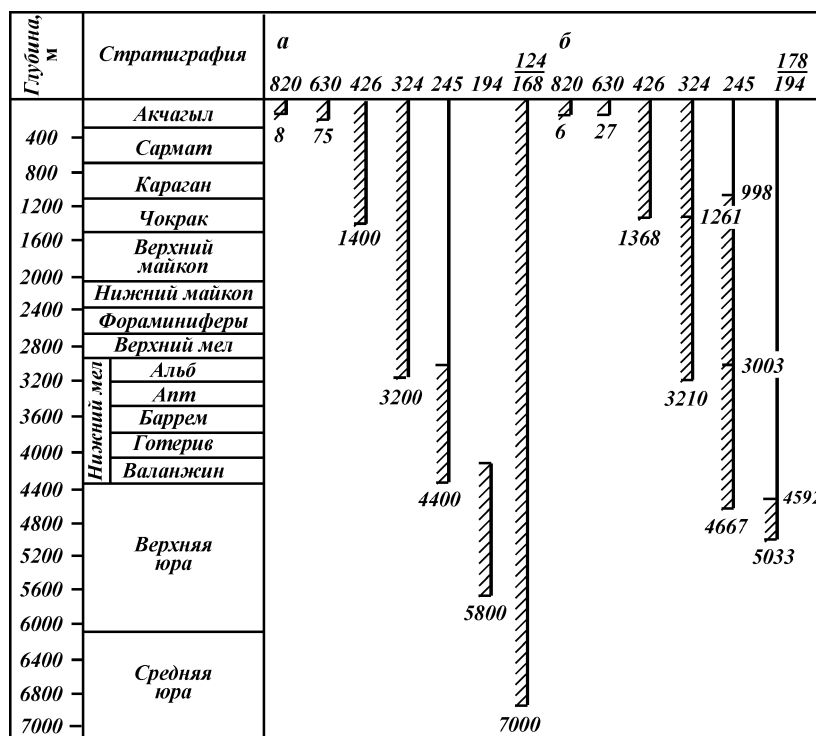


Рис. 3.8. Проектная (а) и фактическая (б) конструкции скв. 47 Заманкул

скважины вместо хвостовика диаметром 194 мм. Дальнейшее углубление скважины было прекращено вследствие смятия промежуточной колонны в интервале залегания майкопских отложений.

Определяющими факторами при выборе конструкций оставались применение хвостовиков, уменьшение зазоров между стволом скважины и обсадными трубами, применение безмуфтовых резьбовых колонн (табл. 3.4).

В Чечне и Ингушетии имеется опыт применения сменных колонн. Сменные колонны обеспечивают многократную замену и безаварийную работу, хотя их длина ограничена длиной предыдущей колонны, необходимыми зазорами и высотой подъема цементного раствора. Их длины пока еще невелики; в скв. 47 Заманкул 1003 м, скв. 49 Хаян-Корт 1139 м, скв. 4 Аксай 1573 м и скв. 906 Малгобек 956 м.

Широко применяют спуск безмуфтовых колонн на сварных и

Таблица 3.4

Максимальные глубины спуска обсадных колонн и достигнутые выходы их в открытый ствол в скважинах Чечни и Ингушетии

скважины	Диаметр, мм		Кольцевой зазор, мм	Максимальная глубина спуска колонны, м	Выход из-под башмака предыдущей колонны, м
	обсадной трубы	муфты			
550	426	451	49,5	1368	1340
446	377	402	22,0	1797	1502
446	351	376	35,0	2650	2415
346	340	365	40,5	2767	2672
394	324	351	21,5	3519	2700
346	299	324	11,0	2707	2413
246	273	299	23,5	3860	1400
395	245	270	12,5	4669	1370
269	219	245	12,0	4165	1600
243	194	216	13,5	4591	2320
243	178	196	18,5	5033	743
214	168	188	13,0	5121	2052
190	168	–	11,0	5020	1120
190	140	154	19,0	5216	230
161	127	142	9,5	5343	170
140	114	127	6,5	5532	800

резьбовых соединениях. На сварных соединениях спускают трубы из сталей групп прочности Д, К, N-80 и марки 20ХГ2Б. Колонны труб из высоколегированных сталей групп прочности Е, Л, М, Р-110 спускают на безмуфтовых резьбовых соединениях.

В конструкциях скважин применяют 114-мм обсадные трубы для перекрытия продуктивной толщи верхнего и нижнего мела. В некоторых случаях эти отложения перекрывают 89-мм трубами, спускаемыми в качестве хвостовиков или комбинированных эксплуатационных колонн.

Наибольшее распространение получили следующие два типа конструкций скважин: $426 \times 299 \times 219 \times 168_{\text{хв}} \times 114/146 \times 168$ и $426 \times 324 \times 273 \times 219 \times 168_{\text{хв}} \times 114/146 \times 168$ мм. В конструкциях скважин, особенно глубоких, широко используют импортные и отечественные трубы диаметром 178, 194 и 340 мм.

В качестве примера конструкции глубоких и сверхглубоких скважин региона можно привести скв. 1005 Старогрозненской площади.

Проектные размеры, мм	Фактические размеры, мм
426×700	426×697
324×3400	324×3519
245×4450	245 _{хв} ×(4449–2336)
194×4750	(168–178–219)×5121
140 _{хв} ×(4900–4650)	114 _{хв} ×(5496–4893)
102 _{хв} ×(5500–4800)	

Дагестан. По геологическому строению территория Дагестана подразделяется на две зоны: северную – равнинную и южную – предгорную и горную, осложненную размывами и тектоническими нарушениями.

В первом районе в строении площадей принимает участие комплекс пород от третичных до мезозойских (юрских) включительно. Бурение скважин здесь осуществляют с использованием буровых растворов плотностью 1,26–1,32 г/см³. Продуктивными являются отложения нижнего мела и юры. Пластовые температуры на глубине 4700 м достигают 200 °С.

При бурении скважин на площадях Северного Дагестана осложнений не наблюдается.

Месторождения Южного Дагестана отличаются сложностью геологического строения, а также аномально высокими забойными температурами и пластовыми давлениями. Углы наклона пластов вблизи свода структур достигают 60°.

Горизонты со сверхвысокими давлениями вскрыты на месторождениях Ачи-су, Избербаш, Махачкала, Исти-су. На глубинах 1800–2800 м имеются пласты, в которых давление достигает 40–60 МПа. Продуктивная толща верхнего мела представлена трещиноватыми кавернозными известняками с пластовым давлением до 80 МПа. Эта часть разреза характеризуется катастрофическими поглощениями промывочной жидкости (площади Избербаш, Ачи-су, Исти-су).

Майкопские отложения сложены неустойчивыми, склонными к обвалообразованию глинами. Коэффициент аномальности пластов достигает 1,8–2,0, поэтому при разбуривании пород майкопа используют утяжеленный буровой раствор плотностью 2,0–2,25 г/см³.

Конструкции скважин на нефтяных и газовых месторождениях Дагестана различны. Для северной группы площадей применяют двухколонную конструкцию, для южной – многоколонную (рис. 3.9, 3.10). Наибольший выход из-под колонны диаметром 299 мм достигнут в скв. 16 Солончаковая и составляет 2751 м.

Наиболее глубокая из пробуренных – параметрическая скв. 1 Кочубеевская (см. рис. 3.9). Проходка ее до глубины 4000 м велась без затруднений, дальнейшее же углубление заметно осложнилось. На конечной глубине зарегистрирована температура 202 °С. Основные трудности при креплении заключаются в частичном поглощении тампонажного раствора, приводящем к его неподъему до проектных отметок. Поэтому ниже башмака кондуктора остается часть эксплуатационной колонны длиной 400–1200 м, не закрепленная цементным камнем. Такое поло-

Рис. 3.9. Конструкции (а, б) скважин на площадях Северного Дагестана

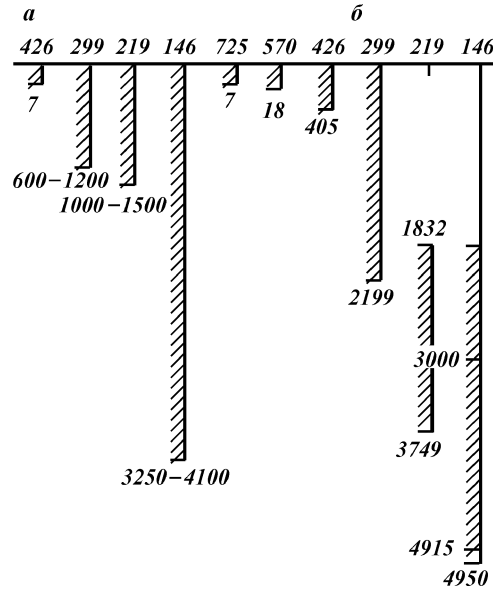
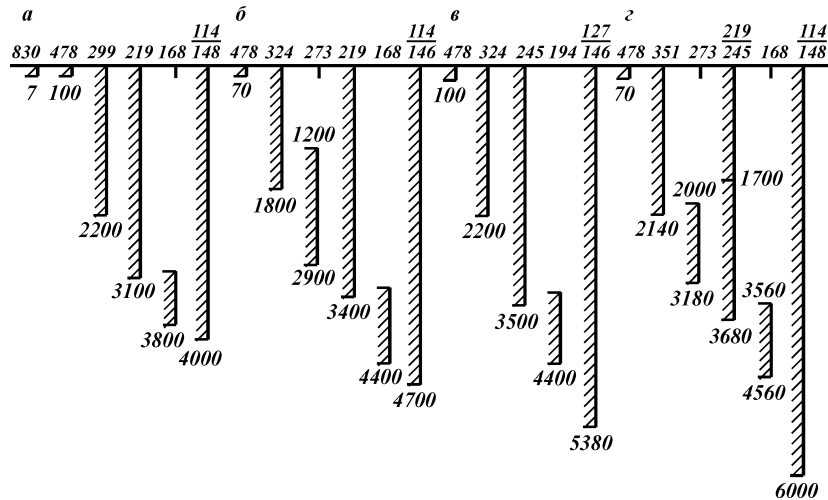


Рис. 3.10. Конструкции скважин на площадях Южного Дагестана:
 а – типовая; б – на площади Ачи-су; в – на площади Избербаш; г – проектная скв. 247 Избербаш



жение для газовых и газоконденсатных скважин с высокими пластовыми (до 45 МПа) и устьевыми (до 25 МПа) давлениями не может считаться нормальным.

При вводе скважины в эксплуатацию вследствие температурных деформаций обсадной колонны в трубах возникают значительные сжимающие осевые усилия. Среднее изменение

температуры труб обсадной колонны, не закрепленной цементным камнем, составляет 35–40 °С, что способствует возникновению осевого сжимающего колонну усилия, равного 400–550 кН.

Таким образом, если при спуске обсадной колонны основными напряжениями в теле труб являются напряжения растяжения, то сжимающее усилие в незакрепленной цементным кольцом колонне в процессе эксплуатации скважины приводит к изменению осевой напряженности труб. Периодическое изменение напряженности труб эксплуатационной колонны от напряжений растяжения, величина которых зависит от веса нижележащей части колонны, до частичного или полного снятия их и перехода части колонны к состоянию сжатия ведет к нарушению герметичности резьбовых соединений обсадных труб, межпластовым перетокам газа через это нарушение и в случае достаточного давления газа – гидроразрывам пород, аккумуляции давления в проницаемых пластах, грифонообразованиям и возможным осложнениям при дальнейшем вводе в эксплуатацию всей площади.

При бурении скважин на площадях Южного Дагестана верхнюю поглощающую часть разреза перекрывают первой промежуточной колонной диаметром 299 мм. Вторую промежуточную колонну диаметром 219 мм спускают для закрепления неустойчивых отложений верхнего майкопа. Отложения нижнего майкопа и фораминиферов перекрывают хвостовиком диаметром 168 мм. Эксплуатационную колонну спускают до проектной глубины. Высоту подъема тампонажного раствора за всеми обсадными колоннами проектируют на всю их длину.

Фактические данные о проводке глубоких скважин позволяют выделить следующие основные особенности их конструкции: многоколонность, использование хвостовиков и комбинированных колонн, малые кольцевые зазоры между муфтой спускаемой колонны и стенкой скважины, применение колонн со сварными соединениями, большие необсаженные участки ствола в ходе бурения и подъем тампонажного раствора на значительную высоту. Некоторые проекты глубоких и сверхглубоких скважин (101 Дузлак, 4 Аксай и др.) предусматривали смену верхней части промежуточных колонн.

3.2.2. ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Геологические разрезы структур Среднего Приобья на всех месторождениях идентичны. При глубина скважин до 2800–

3000 м вскрываются отложения от четвертичных до юрских включительно.

Коллекторы характеризуются высокой пористостью, проницаемостью и большой эффективной мощностью, что позволяет получить высокие рабочие дебиты скважин. Значения пластовых давлений соответствуют гидростатическим.

На всех площадях верхняя часть разреза (приблизительно до глубины 200–400 м) сложена рыхлыми породами, склонными к поглощениям и обвалам. Этот интервал перекрывает кондуктор. Глубина его спуска определяется также видом скважины (вертикальная или наклонная) и составляет 200–500 м.

Газовые месторождения Тюменского Заполярья по своему литологическому разрезу отличаются от разрезов месторождений Среднего Приобья наличием мощных толщ многолетнемерзлых пород. Многолетняя мерзлота распространяется на четвертичные, олигоценые и эоценовые отложения, а в крайней северной части месторождения Медвежье – и на верхнюю часть палеоцена. В составе мерзлой толщи преобладает лед, составляющий в некоторых случаях более половины разреза толщи.

Газоносные горизонты приурочены к отложениям сеноманского яруса верхнемеловых отложений. Сеноманский горизонт – мощный газовый горизонт, обеспечивающий суточный дебит скважин 2–3 млн. м³ газа и более. Пластовые давления соответствуют гидростатическим, температуры достигают 80–100 °С.

В интервалах, сложенных многолетнемерзлыми породами, в результате воздействия на них положительных температур и растепление песчаных отложений, цементированных льдом, наблюдают интенсивное кавернообразование. Наиболее неустойчивы породы четвертичного возраста, в интервале залегания которых (0–200 м) фактический объем ствола при существующей конструкции скважин и технологии бурения может превосходить номинальный в 3 раза и более.

Многолетнемерзлые породы значительно снижают качество цементирования скважин и надежность крепления их в целом вследствие малого вытеснения бурового раствора тампонажным из-за наличия больших каверн. В процессе эксплуатации в результате прогрева околоствольной зоны возможно обрушение мерзлых пород, образование приустьевых кратеров и проседание устья скважин.

Геологический разрез месторождений характеризуется также наличием зон, склонных к интенсивным поглощениям при противодавлениях, незначительно превышающих гидростатические.

Как эксплуатационные, так и разведочные скважины имеют одноколонную конструкцию с преобладающим сочетанием диаметров смежных обсадных колонн 245×168(146) мм (среднее Приобье) и 324×219 мм (Заполярье). Лишь как исключение в некоторых конструкциях скважин Среднего Приобья применяют сочетание диаметров смежных обсадных колонн 219 × 146 мм. Разведочные скважины глубиной более 3000 м бурились по двухколонной конструкции (324×219×146) со спуском промежуточной колонны на глубину 1500 м для перекрытия водонапорных горизонтов сеноманских отложений (Тазовская площадь).

За период с начала бурения эксплуатационных скважин на месторождении Медвежье их конструкции в целом претерпели незначительные изменения. Как правило, применялись одноколонные конструкции с диаметрами кондукторов 219–324 мм и диаметрами эксплуатационных колонн от 127 до 219 мм. Лишь в некоторых скважинах (скв. 18, 209) были использованы более тяжелые конструкции со спуском промежуточной колонны на глубину 1000–1020 м для закрепления ствола перед вскрытием зон газопроявлений из коньякских отложений. Однако в отличие от общепринятой последняя конструкция гарантировала надежность и технологическую безопасность ведения работ при вскрытии основного продуктивного горизонта.

Отличительная особенность конструкций газовых скважин месторождений Тюменского Заполярья – недоподъемы цементного раствора до устья скважин за всеми колоннами вследствие поглощений и ошибок при подсчете необходимого количества тампонажного материала и объемов кольцевых пространств.

В зоне распространения многолетнемерзлых пород в результате сильного кавернообразования, которое сопровождается появлением уступов, сползанием шлама и обвалами пород, кондукторы во многих скважинах не были допущены до проектных глубин.

При длительных остановках эксплуатационных скважин отмечены случаи смятия обсадных колонн в интервале многолетнемерзлых пород (скв. 110 и 154 Мессояхского и 130 Соленинского месторождений).

3.2.3. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Многолетняя мерзлота распространена в нашей стране на территории Иркутской, Магаданской, Читинской, Омской, Новосибирской, Тюменской, Томской, Свердловской областей,

Хабаровского и Красноярского краев, Коми, Якутии и Бурятии. Она занимает 10 млн. км², т.е. более 50 % всей площади страны.

В районах многолетней мерзлоты находятся запасы природных газов и нефти. Считалось, что распространение многолетнемерзлых грунтов ограничивается глубиной 600–700 м, однако результаты бурения и исследование теплового режима Мархинской скважины, расположенной в северо-западной части Якутии, доказали существование многолетнемерзлых пород на глубине около 1400 м (в этой скважине на глубине 1800 м пластовая температура составила +3,8 °С, в интервале глубин 250–1400 м минимальное значение отрицательной температуры – 3 °С).

Разведочное бурение в районах вечной мерзлоты ведется давно и уже накоплен достаточно большой опыт. Наиболее распространенной для разведочных и эксплуатационных скважин является конструкция, приведенная на рис. 3.11, а.

Такая конструкция удовлетворяет требованиям, предъявляемым к разведочным скважинам, поскольку обеспечивает достаточную герметичность крепления ствола на период бурения и опробования. Однако она неприемлема для эксплуатационных скважин, рассчитанных на длительную эксплуатацию.

До настоящего времени ни одна из скважин, пробуренных в районах вечной мерзлоты, не эксплуатировалась с достаточным отбором газа в течение длительного времени (1–2 года и более). Вместе с тем известно, что при длительной эксплуатации будет происходить постепенное прогревание мерзлых пород, прилегающих к стволу.

На рис. 3.11, б показано возможное распределение температуры вдоль ствола скважины после окончания бурения (кривая 1) и распределение температуры газа по стволу работающей скважины в зависимости от времени работы (кривые 2 и 3). Из их сопоставления видно, что наиболее высокая температура мерзлых пород и относительно высокая температура газа наблюдается у нижней границы зоны вечной мерзлоты. Поэтому процесс таяния мерзлого грунта начинается снизу и будет постепенно распространяться к верхней границе мерзлоты. Когда этот процесс достигает такой высоты, на которой прочность сцепления нерастаявшего участка с цементным камнем и силы трения в разрыхленных оттаявших породах окажутся неспособными противостоять весу труб кондуктора, натяжению эксплуатационной колонны и весу фонтанных труб, произойдет укорочение колонны и устье скважины вместе с фонтанной арматурой опустится. Величину такого перемещения можно считать следующим образом. Зацементированная эксплуатаци-

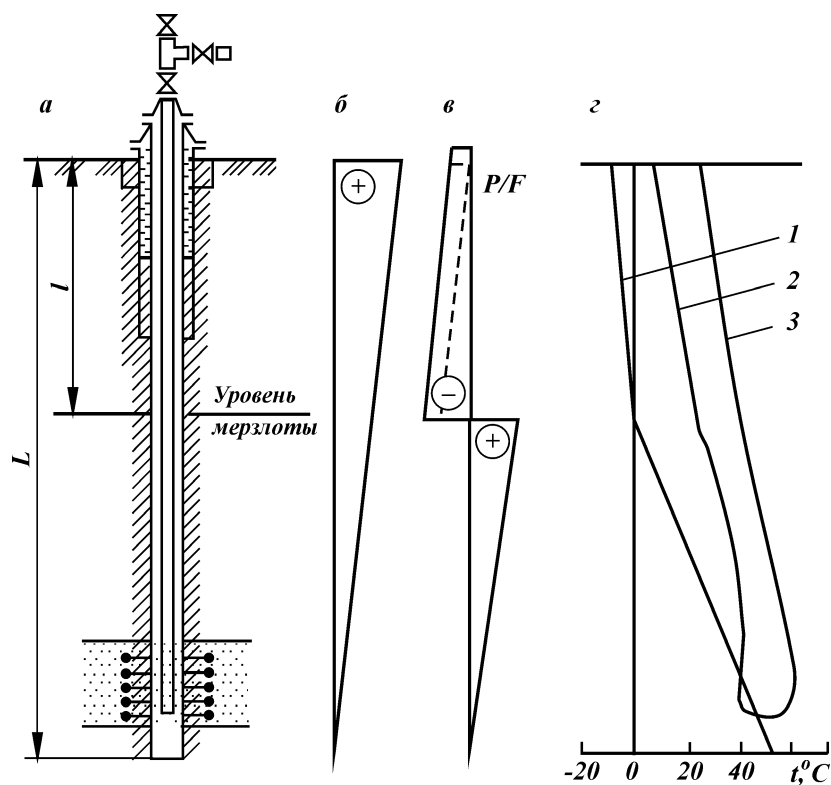


Рис. 3.11. Конструкция скважины в многолетнемерзлых породах (а), распределение напряжений в зацементированной эксплуатационной колонне (б), в эксплуатационной колонне после растепления мерзлых пород (в) и распределение температуры по стволу скважины (г)

онная колонна обычно растягивается усилием, примерно равным ее весу (см. рис. 3.11, б). Удлинение колонны от устья до нижней границы вечной мерзлоты Δl_p определяется по известной формуле

$$\Delta l_p = \frac{\rho_{ст} l^2}{3E} + \frac{\rho_{ст}(L-l)l}{E}, \quad (3.16)$$

где E – модуль упругости материала обсадных труб; L – длина колонны; l – толщина слоя вечной мерзлоты; $\rho_{ст}$ – плотность стали.

При нарушении сцепления цементного камня за кондуктором с окружающими породами этот же участок эксплуатацион-

ной колонны окажется сжатым (рис. 3.11, в) под воздействием собственного веса, веса кондуктора, фонтанных труб и обвязки устья на величину

$$\Delta l_{\text{сж}} = \frac{\rho_{\text{ст}} l^2}{3E} + \frac{Pl}{EF}, \quad (3.17)$$

где P – вес кондуктора, фонтанной арматуры и фонтанных труб; F – площадь поперечного сечения обсадных труб.

При этом для упрощения расчета потерю веса цементного камня вокруг кондуктора и труб в жидкости, а также трение последних о стенки скважины не учитывают.

Суммарная осадка устья скважины

$$\Delta l = \Delta l_p + \Delta l_{\text{сж}}. \quad (3.18)$$

Подставив выражения (3.16) и (3.17) в уравнение (3.18), после упрощений получим

$$\Delta l = \frac{\rho_{\text{ст}} Ll}{E} + \frac{Pl}{EF} - \frac{\rho_{\text{ст}} l^2}{3E}. \quad (3.19)$$

Расчеты по формуле (3.19) показывают, что амплитуда осевого смещения устья скважины может достигать 0,5 м и более в зависимости от мощности слоя вечной мерзлоты, веса кондуктора и длины незацементированной части колонны. В результате возможно нарушение прямолинейности колонны и герметичности ее резьбовых соединений. Поэтому одним из основных требований, предъявляемых к конструкциям скважин в условиях большой мощности мерзлых пород, является крепление их кондуктором, спускаемым на 100–150 м ниже уровня вечной мерзлоты, с упором его о забой и цементированием до устья скважины цементным раствором специально подобранного состава. Бурение под кондуктор должно продолжаться до пород, подстилающих мерзлые, связанных минеральным цементом, плотных и устойчивых при оттаивании.

За эксплуатационной (или промежуточной) колонной цементной раствор поднимается на 100–150 м выше башмака кондуктора, а кольцевое пространство между кондуктором и этими колоннами должно быть заполнено до устья скважины незамерзающим теплоизолятором, например мазутом, обладающим низким коэффициентом теплопроводности. Теплоизолятор выполняет тройную функцию: предотвращает интенсивный теплообмен между рабочим агентом (нефть, газ) и стенками скважины (мерзлыми породами), а также снижает потерю теплоты газом и тем самым уменьшает вероятность образования гидра-

тов в скважине. Кроме того, наличие незамерзающего пространства, заполненного теплоизолятором, предотвращает смятие колонн, которое может произойти в случае длительной остановки скважины при наличии в межтрубном пространстве бурового раствора.

3.3. ОСОБНОСТИ РАСЧЕТА ОСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ БУРЕНИЯ

Анализ большого промышленного материала по креплению глубоких скважин в различных геологических условиях свидетельствует о том, что фактический запас прочности обсадных колонн отличается от расчетного. На месторождениях, в разрезе которых отсутствуют высокопластичные отложения и горизонты с АВПД, обсадные колонны успешно противостоят действующим в скважинах нагрузкам при расчетном коэффициенте запаса прочности меньше 1. На месторождениях со сложными геологическими условиями бурения обсадные колонны оказались поврежденными при расчетных коэффициентах запаса прочности 1,5 и более. Все это свидетельствует о том, что применяемые методы расчета обсадных колонн не всегда отвечают конкретным условиям их работы в глубоких скважинах. Основные причины повреждения обсадных колонн следующие:

- неправильное определение действующих в скважине нагрузок на обсадные трубы;
- неточное определение прочностных показателей обсадных труб;
- спуск в скважину некачественных труб;
- повреждение труб в процессе спуска колонн;
- износ и повреждение промежуточных колонн бурильным инструментом в процессе работы в обсаженной скважине;
- стихийные явления.

Ниже приведены некоторые методы расчета нагрузок, действующих на обсадную колонну в скважине, и прочностных показателей труб.

3.3.1. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН

Определение наружного давления. Существует несколько методик определения наружного давления.

Методика Г.М. Саркисова. Расчетное наружное давление

определяется по составному столбу бурового и тампонажного растворов с учетом разгрузки цементного кольца. В отдельных случаях для скважин, бурящихся в сложных геологических условиях, с разрешения нефтегазодобывающего объединения допускается определение наружного давления по всему стволу скважины по столбу бурового раствора.

Формулы для расчетных давлений зависят от соотношения между L , h , H , z_0 , причем z_0 является глубиной (рис. 3.12), на которой наружное давление при разгрузке цементного кольца достигает гидростатического и определяется по одной из следующих формул:

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_{ц} - \rho_p)h + k(\rho_{ц} - \rho_0)L}{\rho_{ц} - k(\rho_0 - \rho_B)}; \quad (3.20)$$

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_{ц} - \rho_p)h + k(\rho_{ц} - \rho_0)L + k\rho_H H}{\rho_{ц} - k(\rho_0 - \rho_H) - \rho_B}, \quad (3.21)$$

где k – коэффициент разгрузки цементного кольца; $\rho_{ц}$, ρ_p , ρ_0 , ρ_B , ρ_H – плотность соответственно тампонажного, бурового растворов, продавочной жидкости, воды и жидкости в колонне, кг/м³; h – расстояние от устья скважины до уровня тампонажного раствора в затрубном пространстве, м; L – глубина скважины, м; H – расстояние от устья до уровня жидкости в колонне, м.

В зависимости от положения уровней h и H возможны следующие случаи.

1. Значение $h \geq H$ (уровень жидкости в колонне выше уровня подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве).

Тогда по формуле (3.21) находят z_0 . Если при этом окажется, что $z_0 < h$, то расчетные давления p_L , p_h , p_h' , p_H (МПа), соответственно на глубинах L , h и H определяют по следующим формулам (причем на глубине h получаются два значения давлений):

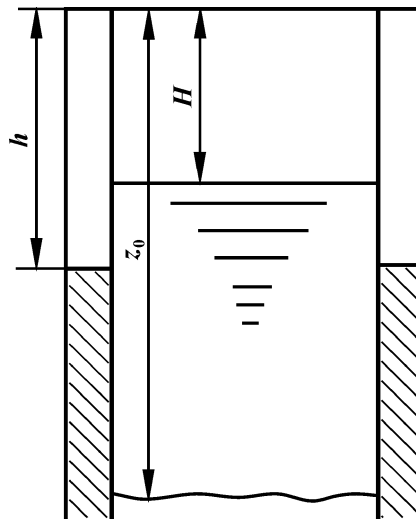


Рис. 3.12. Схема скважины

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{н}})L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{п}})h + \rho_{\text{н}}H](1 - k); \\ p_h &= 10^{-6} g[(1 - k)\rho_{\text{н}}H - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)(L - h) + (1 - k)(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{н}})h]; \\ p'_h &= 10^{-6} g[\rho_{\text{п}}h - \rho_{\text{н}}(h - H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g\rho_{\text{п}}H. \end{aligned} \right\} \quad (3.22)$$

Здесь и далее g – ускорение силы тяжести, м/с^2 .
Если окажется, что $z_0 > h$, то

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{н}})L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{п}})h + \rho_{\text{н}}H](1 - k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g[\rho_{\text{в}}z_0 - \rho_{\text{н}}(z_0 - H)]; \\ p_{\text{н}} &= 10^{-6} g[\rho_{\text{в}}h - \rho_{\text{н}}(h - H)]; \\ p'_h &= 10^{-6} g[\rho_{\text{п}}h - \rho_{\text{н}}(h - H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g\rho_{\text{п}}H. \end{aligned} \right\} \quad (3.23)$$

2. Значение $h < H$ (уровень жидкости в колонне ниже уровня тампонажного раствора в затрубном пространстве).

Тогда по формуле (3.24) определяют z_0 . Если при этом окажется, что $z_0 > H$, то давление определяют по формулам

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{н}})L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{п}})h + \rho_{\text{н}}H](1 - k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g[\rho_{\text{в}}z_0 - \rho_{\text{н}}(z_0 - H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}H; \\ p_{\text{н}} &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}h; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{п}}h. \end{aligned} \right\} \quad (3.24)$$

Если по формуле (3.21) окажется, что $z_0 < H$, то тогда z_0 надо вычислять по формуле (3.20). В случае, если при этом новом расчете $z_0 > h$, давление находят по формулам

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{н}})L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{п}})h + \rho_{\text{н}}H](1 - k); \\ p_H &= 10^{-6} g[\rho_{\text{ц}} - k\rho_0)H - (1 - k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{п}})h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)L]; \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}z_0; \\ p_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}h; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{п}}h. \end{aligned} \right\} \quad (3.25)$$

Если при определении z_0 по формуле (3.20) окажется, что $z_0 < h$, то

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{н}})L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{п}})h + \rho_{\text{н}}H](1 - k); \\ p_H &= 10^{-6} g[\rho_{\text{ц}} - k\rho_0)H - (1 - k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{п}})h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)L]; \\ p_h &= 10^{-6} g[(1 - k)\rho_{\text{п}} + k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)]h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)L]; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{п}}h. \end{aligned} \right\} \quad (3.26)$$

3. Значение $H = L$ (полное опорожнение скважины).

По формуле (3.20) вычисляют z_0 . Если окажется, что $z_0 < h$, то давления вычисляют по формулам

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{п}}h + \rho_{\text{ц}}(L - H))(1 - k); \\ p_h &= 10^{-6} g[(1 - k)\rho_{\text{п}}h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)(L - h)]; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{п}}h. \end{aligned} \right\} \quad (3.27)$$

Если при вычислении z_0 окажется, что $z_0 > h$, то

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{п}}h + \rho_{\text{ц}}(L - h))(1 - k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}z_0; \\ p_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}h; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{п}}h. \end{aligned} \right\} \quad (3.28)$$

После определения расчетных давлений необходимо построить эпюру этих давлений (рис. 3.13). При построении эпюры для глубин L , H , h , z_0 откладывают в горизонтальном направлении в принятом масштабе значения давлений p_L , p_H , p'_h , p_h , p_{z_0}

и полученные точки A , B , C , D , E (соседние) соединяют между собой прямолинейными отрезками.

На глубине h эпюра имеет скачок, так как для p получено два значения. Для выравнивания эпюры из точки,

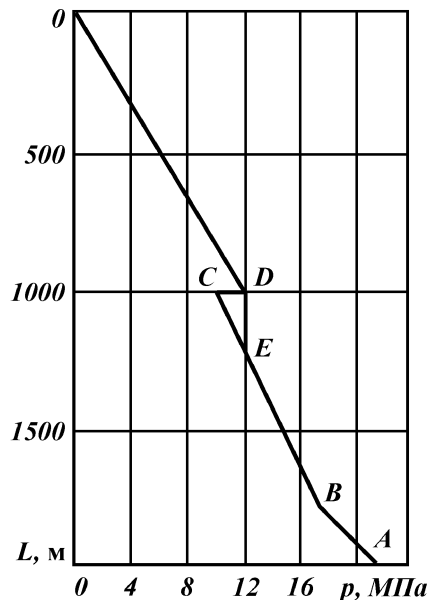


Рис. 3.13. Эпюра давлений

соответствующей большему значению p_h , необходимо провести вниз вертикальную линию до пересечения с лежащей ниже частью эпюры. Отрезок этой вертикали, начиная от точки пересечения и до уровня h , принимается за линию эпюры на этом участке.

Приведенные выше формулы получены для идеального случая крепления скважин. При выводе расчетных формул принимали, что обсадная колонна окружена упругими цементными оболочками и горными породами. Пластовое давление пористых, насыщенных жидкостью и газом горизонтов принимают равным гидростатическому давлению соответствующего столба воды. Поставленная задача о взаимодействии цементной оболочки и обсадной колонны решается с использованием формулы Ламе для определения радиальных деформаций трубы и цементной оболочки. Приравнивая радиальные перемещения точек контактной поверхности трубы и оболочки, находят коэффициент разгрузки цементного кольца.

В постановке и решении задач по расчету обсадных колонн на сопротивляемость смятию имеется ряд недостатков.

При бурении скважин в большинстве районов вскрывают горизонты с давлениями насыщающего их флюида, превышающими гидростатическое. Поэтому внешнее давление на колонну снизится до пластового, а не до гидростатического давления столбы воды. Кроме того, необходимо доказать применимость условий неразрывности контактной поверхности трубы и оболочки в условиях скважины. Экспериментальные работы по исследованию прочности обсадных труб, окруженных цементной оболочкой, показали, что жидкость из модели пласта проникала между поверхностью патрубка и цементного кольца. Следовательно, несмотря на цементное кольцо активное давление на колонну создавалось жидкостью. Исследованиями качества цементирования скважин акустическим цементомером, проведенными в последние годы, установлено, что после испытания обсадной колонны на герметичность контакт ее с цементным кольцом ухудшается. Все это косвенно указывает на то, что значения радиальной деформации наружной поверхности обсадной колонны и внутренней поверхности цементной оболочки могут быть не равны.

При расчете колонн внешнюю нагрузку рассчитывают по давлению упругой цементной оболочки. Критическое внешнее давление для труб определяют для случая, когда колонна находится в жидкой среде. Очевидно, что при расчете критического давления и внешней нагрузки необходимо использовать одну и ту же схему крепления скважин.

Задача об устойчивости трубы под воздействием равномерно давления со стороны упругого тела решена М.Я. Леоновым и В.В. Панасюком. В результате решения такой задачи выявлено, что устойчивость труб в указанных условиях велика, что в реальных скважинах в зацементированной зоне смятия обсадных труб не должно происходить.

На основании изучения промысловых материалов по креплению скважин в различных геологических условиях и результатов исследования прочности труб Л.Б. Измайловым был сделан вывод о том, что нет необходимости рассчитывать обсадные колонны на сопротивляемость смятию при создании на них давления цементным кольцом. Отмечено, что проведение научно-исследовательских работ с целью уточнения расчетного давления твердого цементного кольца на обсадную колонну в скважине нецелесообразно, так как наибольшую опасность для труб представляет давление флюида, содержащегося в пласте. В этой работе рассмотрены различные условия крепления скважин и схемы расчета обсадных колонн на сопротивляемость смятию. Наиболее общей является следующая расчетная схема. Обсадная колонна окружена цементным кольцом и горными породами. Жидкость, насыщающая пласт, проникает по порам цементного камня и оказывает непосредственное давление на обсадную трубу.

При креплении горизонтов с АВПД жидкость или газ из этого пласта поднимаются по цементному кольцу и оказывают давление на обсадные трубы, расположенные на значительном удалении от пласта до места герметизации затрубного пространства. Исходя из такого представления о взаимодействии обсадной колонны, цементного кольца, горных пород и насыщающих их флюидов, Л.Б. Измайловым и специалистами ВНИИБТ были разработаны методики определения расчетных внешних давлений на обсадные колонны.

Методика ВНИИБТ. Расчетное наружное давление на колонну определяют с учетом пластовых давлений высоконапорных горизонтов. Сразу после продавки тампонажного раствора наружным давлением для обсадной колонны является:

а) давление составного столба бурового и тампонажного растворов при $z > h$ (z – глубина, для которой определяют давление)

$$p_n = [h\rho_p + (z - h)\rho_n]10^{-6}g; \quad (3.29)$$

б) давление столба бурового раствора при $z \leq h$

$$p_n = 10^{-6}z\rho_p g; \quad (3.30)$$

в) давление столба тампонажного раствора при $h = 0$

$$p_n = 10^{-6} z \rho_n g. \quad (3.31)$$

В интервале подъема тампонажного раствора после ОЗЦ наружное давление для обсадной колонны определяется по следующим формулам:

а) при $z > L_n$

$$p_n = z m; \quad (3.32)$$

б) при $h < z < L_n$

$$p_n = \frac{L_n (z - h) m + (L_n - z) \left(h \rho_p g - \frac{4 \tau_p h}{D_c - D} \right)}{L_n - h}, \quad (3.33)$$

где L_n – глубина залегания высоконапорного горизонта; m – модуль градиента пластового давления; τ_p – статическое напряжение сдвига бурового раствора; D_c – диаметр скважины; D – наружный диаметр обсадной колонны.

При спуске колонн секциями и при двухступенчатом цементировании наружное давление определяется так же, как для колонн, спускаемых и цементируемых в один прием;

в) при цементировании колонны до устья ($h = 0$) наружное давление для колонны определяют по формуле (3.32);

г) для случая, когда газ в затрубном пространстве заполнил объем в интервале l_2 от газоносного пласта до непроницаемой перемычки, а возможность его фильтрации в пласты в данном интервале отсутствует, наружное давление рассчитывают по формуле

$$p_n = p_{пл} \left(1 - 27,3 \frac{z_1 \rho_r \rho_g}{(273 + t)} \right), \quad (3.34)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление высоконапорного горизонта; ρ_r – плотность воздуха при атмосферном давлении и температуре; ρ – относительная плотность газа по воздуху; z_1 – расстояние, отсчитываемое от газоносного пласта к вышележащей перемычке; t – температура пласта.

В интервалах залегания карналлита, а также высокотемпературных (при $t > 80$ °С) солевых толщ, представленных галитом, значение наружного давления для обсадной колонны определяют по формуле

$$p_n = z \rho_n g, \quad (3.35)$$

где ρ_n – плотность горных пород.

Если соленосные толщи представлены галитом и пластовая температура меньше 80 °С, то наружное давление рассчитывают по формуле

$$p_n = \frac{\mu_0}{1 - \mu_0} z \rho_n g, \quad (3.36)$$

где μ_0 – коэффициент Пуассона для горных пород; ρ_n – плотность породы.

Для предотвращения образования больших каверн вскрытие соленосных отложений и бурение нижележащих интервалов необходимо производить с использованием растворов, насыщенных соответствующими солями.

Для улучшения условий нагружения обсадной колонны каверны заполняют тампонажным раствором.

Соленосные толщи рекомендуется перекрывать двумя и более обсадными колоннами с заполнением межтрубного кольцевого пространства тампонажным раствором. Выше интервала цементирования наружное давление на обсадную колонну создается столбом бурового раствора. Для структурообразующих жидкостей это давление определяется при $z \leq h$ по формуле

$$p_n = z \rho_p g \left(1 - \frac{4\tau_p}{(D_c - D)\rho_p g} \right); \quad (3.37)$$

(τ_p определяют экспериментально).

В случае если значение p_n , определенное по формуле (3.37), меньше найденного по формуле (3.32), расчет ведут по формуле (3.32).

В зоне перфорации за наружное давление принимают пластовое. При отсутствии данных о значении пластового давления в зоне цементирования давление для разведочных скважин определяют по столбу бурового раствора:

$$p_n = (0,90 \div 0,95) z \rho_p g. \quad (3.38)$$

Методика \bar{a} .*А. Измайлова.* Внешнюю нагрузку на колонну определяют с учетом АВПД и давления гидроразрыва (поглощения) пород.

В общем случае, когда обсадная колонна герметизирована на некоторой глубине h' (рис. 3.14), при миграции по межколонному пространству жидкость, газ или газожидкостная смесь высоконапорного горизонта будут оказывать давление на колонну в интервале от $L_{пл}$ до h' .

При заполнении затрубного пространства пластовой жидкостью или газом противодействие на этот пласт создается столбом

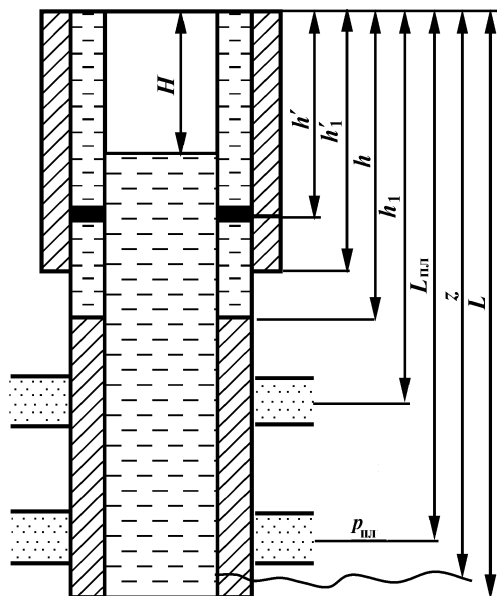


Рис. 3.14. Схема крепления скважины

флюида и давлением, возникающим над этим столбом. При отсутствии фильтрации этого флюида в окружающие пласты давление в затрубном пространстве на глубине h_1 определяют так:

при насыщении высоконапорного горизонта жидкостью

$$p_n = p_{пл} - (L_{пл} - h')\rho_{\phi}g, \quad (3.39)$$

где ρ_{ϕ} — плотность флюида; p_n — в мегапаскалях;

при насыщении высоконапорного горизонта газом

$$p_n = p_{пл} \left[1 - 27,3 \frac{(L_{пл} - h')\rho_r \rho g}{(273 + t)} \right]. \quad (3.40)$$

В разрезе, перекрываемом проектируемой колонной, выше высоконапорного горизонта могут залегать отложения, склонные к гидроразрыву или поглощению флюида при росте давления в затрубном пространстве до некоторого значения. Давление гидроразрыва (поглощения) $p_{гр}$ пластов определяют на основе данных проводки скважин на месторождении. При отсутствии таких данных давление гидроразрыва можно рассчитать по формуле

$$p_{гр} = 0,083z + 0,66p_{пл}. \quad (3.41)$$

Определяют максимально возможное давление p_{max} высоко-

напорного горизонта на глубине h_1 при насыщении затрубного пространства нефтью или газом по формулам (3.39) и (3.40). При этом вместо h' подставляют значение h_1 . Если $p_{\max} > p_{\text{гр}}$, то жидкость из затрубного пространства будет поступать в поглощающий горизонт, а давление в затрубном пространстве на глубине h_1 можно принимать равным $p_{\text{гр}}$. В случае $p_{\max} < p_{\text{гр}}$ давление в затрубном пространстве на глубине h_1 будет равно p_{\max} .

Исходя из такой предпосылки, давление на обсадную колонну определяют для случая, когда выше высоконапорного горизонта залегает поглощающий пласт и тампонажный раствор не поднят в башмак предыдущей колонны, а затрубное пространство герметизировано на глубине h' (см. рис. 3.14). При этом возможны два варианта.

1. Значение $p_{\text{гр}} > p_{\max}$. Тогда наружное давление на колонну определяют по следующим формулам:

а) в интервале от L до $L_{\text{пл}}$

$$p_{\text{н}} = p_{\text{пл}} + (z - L_{\text{пл}})\rho_{\text{ф}}g; \quad (3.42)$$

б) в интервале от $L_{\text{пл}}$ до h

$$p_{\text{н}} = p_{\text{пл}} - (L_{\text{пл}} - z)\rho_{\text{ф}}g, \quad (3.43)$$

где h – расстояние от устья скважины до уровня цементного раствора;

в) в интервале от h' до h

$$p_{\text{н}} = p_{\text{пл}} - (L_{\text{пл}} - h)\rho_{\text{ф}}g - (h - z)\rho_{\text{ф}}g. \quad (3.44)$$

2. Значение $p_{\text{гр}} < p_{\max}$. Тогда наружное давление на колонну определяют так:

а) в интервале от L до $L_{\text{пл}}$ по формуле (3.42);

б) на глубине $L_{\text{пл}}$

$$p_{\text{н}} = p_{\text{пл}}; \quad (3.45)$$

в) на глубине h_1

$$p_{\text{н}} = p_{\text{гр}}; \quad (3.46)$$

г) в интервале от h_1 до h

$$p_{\text{н}} = p_{\text{гр}} - (h_1 - z)\rho_{\text{ф}}g; \quad (3.47)$$

д) в интервале от h до h'

$$p_{\text{н}} = p_{\text{гр}} - (h_1 - h)\rho_{\text{ф}}g - (h - z)\rho_{\text{ф}}g. \quad (3.48)$$

Используя приведенные расчетные формулы, практически можно подсчитать наружные давления на обсадную колонну при любых схемах крепления скважин.

Из приведенных формул видно, что в частном случае, когда в разрезе, перекрываемом колонной, отсутствуют высоконапорные горизонты, а пластовые давления равны гидростатическим, наружное давление на колонну также будет равно гидростатическому давлению существующего столба воды. При отсутствии поступления жидкости и газа из окружающих пород внешняя нагрузка на колонну будет определяться поровым давлением цементного камня.

Скважина представляет собой сложное гидротехническое сооружение, рассчитанное на длительный срок работы, а абсолютно сухих пород нет, поэтому, по-видимому, нецелесообразно расчетное давление принимать ниже гидростатического. При надежной изоляции затрубного пространства в башмаке предыдущей колонны, отсутствии притока через нее и подъеме тампонажного раствора до устья отпадает необходимость расчета проектируемой колонны в интервале от 0 до h' на сопротивляемость смятию.

Определение внутреннего давления. После цементирования обсадных колонн внутреннее давление p_v в любом сечении определяется по формуле

$$p_v = z\rho_0g + p_y, \quad (3.49)$$

где p_y – давление на устье скважины в конце закачки продавочной жидкости в процессе испытания на герметичность, при освоении и эксплуатации.

Внутреннее давление в скважине из условия аварийного фонтанирования вскрываемых пластов из-под проектируемой колонны рассчитывают так:

$$p_v = z\rho_\phi g + p_0, \quad (3.50)$$

где p_0 – давление на устье при аварийном фонтанировании.

Давление опрессовки обсадной колонны

$$p_{\text{опр}} = 1,2 (p_{\text{пл}} - L\rho_\phi g). \quad (3.51)$$

Давление на устье

$$p_y = p_{\text{пл}} - L\rho_\phi g. \quad (3.52)$$

Расчетную внешнюю нагрузку определяют как разность между наружным и внутренним давлениями:

$$p_p = a_c(p_n - p_v), \quad (3.53)$$

где a_c – коэффициент запаса прочности при расчете колонн на смятие.

Определение сопротивляемости труб смятию. Критическое

давление для трубы, при котором наибольшее напряжение достигает предела текучести металла, согласно данным Г.А. Саркисова, определяется по формуле

$$p_{кр} = 1,1k_{\min} \left\{ \sigma_T + Ek_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + Ek_0^2 \rho \left(1 - \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4Ek_0^2 \rho \sigma_T} \right\}, \quad (3.54)$$

где $k_{\min} = \delta_{\min}/D$; $k_0 = \delta_0/D$; $k_0 = \delta_0/D$; δ_{\min} – минимальная толщина стенки, принимаемая равной $0,875\delta$; δ – номинальная толщина стенки трубы; δ_0 – средняя толщина стенки, принимаемая равной $0,905\delta$; D – наружный диаметр обсадной трубы; σ_T – предел текучести материала трубы; E – модуль упругости материала трубы; ρ – разностенность труб, принимаемая равной $1,034$; e – овальность обсадной трубы.

Значения $p_{кр}$, подсчитанные по формуле (3.54) при указанных значениях δ_{\min} и δ_0 , приведены в справочниках.

На основе данных аналитических и экспериментальных работ Т.Е. Еременко предложил формулу для расчета значения сминающего давления для обсадных труб:

$$p_c = 1,1k \left(A - \sqrt{A^2 - B} \right), \quad (3.55)$$

где

$$A = \sigma_T + Ek^2 \left[(1 - 3\lambda\beta^2 + 2\lambda\beta^3) + \frac{3e}{2k} (1 - 2\beta + \lambda\beta^2) \right];$$

$$B = 4Ek^2 \sigma_T (1 - 3\lambda\beta^2 + 2\lambda\beta^3);$$

$k = 0,931\delta/D$; h – глубина пластического слоя, м; β – коэффициент пластичности, $\beta = h/\delta$; $\lambda = 0,95$ – относительное уменьшение модуля упругости при переходе в пластичную область.

Для облегчения подсчета значения β рекомендуются эмпирические формулы:

при $k \leq 0,055$

$$\beta = 5(k + e) - \frac{0,1\sigma_T}{Ek^2} + 0,03; \quad (3.56)$$

при $k > 0,055$

$$\beta = 5(k + e) - \frac{0,1\sigma_T}{Ek} - \frac{0,1\sigma_T}{0,1\sigma_T + 130} + 0,23. \quad (3.57)$$

Если вычисленные по формулам (3.56) и (3.57) значения получаются с отрицательным знаком, то значение β принимают равным нулю.

Сминающие давления, рассчитанные по формуле (3.58), приведены в справочниках.

На основе экспериментальных работ, выполненных во ВНИИБТ, АзНИИбурнефти и б. ВНИИКРнефти, предложены эмпирические формулы для расчета минимальных значений сминающих давлений:

для труб из стали групп прочности С и Д

$$p_c = 0,9\sigma_T (2,5k - 0,047); \quad (3.58)$$

для труб из стали групп прочности К и Е

$$p_c = 0,9\sigma_T (2,37k - 0,038). \quad (3.59)$$

Трубы с $k = 0,02 \div 0,06$ проверяют на устойчивость формы по формуле

$$p_c = 0,8 \frac{2Ek^3}{1 - \mu^2}, \quad (3.60)$$

где k – отношение номинальной толщины стенки трубы к ее наружному давлению.

Расчет сминающего давления с учетом двухосного нагружения. Рассмотрим две методики расчета: Т.Е. Еременко и ВНИИБТ.

Методика í .Ï. *Еременко*. Допустимая глубина спуска первой секции труб

$$H_n = \frac{p_c / a_c - H\rho_n}{\rho_p - \rho_n}. \quad (3.61)$$

Если в колонне отсутствует жидкость, то допустимую глубину спуска первой секции труб над цементным кольцом определяют по формуле

$$H_n = p_c / (a_c \rho_p). \quad (3.62)$$

В дальнейшем расчет на смятие производят с учетом двухосного нагружения:

$$H_n = \frac{100 - \left(Q_1 + Q_2 + \dots + Q_{n-2} + H_{n-1}q_{n-1}z_n - \frac{10H\rho_k a_c}{\rho_c} \right)}{\frac{10(\rho_k - \rho_c)a_c}{\rho_c} - q_{n-1}z_n}, \quad (3.63)$$

где H_n – допустимая глубина спуска обсадных труб с данной толщиной стенки, м; H_{n-1} – допустимая глубина спуска обсадных труб предыдущей секции, м; Q_1, Q_2, Q_{n-2} – вес нижележащих секций труб, т; q_{n-1} – вес 1 м трубы предыдущей секции труб, т; z_n – коэффициент, учитывающий снижение сминающего давления от растягивающей нагрузки 1 т для труб с толщиной стенки δ , мм.

Коэффициент z_n определяют по формуле

$$z_n = b/(\delta^x D^y), \quad (3.64)$$

где D – номинальный диаметр трубы.

При $k < 0,06$ имеем $b = 85,7$, $x = 2,6$ и $y = 2,3$; при $k > 0,06$ имеем $b = 676,7$, $x = 2,4$ и $y = 3,2$.

Значения z_n , вычисленные для обсадных труб диаметром 127, 140, 146 и 168 мм, приведены в табл. 3.5.

Коэффициент z_n указан для $Q = 1$ т. Значения z для труб из сталей различных групп прочности определяют по формуле (пример для группы прочности Е)

Т а б л и ц а 3.5

Параметры обсадной трубы, см		Значение z_n для труб из сталей групп прочности		Параметры обсадной трубы, см		Значение z_n для труб из сталей групп прочности	
диаметр D	толщина стенки δ	Д	Е	диаметр D	толщина стенки δ	Д	Е
12,7	0,6	0,9695	0,7979	14,6	0,6	0,682	0,571
	0,7	0,6266	0,4917		0,7	0,457	0,367
	0,8	0,3393	0,2562		0,8	0,323	0,252
14,0	0,9	0,2559	0,1886	16,8	0,9	0,165	0,125
	0,6	0,7749	0,6560		1,0	0,128	0,095
	0,7	0,5009	0,4052		1,1	0,102	0,074
	0,8	0,3539	0,2745		1,2	0,083	0,059
	0,9	0,1874	0,1409		0,6	0,492	0,434
	1,0	0,1454	0,1070		0,7	0,330	0,278
	1,1	0,1157	0,0835		0,8	0,233	0,189
					0,9	0,171	0,134
			1,0	0,081	0,062		
			1,1	0,065	0,048		
			1,2	0,053	0,039		
			1,3	0,043	0,031		
			1,4	0,036	0,026		

$$z_E = \frac{p_c(D)}{p_c(E)} z_D. \quad (3.65)$$

При отсутствии в колонне жидкости, т.е. при $\rho_n = 0$, из формулы (3.63) получают

$$H_n = \frac{100 - (Q_1 + Q_2 + \dots + Q_{n-2} + H_{n-1}q_{n-1})z_n}{\frac{10\rho_{\kappa a}}{p_c} - q_{n-1}z_n}. \quad (3.66)$$

Методика ВНИИБТ. Сминающее давление для труб при одновременном действии осевой растягивающей и сминающей нагрузок находят по формуле

$$p'_c = p_c \left[\sqrt{1 - 3 \left(\frac{N - 0,47 p_c D^2}{2F\sigma_T} \right)^2} - \frac{T - 0,47 p_c D^2}{2F\sigma_T} \right], \quad (3.67)$$

где p_c – сминающее давление для труб при осевой растягивающей нагрузке, равной нулю; N – осевая растягивающая нагрузка; F – площадь поперечного сечения тела трубы.

Подбор обсадных труб производят из условия $p_p \leq p_c$, где p_p – расчетное наружное давление, определяемое как разность $p_n - p_b$.

Расчет обсадных колонн на растяжение. Осевые растягивающие нагрузки определяют по формуле

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i l_i, \quad (3.68)$$

где q_i – масса 1 м труб секции колонны; l_i – длина секции колонны.

Расчетная осевая нагрузка

$$Q_p = Q n_p, \quad (3.69)$$

где n_p – коэффициент запаса прочности на растяжение.

Страгивающую нагрузку для обсадных колонн рассчитывают по формуле Ф.И. Яковлева

$$p_{стр} = \frac{\pi D_c b \sigma_T}{1 + \frac{D_c}{2l} \operatorname{ctg}(\varphi + \theta)}, \quad (3.70)$$

где D_c – средний диаметр резьбы по первой полной нитке, см; b – толщина стенки трубы по впадине той же нитки, см; l – дли-

на нарезанной части трубы, см; φ – угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы; θ – угол трения.

Наиболее опасные участки обсадных колонн – резьбовые соединения, из условия прочности которых рассчитывают допустимые осевые нагрузки.

При применении сварных соединений обсадных труб допустимые осевые нагрузки определяют исходя из условия прочности шва и тела трубы с учетом длины проточки под хомут. Во всех случаях $p_{стр} \geq Q_p$.

Расчет обсадных колонн на внутреннее давление. Избыточное внутреннее давление определяют по формуле

$$p_n' = p_v - p_n. \quad (3.71)$$

Критическое внутреннее давление для труб рассчитывают по формуле Барлоу

$$p_{к.в} = \frac{\sigma_t(D^2 - d^2)}{2D^2}, \quad (3.72)$$

где D , d – наружный и внутренний диаметры трубы соответственно.

При подборе труб необходимо исходить из условия $p_p' \leq p_{к.в}/a_b$, где a_b – коэффициент запаса прочности на внутреннее давление.

3.3.2. РАСЧЕТ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ КОЛОНН

В настоящее время отсутствуют надежные методы прогнозирования износа промежуточных обсадных колонн в различных геологических условиях. В некоторых районах для расчета промежуточных колонн используют формулы АзНИИ.

Величину радиального износа обсадных труб определяют исходя из объема проведенной работы:

$$\delta_p = \frac{2chk}{\lambda l} \left\{ s + H_0 \left(\frac{1}{H} - 1 \right) + \pi d \left[\frac{nt}{2c} + \frac{5s}{g_1 h} + \frac{5}{ch} (H_2 - H_1) \right] \right\}; \quad (3.73)$$

при турбинном бурении

$$\delta_r = \frac{2chk}{\lambda l} \left\{ s + H_0 \left(\frac{1}{H} - 1 \right) + \pi d \left[\frac{5s}{g_1 h} + \frac{5}{ch} (H_2 - H_1) \right] \right\}, \quad (3.74)$$

где c – число рейсов инструмента; h – длина бурильного замка, м; k – поперечный коэффициент, принимают $k = 1,1 \div 1,2$;

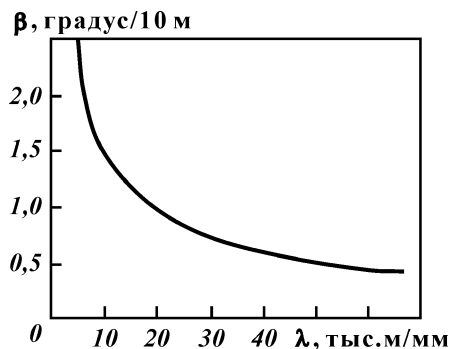
$s = (H_1 - z) + \frac{H_2 - H_1}{c} \frac{c + 1}{c}$ – средняя длина бурильной колонны (на устье $z = 0$; для забоя $z = H_1$); H_0 – длина УБТ; d – диаметр замка, м; n – частота вращения ротора, об/мин; t – время бурения, мин; H_1, H_2 – соответственно начальная и конечная глубина бурения из-под колонны, м; λ – условный удельный путь трения, м/мм; l – средняя длина бурильной трубы, м; g_1 – число труб в одной свече.

Условный удельный путь трения рассчитывают на основе данных бурения скважин в каждом конкретном районе. Измеряют путь трения в скважине, в которой произошло сквозное протирание промежуточной колонны. Отношение пути трения к толщине стенки протертой трубы определяет значение λ . Эту величину λ принимают для определения радиального износа обсадных колонн в скважинах, бурящихся в данном районе. Исследования показывают, что износ обсадных колонн зависит от многих факторов. Величина его по всей длине обсадной колонны изменяется. В наибольшей степени изнашиваются обсадные трубы, установленные в интервале ствола со значительной интенсивностью пространственного искривления. Поэтому, если принять величину λ постоянной для всей обсадной колонны, это приведет к завышению значения радиального износа.

В связи с этим была сделана попытка определить λ статистическим методом. На основе статистического анализа материалов по месторождениям Дагестана, Чечни и Ингушетии получена зависимость условного удельного пути трения λ от интенсивности пространственного искривления ствола β .

Полученная для указанных районов зависимость (рис. 3.15) выражается формулой

$$\lambda = 21\,800 / \beta^{1.595}. \quad (3.75)$$



По-видимому, аналогично можно получить зависимость λ от β и для других районов.

Расчет радиального износа обсадных колонн с учетом пространственного искривления скважины

Рис. 3.15. Зависимость условного удельного пути трения λ от интенсивности пространственного искривления β

следует производить поинтервально при $\beta > 0,4$ градус/10 м. Для каждого интервала износ колонн определяют по наибольшему значению β ; впредь до уточнения их принимают равными от $z_i - 125$ м до $z_i + 125$ м (здесь z_i – глубины с наибольшими значениями β).

Пример расчета. Определить значения интенсивности пространственного искривления β и условного удельного пути трения λ . Вначале найдем интенсивность пространственного искривления β по номограмме (рис. 3.16).

Предположим, что в интервале средний угол наклона участка $a_{cp} = 4^\circ$, изменение углов наклона в пределах участка $\Delta a = 1^\circ$, изменение азимута в пределах участка $\Delta \varphi = 10^\circ$.

По шкале “Изменение азимута скважины” находим $\Delta \varphi = 10^\circ$, затем поднимаемся вверх до значения $a_{cp} = 4^\circ$. Следующий этап – переход на шкалу “Изменение общего угла наклона”. Доходим до кривой $\Delta a = 1^\circ$, спускаемся до пересечения с величиной интервала, на котором определяется интенсивность пространственного искривления на 10 м, и на пересечении этих двух прямых ищем ближайшую кривую β . В нашем случае $\beta = 1,4$. По графику (см. рис. 3.15) определяем значение $\lambda = 11,5$ тыс. м/мм. Аналогично находим условный удельный путь трения и для других интервалов.

По значению радиального износа обсадных труб определяют сминающее давление для промежуточных колонн и заданный период бурения скважины, используя формулу

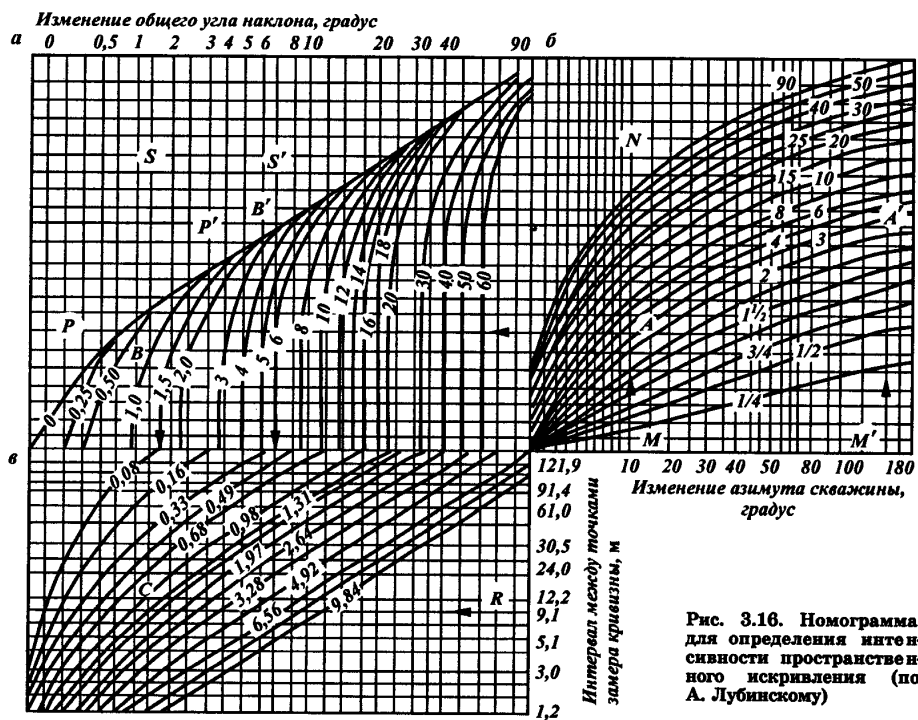
$$p_{кр} = p_6(1 - \Delta), \quad (3.76)$$

где

$$p_6 = 1,1(k_0 - 0,5k') \left\{ \sigma_\tau + E(k_0 - 0,5k')^2 \left(1 + \frac{3e'}{2k_0 - k'} \right) - \sqrt{\left[\sigma_\tau + E(k_0 - 0,5k')^2 \left(1 + \frac{3e'}{2k_0 - k'} \right) \right]^2 - 4E(k_0 - 0,5k')^3 \sigma_\tau} \right\};$$

$$e' = \frac{e + k'}{1 - 0,5k'}; \quad k_0 = \frac{0,905\delta}{D}; \quad k_{min} = \frac{0,875\delta}{D}; \quad k' = \frac{\delta_D \text{ или } \delta_\tau}{D};$$

$$\Delta = \frac{k_0 - k_{min} + 0,5k'}{k_0 + 0,5k'} \frac{1 + \frac{3e'}{(2k_0 - k')(1 - a')} \frac{4 + 3a'}{8 - 3a'}}{1 + \frac{3e'}{2(k_0 + 0,5k')(1 - a')^2}}; \quad a' = p_6/2, 2E(k_0 - 0,5k')^3;$$



δ – толщина стенки трубы, мм; E – модуль упругости материала трубы; σ_T – предел текучести материала трубы; k_0 – отношение средней толщины стенки к диаметру трубы; k' – отношение максимального радиального износа к диаметру трубы; k_{\min} – отношение минимальной толщины стенки к диаметру трубы; e – коэффициент овальности неизношенной трубы.

При $D > 219$ мм $e = 0,02$; при $D \leq 219$ мм $e = 0,01$. Значение $p_{кр}$ можно определить из номограммы (рис. 3.17). На этой номограмме η – коэффициент снижения сминающего давления, λ_1 – коэффициент износа.

Рассмотрим на примере, как пользоваться номограммой расчета изношенных обсадных колонн на смятие (см. рис. 3.17).

Имеется колонна диаметром 219 мм с толщиной стенки $\delta = 11$ мм из стали группы прочности Л. Труба изношена бурильным замком на глубину 3 мм. Для этой трубы (неизношенной) по существующим таблицам значение сминающего давления составляет 30,5 МПа.

Находим на шкале “Диаметр обсадных труб” значение 219 мм, поднимаемся вверх до $\delta = 11$ мм, затем по горизонтальной линии проходим до кривой, соответствующей $k = \delta/D = 0,05$. Переходим на шкалу “Радиальный износ”. Находим $\delta = 3,0$ мм, по прямой поднимаемся до кривой $\delta = 11$ мм, проводим вертикальную линию до пересечения с уже найденной кривой $k = 0,057$.

От точки пересечения ведем горизонтальную прямую до кривой 30,5 МПа, соответствующей давлению смятия неизношенной трубы. Затем из точки пересечения горизонтальной прямой и кривой 30,5 МПа ведем прямую вертикально вниз и находим на шкале значение давления смятия изношенной трубы, которое в нашем случае равно 18 МПа.

При необходимости с помощью номограммы можно решить обратную задачу.

Страгивающую нагрузку для неизношенных обсадных колонн рассчитывают по формуле (3.70).

Для незацементированной части промежуточной колонны, находящейся под действием осевой растягивающей нагрузки, страгивающую нагрузку определяют с учетом износа обсадных труб бурильным инструментом по формуле

$$p_{стр} = \frac{\sigma_T \pi D_0}{\frac{4A}{D_0} + \frac{Bctg(\varphi + \theta)}{l}}, \quad (3.77)$$

где

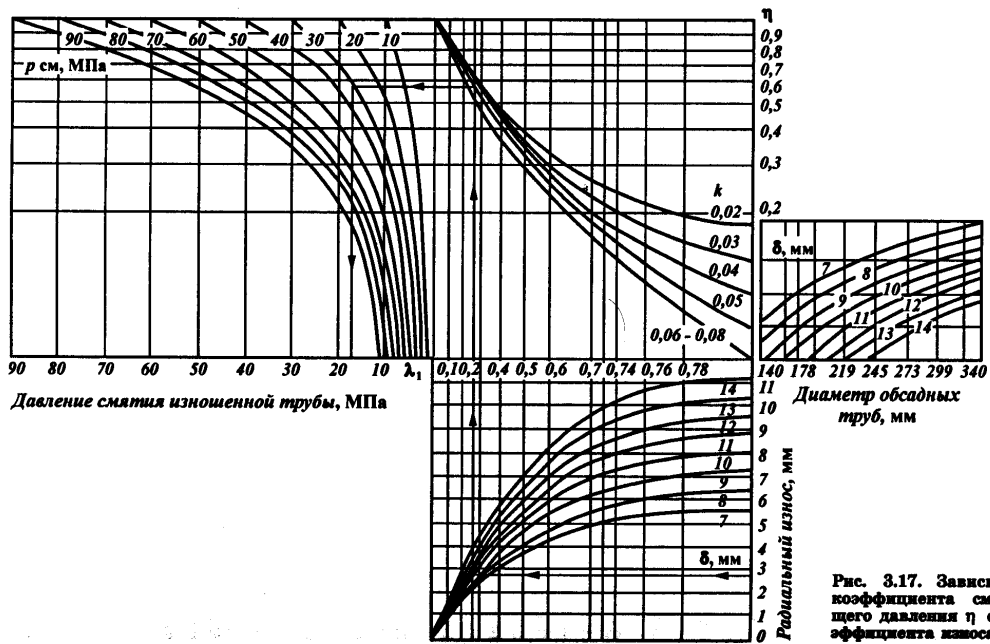
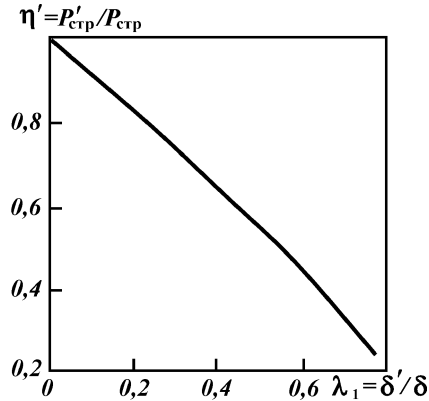


Рис. 3.17. Зависимость коэффициента сминающего давления η от коэффициента износа λ_1

Рис. 3.18. Зависимость коэффициента снижения страгивающей нагрузки η' от коэффициента λ_1



$$A = \frac{1}{1 - \beta\omega} \left[1 + \frac{8\beta\omega\gamma(1 - \beta\omega + 2\beta\omega\gamma)}{(1 - \beta\omega^3)(1 - \beta\omega) - 16\beta\omega\gamma^2} \right];$$

$$B = \frac{1 + \omega}{4(k_T - k')} ; \quad \beta = \frac{d}{D_0} ; \quad \gamma = \frac{e'}{D_0} ; \quad \omega = \frac{d + \delta'}{D_0} ;$$

$$k_T = \frac{0,875b}{D_0} ; \quad e' = 0,5(\delta_{\max} - \delta_{\min} + \delta') ; \quad k' = \frac{\delta'}{D_0} ;$$

D_0 – средний диаметр резьбы по первой полной нитке; b – толщина стенки трубы по впадине той же нитки; l – длина нарезанной части трубы; d – внутренний диаметр трубы; δ_{\max} , δ_{\min} – максимальная и минимальная толщина стенки трубы; δ' – радиальный износ трубы; φ – угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы; θ – угол трения.

Для практических расчетов рекомендуется пользоваться графической зависимостью коэффициента снижения страгивающих нагрузок η' от коэффициента износа труб λ_1 (рис. 3.18). Здесь λ_1 – отношение радиального износа к номинальной толщине колонны.

3.3.3. РАСЧЕТ НАТЯЖЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

При оборудовании устья скважины выполняют натяжение незацементированной части обсадной колонны для защиты ее от повреждений в результате возникновения дополнительных напряжений. Натяжение обсадных колонн не производят в случае установки компенсаторов деформации.

При проектировании обсадных колонн для скважин, в кото-

рых неизвестны ожидаемые температуры и давления, величину натяжения определяют по формуле

$$Q_n = Q \text{ и } Q_n \leq [P_{\text{стр}}], \quad (3.78)$$

где Q_n – усилие натяжения; Q – вес свободной (незацементированной) части колонны; $[P_{\text{стр}}]$ – допустимая сдвигающая нагрузка для резьбового соединения.

Натяжение колонн Q_n , которые в процессе эксплуатации подвергаются нагреву (или охлаждению) и воздействию внутреннего давления, находят из условий

$$Q_n \geq Q; \quad (3.79)$$

$$Q_n \geq Q + P_1 - P_2 + P_3,$$

где Q – вес свободной (незацементированной) части колонны; P_1 – термическая нагрузка; P_2 – нагрузка от внутреннего избыточного давления РУ; P_3 – нагрузка от гидростатического давления.

Большее значение Q_n принимают за усилие натяжения.

Усилие P_1 , возникающее в колонне в результате нагрева (охлаждения) находят по формуле

$$P_1 = aEF\Delta t, \quad (3.80)$$

где a – коэффициент линейного расширения материала труб; E – модуль упругости материала труб; Δt – средняя температура нагрева (или охлаждения) колонны.

Приближенное значение средней температуры нагрева (или охлаждения) может быть определено из зависимости

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \quad (3.81)$$

где t_1, t_2 – температура колонны до эксплуатации соответственно на устье и у верха цементного кольца (обычно принимаются по геотермическому градиенту); t_3, t_4 – температура жидкости в колонне соответственно на тех же глубинах.

В случае охлаждения Δt имеет отрицательное значение. Среднюю площадь сечения колонны определяют как средневзвешенную по длине колонны величину

$$F = \frac{F_1 l_1 + F_2 l_2 + \dots}{l_1 + l_2 + \dots}, \quad (3.82)$$

где l_1, l_2 – длина секций обсадной колонны; F_1, F_2 – площадь сечения труб в секциях.

Величины P_2 и P_3 определяют по формулам

$$P_2 = \frac{\pi\mu}{2} p_y d^2,$$

$$P_3 = \frac{\pi\mu}{4} gL(D^2\rho_3 - d^2\rho_k),$$

где μ – коэффициент Пуассона; d, D – соответственно внутренний и наружный диаметр колонны; ρ_3, ρ_k – плотность жидкости соответственно за колонной и внутри нее.

После натяжения колонны должны соблюдаться условия

$$\left. \begin{aligned} Q_n - Q_0 - P_1 + P_2 - P_3 &\leq [P_{\text{стр}}]; \\ Q_n - Q_0 &\leq [P_{\text{стр}}], \end{aligned} \right\} \quad (3.83)$$

где Q_0 – вес колонны от устья до рассматриваемого сечения.

Для соединений, расположенных возле устья скважины, условия прочности следующие:

$$\left. \begin{aligned} Q_n - P_1 + P_2 - P_3 &\leq [P_{\text{стр}}], \\ Q_n &\leq [P_{\text{стр}}]. \end{aligned} \right\} \quad (3.84)$$

3.3.4. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН В РАЙОНАХ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

В районах многолетнемерзлых горных пород к конструкциям скважин предъявляют дополнительные требования:

1) толщина мерзлых пород должна перекрываться полностью;

2) глубина спуска кондуктора должна исключать гидравлический разрыв пластов, лежащих выше башмака, при достижении в стволе скважины давления, равного пластовому;

3) для успешной проводки скважины после перекрытия мерзлых пород и последующей эксплуатации тепловое воздействие ее на породы с отрицательной температурой необходимо свести к минимуму;

4) необходимо оценить величины сминающих нагрузок и проверить прочность конструкции в целом при циклическом растеплении и смерзании многолетнемерзлых пород, связанном с вынужденными остановками эксплуатирующихся скважин.

Рассмотрим последовательно особенности расчета конструкций скважин в многолетнемерзлых породах с учетом указанных выше требований. От состояния конструкции в целом в условиях многолетнемерзлых пород зависит безаварийная работа эксплуатационной колонны.

Расчет глубины спуска кондуктора в многолетнемерзлых породах. Если принять давление газа у башмака кондуктора равным пластовому, то глубина его спуска H определяется из соотношения

$$H = p_n / k, \quad (3.85)$$

где p_n – давление на глубине H ; k – градиент давления разрыва пласта, $k = 0,02$ МПа/м.

Предложенное ВНИИГАЗом значение градиента разрыва пласта является ориентировочным и требует уточнения для каждого месторождения. В условиях Крайнего Севера технологически грамотно перекрывать кондуктором толщу мерзлых пород с установкой башмака в талых породах. При этом возможны два случая определения глубины спуска кондуктора.

1. Если возможность растепления мерзлых пород и связанное с этим нарушение сцепления цементного камня с породами исключены, то вопрос о глубине спуска кондуктора решается на основе соотношения (3.85).

2. В случае возможного растепления мерзлых пород в результате теплового воздействия и нарушения контакта цементного камня с породой вопрос о выборе глубины спуска кондуктора решается иначе.

Если принять, что сопротивление давлению пластового флюида в контактной зоне цементный камень – растепленная порода отсутствует, то часть кондуктора, установленная в талых породах, должна предотвращать возникновение разрыва пластов.

Определим максимальную глубину спуска кондуктора в талых породах, которая в сумме с противодействием жидкости, находящейся в зоне растепленного контакта, исключит возможность возникновения открытого фонтана и (или) просадки всей конструкции.

Давление горной породы $p_{г.п}$ должно быть больше или равно пластовому $p_{пл}$:

$$\begin{aligned} p_{г.п} &= p_1 + p_2 = h g \rho + p_2; \\ p_{пл} &= h g \rho + p_2; \\ p_2 &= p_{пл} - h g \rho, \end{aligned} \quad (3.86)$$

где h – мощность мерзлых пород; ρ – плотность пульпы, находящейся в жидком состоянии, принимается $\rho = 1,5 \cdot 10^3$ кг/м³.

Из выражения (3.86) видно, что основная доля давления приходится на часть кондуктора, зацементированную в талых породах. При мощности мерзлых пород 300 м и ожидаемом дав-

лении 12 МПа значение $p_2 = 7,5$ МПа. Следовательно, для предотвращения гидравлического разрыва пластов кондуктор должен быть спущен на глубину 375 м.

Оценка размеров зон растепления многолетнемерзлых пород при бурении и эксплуатации скважин. При бурении скважин промывочная жидкость с температурой выше 0°C растапливает лед – цемент мерзлой породы. В результате в интервалах мерзлых пород, сложенных рыхлыми разностями, сцементированными льдом, образуются каверны. Наличие этих каверн значительно усложняет процесс цементирования кондукторов.

При эксплуатации скважин тепловое воздействие на мерзлые породы становится крайне интенсивным. Лед, превращаясь в воду, занимает меньший объем, и образуются каверны. Порода теряет свою несущую способность, возникают явления оползней.

Учитывая разность температур и длительность работы скважины, можно уверенно предсказать нарушение термодинамического равновесия в многолетнемерзлых породах, в результате чего возможны посткриогенные явления вокруг ствола скважины и образование вокруг кондуктора очень больших каверн (кратеров) с проседанием устьевой обвязки и нарушением труб кондуктора.

Для приближенных расчетов величины протаивания стенок скважины при бурении в многолетнемерзлых горных породах в качестве исходной предлагается зависимость

$$Q_{\text{общ}} = 0,785(T_1 - T_2)C_{\tau}\rho_{\tau}d^2w_{\tau}t, \quad (3.87)$$

где $Q_{\text{общ}}$ – общее количество переданной энергии теплоносителем T_1 , T_2 – соответственно температура входящего и выходящего из скважины теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$; C_{τ} – теплоемкость теплоносителя; ρ_{τ} – плотность теплоносителя, $\text{кг}/\text{м}^3$; d – внутренний диаметр бурительных труб, м; w_{τ} – средняя скорость потока теплоносителя в трубах; t – время воздействия теплоносителя на мерзлые породы в процессе бурения.

Объем оттаявших пород

$$V_{\text{общ}} = Q_{\text{общ}}/(Q_{\text{л}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{ск}}), \quad (3.88)$$

где $Q_{\text{л}} = V_{\text{л}}\rho_{\text{л}}\sigma$ – количество энергии, затрачиваемой на расплавление льда в 1 м^3 мерзлых пород; $Q_{\text{в}} = V_{\text{в}}\rho_{\text{в}}C_{\text{в}}T_{\text{ср}}$ – количество энергии, затраченной на нагревание воды, образовавшейся от расплавления льда, содержащегося в 1 м^3 мерзлых пород, до температуры теплоносителя; $Q_{\text{ск}} = V_{\text{ск}}\rho_{\text{ск}}C_{\text{ск}}(T_{\text{ср}} - T_{\text{п}})$ – количество энергии, затраченной на нагревание 1 м^3 мерзлых

пород до температуры теплоносителя; $V_{\text{л}}$ – объем льда в 1 м^3 мерзлых пород; $\rho_{\text{л}}$ – плотность льда; σ – теплота нагревания и плавления льда; $V_{\text{в}}$ – объем воды, образовавшейся в результате расплавления льда в 1 м^3 мерзлых пород; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды; $C_{\text{в}}$ – теплоемкость воды; $T_{\text{ср}}$ – средняя температура теплоносителя, $T_{\text{ср}} = (T_1 + T_2)/2$, °С; $V_{\text{ск}}$ – объем скелета породы; $\rho_{\text{ск}}$ – усредненная плотность скелета породы; $C_{\text{ск}}$ – усредненная теплоемкость пород; $T_{\text{п}}$ – средняя отрицательная температура пород, °С.

Объем растаявших и разрушенных пород можно также выразить формулой

$$V_{\text{общ}} = \frac{\pi(2R)^2 H}{4}, \quad (3.89)$$

где R – радиус скважины по долоту плюс растепленные и осыпавшиеся стенки скважины, м; H – глубина скважины, м.

Тогда

$$R = \sqrt{V_{\text{общ}} / (\pi H)}.$$

Глубину по радиусу растепленных и разрушенных пород можно определить так:

$$\Delta R = R - (D_{\text{д}}/2), \quad (3.90)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, которым производят бурение.

Выполнив соответствующие подстановки, получим

$$\Delta R = \sqrt{\frac{0,785(T_1 - T_2)C_{\text{т}}d^2\rho_{\text{т}}tw_{\text{т}}}{[V_{\text{л}}\rho_{\text{л}}\sigma + V_{\text{в}}\rho_{\text{в}}C_{\text{в}}T_{\text{ср}} + V_{\text{ск}}\rho_{\text{ск}}(T_{\text{ср}} + T_{\text{п}})C_{\text{ск}}]\pi H}} - \frac{D_{\text{д}}}{2}. \quad (3.91)$$

Анализ формулы (3.91) показывает, что глубина протаивания увеличивается (при постоянстве всех прочих параметров) с ростом перепада температур, скорости потока промывочной жидкости, продолжительности бурения и с уменьшением диаметра долота.

Интересны результаты экспериментальных и аналитических исследований по оценке размеров зоны растепления и воздействия ее на эксплуатационные скважины месторождения Прадхо-Бей (Аляска).

Многолетнемерзлые грунты на этом месторождении преимущественно гранулярные, за исключением верхней зоны, где отмечены массивные формы льда. Движущиеся флюиды в интервале многолетней мерзлоты имеют температуру 60–80 °С.

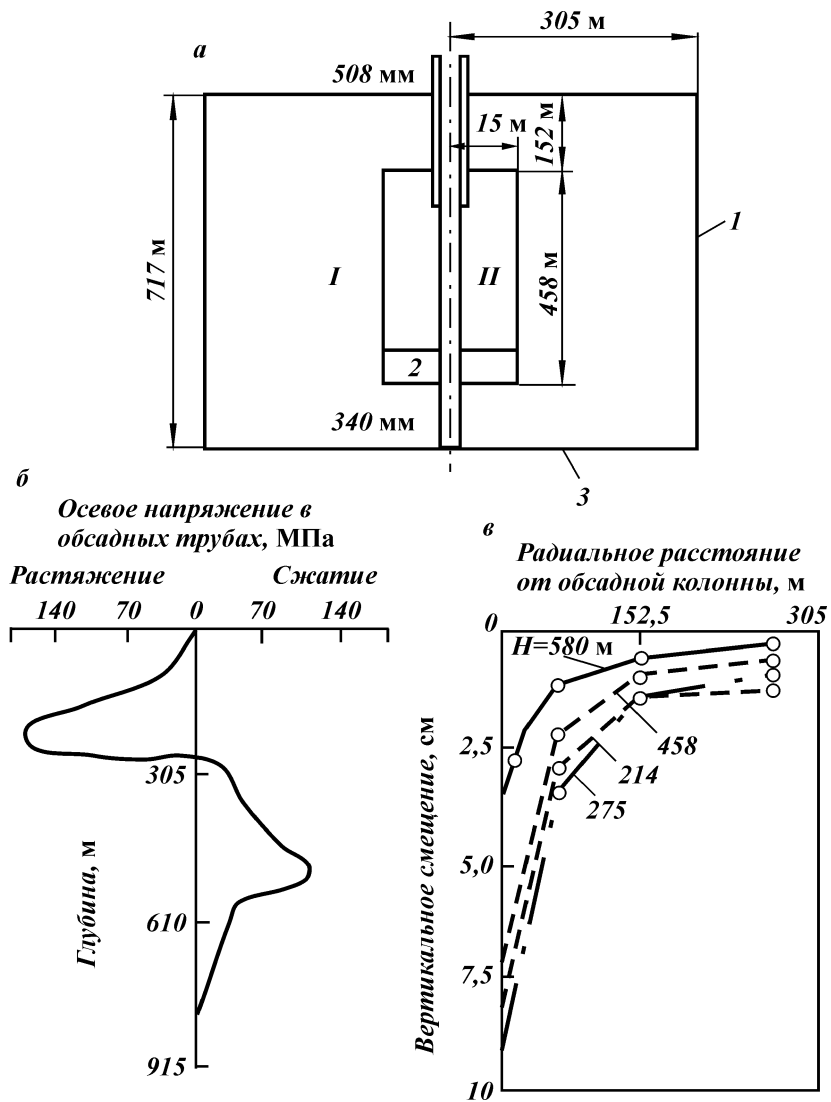


Рис. 3.19. Аналитический прогноз оседания и отпора грунта для эксплуатационной скважины, защищенной изоляцией до глубины 230 м: *I* – мерзлый грунт; *II* – оттаявший грунт, постоянный градиент 800 кг/м^3 ; 1 – бокового движения нет; 2 – массовый градиент изменяется от $0,8 \text{ г/см}^3$ до 0; 3 – вертикального движения нет

На рис. 3.19, *а* представлены граничные условия, использованные при прогнозировании оседания грунта и нагрузок на колонны для случая эксплуатационной скважины, проработавшей 20 лет.

Крепление зоны мерзлых пород осуществлено двумя обсадными колоннами – диаметрами 508 и 340 мм, спущенными соответственно до глубины 229 и 717 м. Цемент за этими колоннами поднят до устья.

Эксплуатационная колонна составлена из труб диаметром 178 мм с 63-мм изоляцией из полиуретановой пены в интервале 0–230 м.

Зона оттаявшего за 20 лет грунта представлена в виде цилиндра диаметром 30 м и основанием на глубине 152 м.

Расчеты показали, что верхняя часть разреза до глубины 152 м при имеющейся изоляции будет сохраняться в замороженном состоянии.

В результате разрушения структуры мерзлоты в зоне оттаивания диаметром 30 м действуют массовые силы, характеризующиеся до глубины 550 м постоянным градиентом давления. С увеличением глубины до 610 м массовые силы линейно уменьшаются до нуля. Считают, что между грунтом, цементом и колонной существует контакт.

Результирующие осевые напряжения в обсадных трубах и смещение талого грунта показаны соответственно на рис. 3.19, *б* и *в*. В трубах верхней части колонны развиваются растягивающие напряжения, достигающие 176 МПа на глубине 230–240 м, а в нижней части – напряжения сжатия, составляющие у подошвы вечной мерзлоты 105 МПа. Распространение 63-мм изоляции до подошвы вечной мерзлоты ведет к уменьшению радиуса оттаявшей зоны и снижению напряжений в обсадных трубах. В этом случае максимальное растягивающее напряжение на глубине 366 м составит всего 10,5 МПа, а напряжение сжатия – 35 МПа. При отсутствии изоляции зона растепления достигает поверхности земли.

На месторождении Прадхо-Бей в скважинах с обычной конструкцией без изоляции лифтовых труб нагрузка достигает 800 кН, а в скважинах с изоляцией – всего около 14 кН.

Исследованиями оценены размеры зон растепления многолетнемерзлых пород при различных способах термоизоляции нефтяных и газовых скважин севера Тюменской области.

При заполнении кольцевого пространства между кондуктором и эксплуатационной колонной дизельным топливом и наличии за ним цементного кольца растепление многолетнемерзлых пород за первые 3 мес работы скважины достигает 1 м, а через

год превысит 2 м, что вызовет просадку талого грунта объемом 60–65 м³. При отсутствии теплоизоляции между колоннами и недоподъеме тампонажного раствора за кондуктором до устья растепление пород за первый год работы скважины достигает 4,5 м. Наличие в кольцевом пространстве между колоннами воздуха при атмосферном давлении сокращает линейную плотность теплового потока из ствола скважины в окружающие горные породы на 40–50 %.

Оценка значений сминающих нагрузок при циклическом растеплении и смерзании многолетнемерзлых пород. Вопросу смятия обсадных колонн при восстановлении отрицательных температур в околоствольной зоне скважин в районах многолетнемерзлых пород посвящено много исследований. Установлено, что обсадные трубы сминаются в интервалах образования каверн или значительных зазоров между смежными колоннами либо между колонной и стенкой скважины.

Для оценки значений внешнего давления на обсадные колонны при замерзании жидкостей в ограниченном объеме предложено несколько зависимостей. Все они отличаются структурой и выведены с допущениями, однако точность оценки давлений для практических расчетов достаточна.

Давление на обсадные трубы при замерзании бурового раствора в скважине может определяться из выражения

$$p_1 = \frac{E_2 \alpha (D_2^2 - D_1^2)}{2(1 - \mu_2)} + H g \rho, \quad (3.92)$$

где p_1 – внешнее давление на колонну; μ_2 – коэффициент Пуассона; E_2 – модуль упругости породы; α – коэффициент объемного расширения бурового раствора при замерзании; D_1 , D_2 – наружный диаметр соответственно обсадной колонны и каверны; H – глубина; ρ – плотность породы.

Если диаметр кондуктора равен 219 мм, а диаметр каверны на глубине 130 м составляет 600 мм при следующей характеристике горных пород: $E_2 = 1 \cdot 10^3$ МПа, $\mu_2 = 0,35$, $\rho = 2,30$ г/см³ и коэффициенте расширения бурового раствора $\alpha = 0,061$, то расчетное значение внешнего давления на колонну будет равно 25,57 МПа. Этот результат – минимальное возможное давление, поскольку принято минимальное значение E_2 (E_2 колеблется в пределах 10^3 – 10^4 МПа). Это давление близко к критическому для обсадных труб диаметром 219 мм.

Чем выше влажность пород, тем большее давление действует на обсадные трубы. Вода, замерзая в замкнутом объеме, в зави-

симости от температуры среды может создать давления, превышающие 200 МПа.

Расчеты показывают, что если разность диаметров скважины и колонны превышает 100 мм, то при замерзании пород высокой влажности (более 20–25 %) и жидкости в кольцевом пространстве колонна может быть смята. Наибольшую опасность представляют незацементированные каверны, заполненные пресной или слабоминерализованной водой.

ГЛАВА 4

КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

В настоящее время в России и за рубежом основным направлением работ в области заканчивания скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. Вместе с этим важным направлением считается разработка конструкций забоев скважин, позволяющих эксплуатировать их в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

Эти два направления взаимно связаны и преследуют одну общую цель – обеспечение оптимальных условий извлечения флюида из продуктивного пласта.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий. Наиболее распространенная из них – конструкция забоя с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорируемой в интервале продуктивного пласта. Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

В зарубежной практике эта простая конструкция усложняется использованием температурных компенсаторов, пакеров и т.д.

Однако, как показала практика, такая конструкция не может удовлетворять возросшим требованиям интенсивного извлечения флюида из продуктивного пласта в условиях многообразия геологических условий и используемых технических средств для добычи нефти и газа, особенно в случае горизонтального бурения. К тому же традиционные методы обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом при пулевой и кумулятивной перфорации нарушают целостность цементного кольца за колонной часто на значительном расстоянии от интервала перфорации, что обуславливает некачественное разобщение продуктивных пластов. Поэтому используются такие кон-

струкции забоев, которые удовлетворяют требованиям эксплуатации скважин в конкретных геологических условиях.

Так, в устойчивых трещинных и порово-трещинных коллекторах, где и до настоящего времени в подавляющем большинстве случаев проектами предусматриваются вскрытие и закрепление цементируемой колонной продуктивной толщи, в связи с трудностями борьбы с поглощениями забоя часто оставляют незацементированными либо их обсаживают перфорированными потайными колоннами, оборудованными пакерующими элементами. Практика выявила положительные и отрицательные особенности такой конструкции. При ее использовании значительно упрощается технология крепления, снижаются гидродинамические нагрузки на призабойную зону. В то же время применение таких конструкций забоя исключает возможность проведения селективной обработки отдельных интервалов продуктивного разреза при борьбе с проявлениями или при работах, связанных с повышением проницаемости продуктивной зоны.

Разработка конструкции забоя добывающей скважины в трещинном коллекторе относится к числу сложных проблем. Она связана с нерешенными проблемами, возникающими как при бурении, так и при эксплуатации скважин. Необходимы нормы, регламентирующие разработку конструкции открытого забоя при заканчивании скважин, выбор ее вида в зависимости от конкретных условий залегания продуктивного объекта и физико-механических свойств горных пород.

В России и за рубежом также большое внимание уделяется разработке конструкций забоев скважин, эксплуатирующих слабосцементированные коллекторы. К основным путям борьбы с разрушением призабойной зоны можно отнести следующие: установка фильтров различных конструкций (проволочные, щелевые, гравийные и др.); создание в призабойной зоне искусственных фильтрационных сооружений; консолидация пород пласта различными материалами.

4.1. ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Создание рациональной конструкции забоя скважин – это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта.

Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющие факторы по выбору конструкции забоя и ее параметров – тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близко расположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; у кровли пласта имеется газовая шапка или близко расположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Для пояснения следует отметить, что однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости k

для однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

$k, \text{мкм}^2 \dots > 1,0 \quad 0,5-1,0 \quad 0,1-0,5 \quad 0,05-0,1 \quad 0,01-0,05 \quad 0,001-0,01$

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газодонефтенасыщенных пропластков с различными пластовыми давлениями, он считается неоднородным.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП – весьма сложный и полностью не регламентированный результат исследовательских работ. Для случая эксплуатации скважин открытым забоем наиболее обоснованной, по нашему мнению, является методика, разработанная Н.М. Саркисовым и др.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах. С точки зрения пластовых давлений коллекторы могут быть подразделены на три группы: $\text{grad } p_{\text{пл}} > 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} = 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой $k_{\text{п}}$ или трещинной $k_{\text{т}}$ проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм².

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным. Это условная характеристика расстояния, взятая из опыта вследствие сложности разобщения пластов с различными давлениями.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты разделяются по фракционному составу на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно 0,10–0,25; 0,25–0,50 и 0,50–1,0 мм.

Для оценки среднего размера зерен песка пласта используется формула

$$d_{\text{ср}} = 0,53 \sqrt{\frac{G}{11a_1 + 1,37a_2 + 0,17a_3 + 0,02a_4}}, \quad (4.1)$$

где G – сумма частных остатков на ситах, за исключением фракций, прошедших через сито с отверстиями 0,15 мм; $a_1, a_2,$

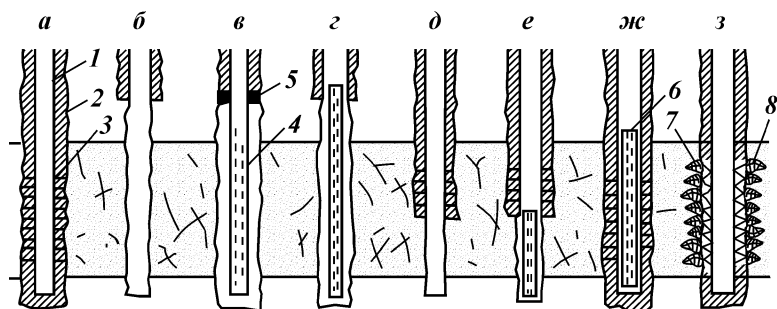


Рис. 4.1. Типы конструкций (а-з) забоев скважин:
 1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационные отверстия; 4 – перфорированный (на поверхности) фильтр; 5 – пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 6 – забойный фильтр; 7 – зона разрушения в слабоцементированном пласте; 8 – проницаемый тампонажный материал

a_3, a_4 – частные остатки с отверстиями соответственно 0,15; 0,30; 0,60 и 1,20 мм.

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют следующий тип конструкции (рис. 4.1):

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (рис. 4.1, а).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (рис. 4.1, б-г).

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. В этом случае нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (рис. 4.1, д-е).

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. В этом случае против продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (рис. 4.1, ж) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (рис. 4.1, з).

4.2. ПРИМЕРЫ СОВРЕМЕННЫХ КОНСТРУКЦИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Среди последних исследований в области заканчивания скважин представляют интерес работы, авторы которых характеризуют общие тенденции в практике заканчивания скважин за рубежом в пластах, представленных устойчивыми породами. На месторождении Чьяпас-Табаско (Мексика) продуктивные пласты залегают на глубинах 4200–5800 м и представлены устойчивыми меловыми отложениями. По конструкции нижней части скважин они делятся на четыре группы: скважины, в которых колонны (хвостовики) перекрывают продуктивный горизонт и используются пакеры; скважины с открытым забоем и с использованием пакеров; скважины, законченные со спуском колонны или хвостовика без использования пакера для герметизации межколонного пространства; скважины с высокой забойной температурой, в которых применяются компенсаторы теплового расширения.

В указанных выше конструкциях скважин применялись эксплуатационные колонны диаметром 58,2; 70,4 и 85,8 мм. На основании опыта заканчивания скважин на этом месторождении были сделаны следующие выводы:

нецелесообразно использование колонн диаметром менее 122,5 мм (диаметр обсадной колонны 186,8 мм), за исключением скважин с открытым забоем. При использовании малогабаритных колонн вместе с увеличением кольцевых зазоров резко увеличиваются потери давления и затрудняется спуск перфораторов и испытателей пластов;

в скважинах, в которых напротив продуктивного пласта устанавливается хвостовик, проведение пакеровки не обязательно;

в качестве компенсаторов теплового расширения целесообразно использовать скользящие ниппеля.

Решение проблемы заканчивания глубоких высокотемпературных скважин, а также скважин, где применяют термические методы воздействия на пласт, является важным достижением в практике заканчивания скважин за рубежом.

В условиях высоких температур в обсаженных скважинах возникают напряжения, величина которых может быть достаточной для порыва колонн обсадных труб. Цементирование с поднятием цемента до устья в этом случае не исключает возможность аварий. Последние могут быть обусловлены снижением прочности цементного камня (прочность цементов обычного состава снижается при температурах более 115 °С), нару-

шением связи цемента с трубами и породой, разрывом из-за низкого качества обсадных труб и другими причинами, главная из которых – низкое вытеснение бурового раствора цементным. При заканчивании таких скважин особенное внимание уделяется качеству обсадных труб и типам соединительных муфт. До крепления скважины проводится предварительное натяжение колонн, крепление осуществляется термостойкими и расширяющимися цементами специальных составов. Но в глубоких скважинах в большинстве случаев такие меры оказываются недостаточными.

В современных конструкциях колонна труб расширяется в направлении забоя или к устью. Достигается это с помощью частичного цементирования обсадной колонны. Так, в Калифорнии, где термические методы добычи получили наибольшее распространение, возвратно-поступательное движение обсадной колонны при частичном ее цементировании на скважинах глубиной до 1050 м достигается заполнением свободного кольцевого пространства буровым раствором или гелеобразным углеводородным материалом. Хорошие результаты достигнуты также при закачке в кольцевое пространство загущенной нефти.

В штате Вайоминг (округ Суптуотер) при заканчивании скважин использовалась конструкция, основная особенность которой – толстостенные трубы и постоянно действующий пакер, удерживаемый фиксатором при движении колонны вверх и вниз под действием изменений температуры при проведении тепловых обработок.

Проблема заканчивания глубоких высокотемпературных скважин за рубежом решена путем создания и использования соединительных гнезд с полированной внутренней поверхностью, компенсирующих возвратно-поступательное движение, а также расширение и сужение колонны при эксплуатации таких скважин и проведении тепловых обработок. Впервые полированные гнезда были разработаны фирмой “Тексас” и использованы в газовых скважинах в Техасе в 1968 г. Соединительное гнездо устанавливается в верхней части эксплуатационного хвостовика, в нем подвешивается и герметизируется колонна насосно-компрессорных труб. Устройство представляет собой выточенную, полированную, со специальным покрытием трубу требуемой длины, которая является частью хвостовика и устанавливается под подвеской или над ней. Сопряженным элементом является уплотнение насосно-компрессорных труб, на которых смонтирован ряд жестких и прочных уплотнительных колец. Кольца обладают достаточной упругостью и, будучи

сжимаемыми, входят в это устройство. Этот узел является одновременно и уплотнением, и компенсатором.

Способ беспакерного заканчивания с установкой полированной пары был использован при оборудовании более чем 100 газовых скважин глубиной более 4500 м на месторождениях бассейнов Делавер и Анадарко. Все применявшиеся до этого схемы заканчивания скважин предусматривали установку пакера в эксплуатационном хвостовике, что приводило к резкому сужению сечения колонны эксплуатационных труб после перехода внутрь хвостовика. Наряду с перемещением колонны в вертикальном направлении использование полированной пары позволяет нагружать колонну с целью предотвращения перемещения установленных уплотнений в процессе эксплуатации скважины. При этом способе заканчивания обеспечивается отверстие большого диаметра по всей длине скважины, что позволяет спускать в хвостовик полномерные инструменты и долота. Одно из преимуществ этой схемы – возможность заканчивания скважин после демонтажа буровой установки через фонтанную елку.

Схема беспакерного заканчивания с использованием полированной пары успешно применялась также в Мексике на месторождении Чьяпас-Табаско. Это позволило отказаться от неоправданного ограничения дебита (дебит законченных скважин составляет 800 м³/сут на 12-мм штуцере) и значительно упростило конструкции скважин.

Трудности, связанные с предотвращением перемещения колонны в результате температурных колебаний в процессе эксплуатации, имеют место и при заканчивании скважин в арктических условиях. Они усугубляются опасностью нарушения целостности труб и другого оборудования в результате просадок мерзлых пород. На месторождении Прадхо-Бей изменение длины насосно-компрессорных труб достигает 5 м, надежная работа и конструкции скважин также достигаются путем использования при заканчивании скользящих соединений (полированных гнезд) различных видов.

Схема беспакерного заканчивания с использованием полированной пары наиболее эффективна в глубоких высокодебитных и высокотемпературных газовых скважинах. Использование уплотнений металл по металлу позволяет сократить при заканчивании скважин объем применения резиновых элементов, термостойкость которых, как правило, оказывается недостаточной.

Используются конструкции, включающие в себя зацементированную эксплуатационную колонну и внутрискважинный

забойный фильтр, установленный в интервале перфорации, а также гравийные набивки, создаваемые путем предварительного расширения ствола скважины против продуктивного пласта, спуска в скважину перфорированного хвостовика-фильтра и заполнения кольцевого пространства отсортированным гравием. Такая конструкция широко применяется американскими фирмами. Для ее создания используется специальное наземное и внутрискважинное оборудование, обеспечивающее приготовление гравийной смеси, размещение гравия за хвостовиком и его уплотнение и закрепление в зоне фильтра.

Гравийная набивка – дорогостоящее, но эффективное средство борьбы с разрушением продуктивного пласта. В отличие от внутрискважинных фильтров, которые часто извлекаются на поверхность в связи с их кольматацией, гравийные набивки рассчитаны на длительную работу, что обеспечивается повышенными требованиями к технологии создания и конструктивным характеристикам этих сооружений. Было установлено, что длительная эффективная работа гравийной набивки, как и другого заколонного фильтрационного сооружения, зависит от прочности забоя в пластовых условиях, гидромеханических нагрузок, интенсивности суффозионных процессов, обуславливающих кольматацию фильтра. Одним из главных факторов, определяющих эти характеристики, является внешний диаметр фильтра. Поэтому необходимы устройства, расширяющие ствол скважины до необходимых размеров.

Механические раздвижные расширители не обеспечивают необходимого расширения ствола. В некоторых случаях задача решается путем использования гидромониторных расширителей. Однако полное решение этой проблемы требует разработки специальных средств, позволяющих расширять ствол в интервале продуктивного пласта до теоретически обоснованных размеров.

На месторождении Каражанбас проводили испытания оборудования и технологии создания забоя с использованием гравийной набивки фирмы “Лайенс” (США). Более совершенная технология создания гравийной набивки и оборудование для ее реализации разработаны институтом “АзНИПИнефть”. Эта технология обеспечивает намыв гравия и цементирование эксплуатационной колонны без подъема инструмента.

Созданный В.В. Гольдштейном, А.И. Булатовым и другими исследователями полимерный проницаемый тампонажный материал Контарен позволил разработать несколько конструкций забоев для предотвращения пескопроявления скважин. Технология размещения этого материала в заколонном пространстве

не требует сложного специального оборудования. Поэтому представляется возможным цементировать Контареном эксплуатационную колонну в интервале продуктивного пласта с последующей ее перфорацией без нарушения целостности фильтра либо цементировать перфорированный хвостовик с последующим разбуриванием затвердевшего состава в хвостовике. Однако и в этом случае необходимо обеспечивать требуемое по расчету расширение ствола и использовать такой способ перфорации колонны, при котором не нарушается структура пронизываемого материала (фильтра).

Эффективная работа призабойной зоны во многом зависит от того, насколько конструкция забоя соответствует геологическим условиям залегания продуктивного пласта. Поэтому уделяют большое внимание обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин. Результаты исследований этого вопроса сконцентрированы в разработанной б. ВНИИКРнефтью специальной методике. Методика регламентирует конструкцию забоя скважины в интервале залегания продуктивного объекта. Эта методика широко используется проектными и производственными предприятиями при проектировании и строительстве нефтяных добывающих скважин. Методика распространяется на вертикальные и наклонные скважины с кривизной ствола в интервале продуктивного объекта до 45° и предусматривает проектирование и строительство скважин с применением выбранных по ней конструкций забоев при наличии серийно освоенных производством технических средств и технологий.

Отличительная особенность методики выбора конструкции забоя – достаточно полный учет всего комплекса факторов, включающих способ эксплуатации объекта, тип коллектора, механические свойства пород продуктивного пласта и условия его залегания.

В настоящее время продолжается работа в области совершенствования конструкций забоев скважин применительно, прежде всего, к осложненным условиям, обусловленным наличием слабосцементированных продуктивных объектов, зон АВПД, близкорасположенных напорных объектов, чередованием пород пласта с различной проницаемостью, необходимостью проведения различных способов интенсификации и др.

В Азербайджане в зависимости от геологических условий и физико-механических характеристик продуктивного пласта конструкции забоев скважин меняются от месторождения к месторождению. Известны конструкции забоев на месторождениях СНГ, в частности Мурадханлы (рис. 4.2), которые изменя-

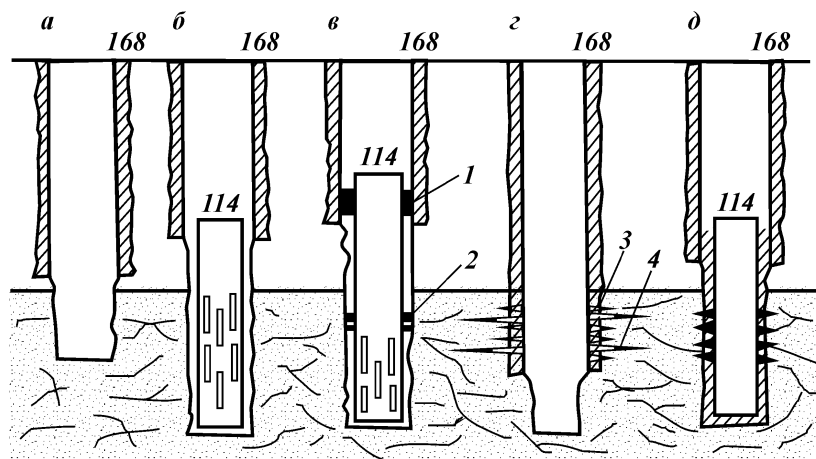


Рис. 4.2. Виды конструкций забоев (а–д) верхнемеловых скважин месторождения Мурадханлы (Азербайджан): 1, 2 – пакеры типа ПМП конструкции ВНИИБТ; 3 – кумулятивная перфорация; 4 – гидropескоструйная перфорация

лись в течение разработки. Так как залежь представлена сложным коллектором с порово-кавернозно-трещиноватым типом высокой проницаемости, то башмак (рис. 4.2, а) эксплуатационной колонны устанавливался вблизи кровли продуктивного пласта, разбуривание которого велось до начала интенсивного поглощения бурового раствора. При спуске в открытую часть ствола скважины фильтра в виде колонны перфорированных труб башмак находился уже на значительном удалении от кровли продуктивного пласта (рис. 4.2, б). Если в первом случае (без фильтра) глубина вскрытия коллектора составляет примерно 30 м, то во втором – в десятки раз больше (при наличии поглощений). В этом случае для создания высоких депрессий на ПЗП и обеспечения дренирования наиболее нефтенасыщенной части пласта применяют пакеры (рис. 4.2, в). Конструкция забоя при использовании перфорации представлена на рис. 4.2, г, д. Недостаточную глубину прострела кумулятивными перфораторами усиливают использованием гидropескоструйной перфорации колонны или интенсифицируют приток нефти гидро-разрывом пласта.

Анализ применения конструкции забоев (см. рис. 4.2) показал, что наименьшие сроки ввода скважин в эксплуатацию наблюдались при схемах рис. 4.2, а, в. Наибольшие дебиты отмечаются в скважинах с открытыми забоями.

Цементирование эксплуатационной колонны в зоне продуктивного пласта приводило к значительному увеличению сроков освоения и существенному снижению дебитов скважин по сравнению со случаем открытого забоя. Яркий пример массивной (нефтяной) залежи с коллектором трещинного типа – месторождение Самгори-Патардзеули в Грузии. Толщина продуктивного пласта 350–600 м, раскрытость каналов и микротрещин 3–8 мкм, макротрещин 150–200 мкм. Аномально низкое пластовое давление (коэффициент аномальности 0,89) обуславливает поглощение бурового раствора, в результате чего бурение частично проходит без выхода циркуляции раствора.

Конструкции забоев скважин представлены на рис. 4.3: открытый ствол (4.3, а) или спуск в интервал открытого ствола нецементируемого хвостовика-фильтра (4.3, б); или, наконец, хвостовик-фильтр (длина фильтра 30–90 м), цементируемый выше фильтровой части (рис. 4.3, в). Эти рекомендации, к сожалению, не всегда выполняются, и обычно используются конструкции закрытого забоя. Учитывая особенности месторождения Самгори-Патардзеули (массивная залежь и коллектор трещинного типа), наиболее приемлемыми следует считать конструкции с открытым забоем.

В объединении “Грознефть” продуктивные пласты верхнемеловых отложений представлены толщей рассеченных трещинами известняков толщиной 300–350 м. В пределах этой

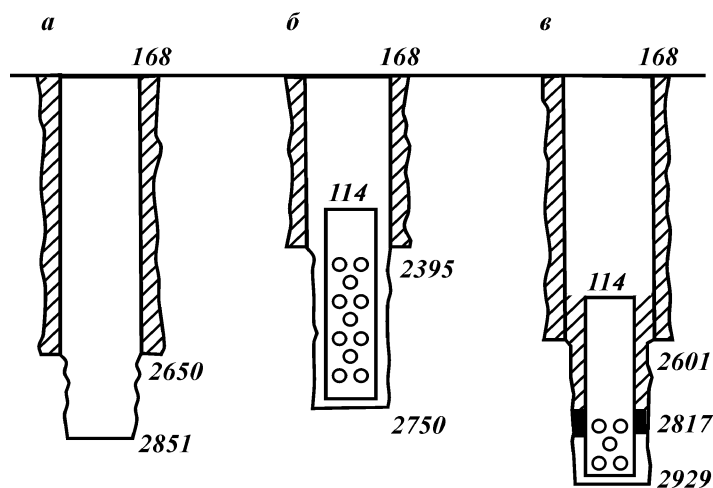


Рис. 4.3. Конструкции забоев скважин в среднеэоценовых отложениях месторождения Самгори-Патардзеули (Грузия)

толщи выделяется шесть характерных участков по величине проницаемости. При вскрытии всего 7–60 м (75 % фонда эксплуатационных скважин) дебиты составляют 30–4000 т/сут. При разработке этих залежей применяется шесть типов конструкций забоев (рис. 4.4). Во всех случаях ствол бурят до кровли продуктивного пласта и обсаживают 168-мм эксплуатационной колонной. Затем вскрывают продуктивный пласт.

Наибольшее распространение получила конструкция забоя, представленная на рис. 4.4, *г*. Она обеспечивает значительную мощность (120–450 м) открытого ствола скважины. Хвостовик-фильтр имеет отверстия или по всей длине, или в отдельных интервалах. Конструкция, приведенная на рис. 4.4, *а*, характеризуется 114-мм хвостовиком до забоя с последующим цементированием; иногда эту колонну спускают до кровли нижней пачки с последующим цементированием, остальная часть – открытый ствол (рис. 4.4, *б*). Вариант этой конструкции: в нижней части – фильтр из хвостовика, спущенного до забоя (рис. 4.4, *в*).

Вариант, представленный на рис. 4.4, *д*, предусматривает весь ствол ниже башмака 168-мм эксплуатационной колонны открытым, а вариант, представленный на рис. 4.4, *е* – частично открытым. Определяющие факторы при выборе варианта конструкции забоя скважины – сложность освоения скважины, трудоемкость проведения изоляционных работ в случае появления пластовой воды, а также обеспечение устойчивости призабойной зоны при значительных депрессиях.

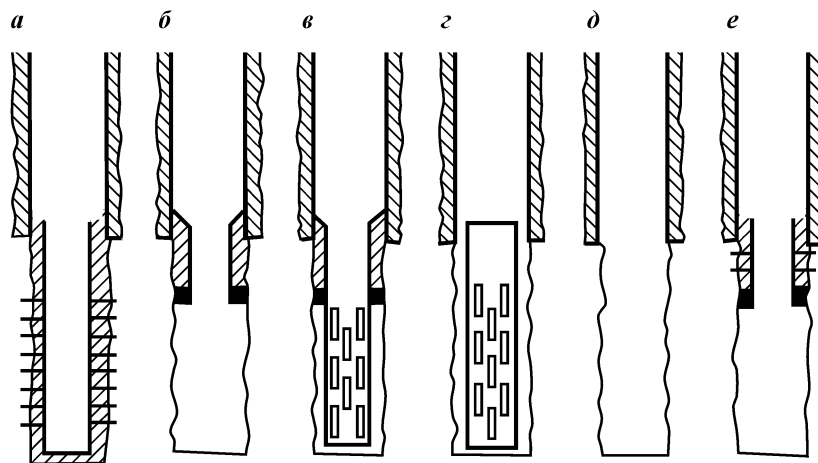


Рис. 4.4. Конструкции забоев верхнемеловых скважин месторождений б. ЧИАССР

В сводовых и присводовых скважинах, где развита трещиноватость, 83,3 % скважин с открытым забоем начинают фонтанировать сразу после замены бурового (глинистого) раствора на воду. И только 16,7 % скважин требуют солянокислотных обработок.

При первом варианте конструкции забоя (см. рис. 4.4, *a*) такая обработка ПЗП требуется в 60 % скважин, что объясняется загрязнением пласта при цементировании.

Однако в скважинах с открытым забоем не удается ликвидировать обводнения, поэтому, как считают некоторые специалисты, конструкции, представленные на рис. 4.4, *a–в, е*, имеют преимущества.

Анализ материалов объединения “Грознефть” показал, что конструкции с открытым забоем (см. рис. 4.4, *б–е*) эффективны при вызове притока нефти в том случае, когда коллектор имеет развитую трещиноватость с трещинами большой протяженности и раскрытости. В случае близко расположенных подошвенных вод целесообразно применять конструкции смешанного типа (см. рис. 4.4, *б, в, е*).

Отложения баженовской свиты Салымского месторождения со своими уникальными характеристиками могут считаться коллекторами нового (ранее не встречавшегося) типа: свита относится к верхнеюрским отложениям, представлена глинистыми породами при чередовании тонких прослоев и линз карбонатных и кремнистых образований. Коллекторы представлены листовыми микрослоистыми глинами с широкоразвитыми микротрещинами.

При практикуемом вскрытии буровой раствор, и особенно его фильтрат, по системе трещин проникает столь глубоко, что пласт оказывается пропитанным фильтратом.

Опыт заканчивания скважин на Салымском месторождении показывает, что для баженовской свиты наиболее рациональна конструкция с открытым забоем.

С осыпями пород приходится мириться, хотя они и нарушают нормальную работу скважин. Анализ промысловых данных показывает, что если расстояние от башмака эксплуатационной колонны не превышает 9–27 м, то процессы вызова притока и последующей эксплуатации проходят нормально. Если же это расстояние возрастает в 3 раза, то наблюдаются интенсивные осыпи. Практика выработала следующие четыре типа конструкций забоев скважин (рис. 4.5).

После уточнения геологического строения залежи и изучения причин осложнений перешли с конструкций, представленных на рис. 4.5, *a, б*, на конструкции забоев скважин, приве-

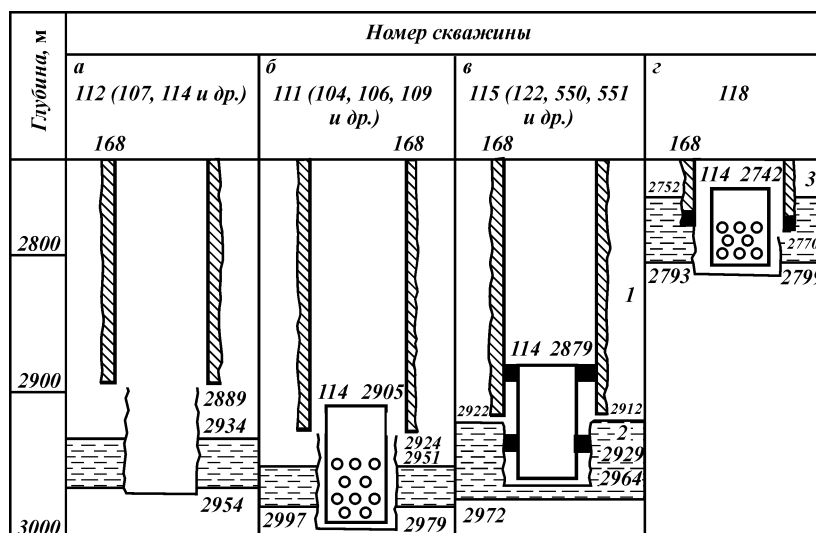


Рис. 4.5. Конструкции забоев (а–г) скважин на Салымском месторождении: 1, 2, 3 – пакеры соответственно ПМП-142, ПМП-140, ПДМ-195

денные на рис. 4.5, в. Здесь уже применяют пакеры для изоляции продуктивного пласта от сыпучих пород и исключения перетоков пластового флюида. Если башмак 168-мм колонны располагается у кровли баженовской свиты или непосредственно в пласте, то его оборудуют заколонным пакером, чтобы избежать закупоривания цементным раствором (рис. 4.5, г).

Вопросы предотвращения разрушения слабосцементированных пород ПЗП при эксплуатации нефтяных и газовых скважин остаются актуальными и в настоящее время.

Промысловый опыт показывает, что рациональный путь борьбы с выносом песка – это установка фильтров. Они бывают различных конструкций: проволочные, щелевые, гравийные и др. Эффективным способом также является закрепление пород в ПЗП путем применения различных материалов: портландцементных смесей с добавками и наполнителями, смол и других органических материалов с наполнителями, химических растворов и т.д.

Существует несколько типов конструкций забоев скважин, предотвращающих вынос песка или снижающих его интенсивность и объем (рис. 4.6, а–д). Выбирают их с учетом прочности пород, технико-технологических и геологических условий. Сетчатые и проволочные фильтры быстро разрушаются агрес-

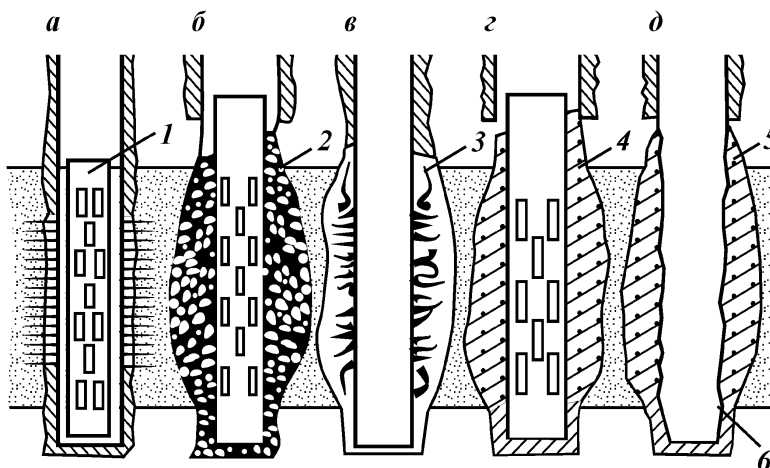


Рис. 4.6. Конструкции забоев (а–д) скважин, предотвращающие вынос песка: 1, 2 – забойный и гравийный фильтры; 3 – центратор; 4 – расширенная часть ствола скважины; 5 – проницаемый тампонажный состав; 6 – открытая поверхность искусственного фильтра

сивными пластовыми водами. Наиболее надежными считают гравийные фильтры. Их применение в 85–95 % случаев дает положительные результаты, однако они не предотвращают разрушения пород продуктивного пласта. В процессе их использования гравий в фильтре оседает и в скважину начинает поступать песок.

4.3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

4.3.1. ОТКРЫТЫЙ ЗАБОЙ

Низкая проницаемость прочных коллекторов – залог успешного выбора конструкции скважин с открытым забоем. Сюда же следует отнести условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка (в случае нефтяной залежи). Часто конструкция открытого забоя скважин предусматривает (в случае пористых и трещиноватых коллекторов) наличие пакеров. Они устанавливаются на перфорированном хвостовике, который не цементируется.

Использование конструкции открытого забоя скважины

предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа: коллектор по своим геолого-физическим характеристикам не может быть зацементирован без резкого и значительного ухудшения его коллекторских свойств в ПЗП.

Конструкция открытого забоя предусматривает отдельный способ эксплуатации. Коллектор должен сохранять устойчивость при создании депрессии на пласт.

Устойчивость породы в призабойной зоне скважины определяют для следующих случаев.

1. Из пласта извлекается жидкость или газ:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H - p_{пл}) + (p_{пл} - p)], \quad (4.2)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород коллектора при одноосном сжатии (определяется экспериментально), МПа; H – глубина залегания коллектора, м; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; p – давление столба жидкости на забое скважины, МПа; g – ускорение силы тяжести, м²/с; ρ – средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³,

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n G \rho_i h_i}{H}; \quad (4.3)$$

ρ_i – плотность горных пород i -го пласта, кг/м³; h_i – толщина i -го пласта, м; n – число пластов; ξ – коэффициент бокового распора горных пород,

$$\xi = \nu / (1 - \nu); \quad (4.4)$$

ν – коэффициент Пуассона коллектора.

2. Жидкость нагнетается в пласт:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H - p_{пл}) + (p' - p_{пл})], \quad (4.5)$$

где p' – забойное давление при нагнетании жидкости ($p' > p$), МПа.

3. Движение жидкости отсутствует:

$$\sigma_{сж} \geq 2\xi(\rho g H - p_{пл}). \quad (4.6)$$

В табл. 4.1 приведены значения ν для основных горных пород.

Рассчитаем устойчивость стенки скважины с открытым забоем.

Примем, что извлечение жидкости из продуктивного песчаника, залегающего на глубине 1500 м, имеющего прочность

Т а б л и ц а 4.1

Средние значения коэффициентов Пуассона для некоторых горных пород

Порода	Коэффициент Пуассона	Порода	Коэффициент Пуассона
Глины пластичные	0,41	Известняки	0,31
Глины плотные	0,30	Песчаники	0,30
Глинистые сланцы	0,25	Песчаные сланцы	0,25

при одноосном сжатии $\sigma_{сж} = 30$ МПа и пластовое давление 15,5 МПа, предполагают вести при депрессии 2 МПа, а средняя плотность горных пород по разрезу скважины составляет 2250 кг/м³.

При заданных условиях давление жидкости на забой в период эксплуатации

$$p = 15,5 - 2,0 = 13,5 \text{ МПа.}$$

Из табл. 4.1 найдем $\nu = 0,30$, после чего по формуле (4.4) вычислим

$$\xi = 0,3 / (1 - 0,3) = 0,43.$$

Определим условие прочности стенок скважины по выражению (4.5)

$$\sigma_{сж} = 30 \text{ МПа} > 2[0,43(10^{-6} \cdot 2250 \cdot 9,8 \cdot 1500 - 15,5) + (15,5 - 13,5)] = 19,1 \text{ МПа.}$$

Удовлетворение данного условия указывает на возможность эксплуатации скважины открытым забоем.

Затем сравнивают условия залегания продуктивного горизонта и его физико-механические свойства (см. приведенный выше пример).

При устойчивом и неустойчивом коллекторе, если $\text{grad } p_{пл} \geq 0,1$ МПа/10 м, а собственно коллектор имеет поровую проницаемость $k_{п} \geq 0,1$ мкм² или трещинную проницаемость $k_{т} > 0,01$ мкм², применяют конструкцию открытого забоя, показанную на рис. 4.1, а.

Если коллектор обладает низкой поровой или трещинной проницаемостью ($k_{п} < 0,01$ мкм², $k_{т} < 0,01$ мкм²), а $\text{grad } p_{пл} \geq 0,1$ МПа/10 м, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя, представленную на рис. 4.1, б, а при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя, показанную на рис. 4.1, в.

При аномально низком пластовом давлении ($\text{grad } p_{пл} \leq$

$\leq 0,1$ МПа/10 м) независимо от величины проницаемости пород продуктивного объекта при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида рис. 4.1, б; при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя вида рис. 4.1, з.

При создании конструкции забоя вида рис. 4.1, б до кровли продуктивного пласта спускают и цементируют эксплуатационную колонну, а вскрытие объекта производят с учетом пластового давления, поровой и трещинной проницаемости коллектора. При $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1$ МПа/10 м, $k_{\text{п}} < 0,1$ мкм² или $k_{\text{т}} < 0,01$ мкм² применяют специальные буровые растворы (растворы на нефтяной основе, пены и др.). Перед вызовом притока в случае необходимости производят обработку призабойной зоны пласта (солянокислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.).

В случае заканчивания скважины с конструкцией забоя вида рис. 4.1, в при $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1$ МПа/10 м, $k_{\text{п}} \geq 0,1$ мкм² или $k_{\text{т}} \geq 0,01$ мкм² вскрытие продуктивного объекта осуществляют совместно с вышележащими отложениями, до забоя спускают эксплуатационную колонну, оборудованную в нижней части фильтром, и скважину цементируют с подъемом тампонажного раствора от кровли продуктивного пласта, для чего используют пакеры типа ПДМ конструкции ВНИИБТ.

Технология создания конструкции забоя, показанной на рис. 4.1, з, идентична таковой при заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанной на рис. 4.1, б. Дополнением ее является перекрытие неустойчивого порово-трещинного коллектора хвостовиком-фильтром. В случае, если кровля продуктивного объекта сложена неустойчивыми породами и не перекрыта эксплуатационной колонной, при установке хвостовика-фильтра используют заколонные пакеры ВНИИБТ, ТатНИПИнефти и других изготовителей, располагаемые в неперфорированной его части у кровли продуктивного горизонта и в башмаке эксплуатационной колонны с целью предупредить обрушения стенок скважины и зашламления открытого ствола.

4.3.2. ЗАБОЙ СМЕШАНОГО ТИПА

Конструкции забоя смешанного типа используются в однородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; при наличии близко расположенных напорных горизонтов или газовой шапки у кровли пласта, а также низких значениях поровой или трещинной проницаемости пород (соответственно $k_{\text{п}} < 0,01$ мкм² или $k_{\text{т}} < 0,01$ мкм²); если коллектор сложен прочными породами, сохраняющими устойчивость при создании депрессии на пласт при эксплуата-

ции скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивных объектов.

Выбор конструкции забоя смешанного типа предусматривает соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта с учетом его физико-механических свойств; оценку по выражению (4.5) устойчивости пород призабойной зоны пласта. При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида рис. 4.1, *д*, а при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя вида рис. 4.1, *е*.

Технологии создания конструкций забоев вида рис. 4.1, *д* и *е* по существу аналогичны. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей мощности продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близко расположенных у кровли пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорируют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости осуществляют обработку призабойной зоны пласта. В отличие от конструкции забоя, показанной на рис. 4.1, *а*, в конструкции вида рис. 4.1, *е* забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или порово-трещинного типа, перекрывают потайной колонной-фильтром.

4.3.3. ЗАКРЫТЫЙ ЗАБОЙ

Конструкции с закрытым забоем применяют для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близко расположенные пласты в неоднородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, в котором отмечается чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями, в случае, если коллектор характеризуется высокими значениями поровой k_p или трещинной k_t проницаемости пород ($k_p > 0,1$ мкм² или $k_t > 0,01$ мкм²), а также для обеспечения совместной, раздельной или совместно-раздельной эксплуатации объектов.

При выборе конструкции закрытого забоя (см. рис. 4.1, *а*) устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта общепринятым положениям.

Расчет основных элементов конструкции закрытого забоя производится в соответствии с действующими руководящими документами.

При заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанного на рис. 4.1, *a*, продуктивный объект вскрывают совместно с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, до забоя спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическую связь с пластом осуществляют, применяя кумулятивную, пулевую или гидропескоструйную перфорацию.

4.3.4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА

Эта конструкция забоев применяется для предотвращения выноса песка в слабосцементированном коллекторе, представленном мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками и характеризующемся разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Допустимую депрессию на слабосцементированный пласт в конструкции забоя, показанной на рис. 4.1, *ж*, определяют из выражения

$$\Delta p \leq \frac{C \varepsilon r_c \text{th}(R_k / r_c)}{6\sqrt{k}}, \quad (4.7)$$

где C – сила сцепления горных пород, МПа; ε – коэффициент проточности поровых каналов,

$$\varepsilon = m_s / m_n; \quad (4.8)$$

R_k – радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния до ближайшей эксплуатационной скважины, м; r_c – радиус скважины, м; k – проницаемость, мкм²; m_s – эффективная пористость; m_n – полная пористость.

Значение параметра C слабосцементированных пород колеблется в пределах 0,2–1,4 МПа. Среднее значение параметра $C = 0,5 \div 1,0$ МПа.

Примем $r_c = 0,1$ м, $R_k = 200$ м, $k = 0,2$ мкм², $m_s = 24$ %, $m_n = 26$ %, $C = 1$ МПа.

Допустимая депрессия на пласт составит

$$p = \frac{1 \cdot 24 \cdot 0,1 \text{th}(200 / 0,1)}{26 \cdot 6\sqrt{0,2}} = 0,26 \text{ МПа.}$$

Ширину щелей забойного фильтра выбирают по условию

Т а б л и ц а 4.2

Результаты расчета песка

Размеры ячеек сит, мм	Частные остатки на ситах		Полные остатки на ситах, %
	часть	%	
1,2	25	265	265
0,6	25	2,5	5
0,3	50	5	10
0,15	400	40	50
< 0,15	500	50	–

$$a_1 = 3d_1 + d_2, \quad (4.9)$$

где d_1, d_2 – соответственно размеры наиболее мелких и наиболее крупных зерен пластового песка, мм.

Применяют и проницаемый полимерный тампонажный состав Контарен-2.

Материал включает состав ТС-10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия), и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала при сжатии не ниже 6 МПа, а после вымывания из него соли 3,5–5,0 МПа; соответственно проницаемость камня 0,12–0,20 и 1–5 мкм². Вымывание солевого наполнителя осуществляют при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5–1,0 % из расчета 1–2 м³ на 1 м интервала перфорации. Материал устойчив к воздействию кислот и не разрушается при температурах до 200 °С.

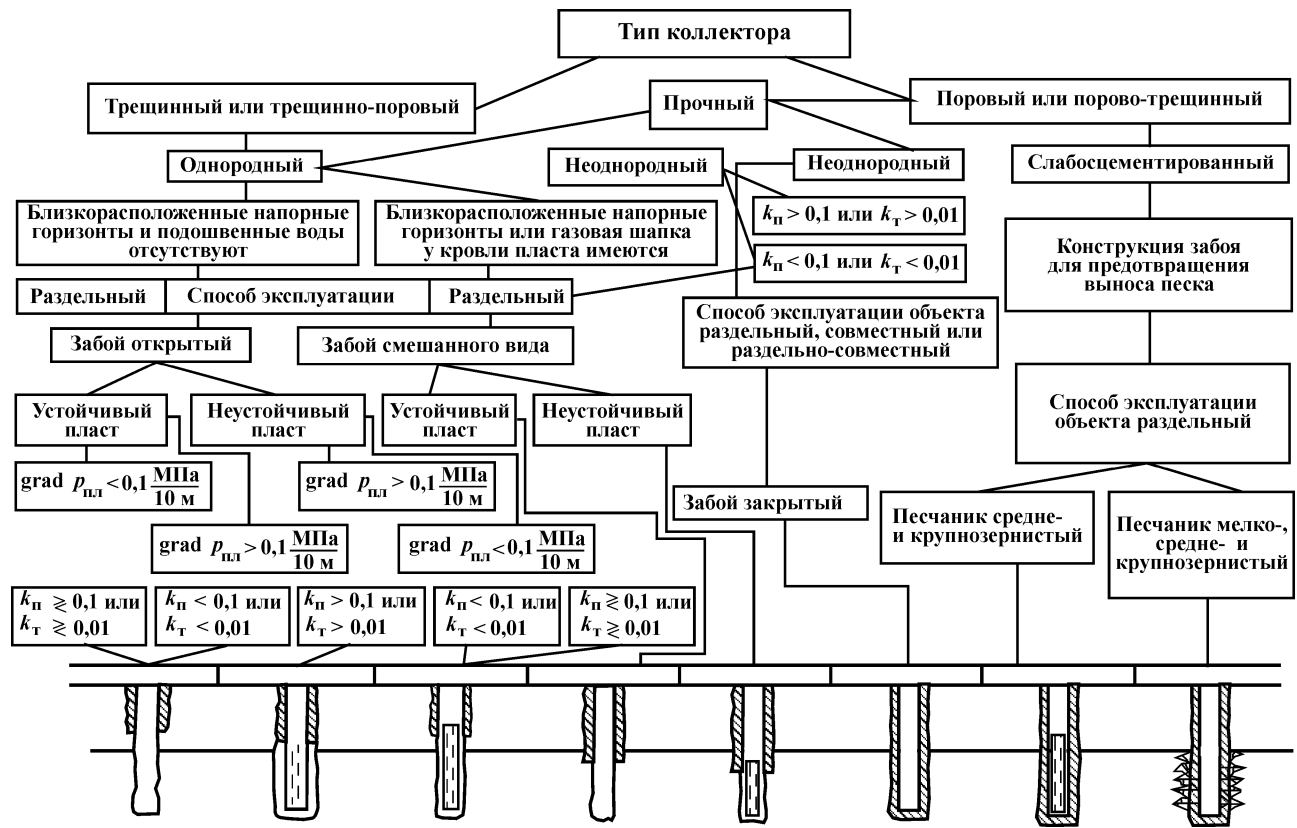
Выбор конструкции забоя для предотвращения выноса песка производят в следующем порядке. Устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта. Определяют средний фракционный состав пластового песка по следующей схеме.

Просушивают в сушильном шкафу до постоянного значения пробу песка массой 1,2–1,5 кг, из которой отбирают 1 кг песка и производят его рассев на ситах с размерами ячеек 1,2; 0,6; 0,3 и 0,15 мм, фиксируя при этом частные и полные остатки на ситах. Результаты отсева вносятся в табл. 4.2 аналогично тому, как показано в приводимом ниже примере.

По формуле (4.1) определяют средний размер песка:

$$d_{cp} = 0,5 \sqrt[3]{\frac{50}{11 \cdot 40 + 1,37 \cdot 5 + 0,171 \cdot 2,5 + 0,02 \cdot 2,5}} = 0,24 \text{ мм.}$$

Рис. 4.7. Схема выбора конструкции забоя скважин



Песок является мелкозернистым.

В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используют конструкцию забоя вида рис. 4.1, ж. В скважинах с мелкозернистым песчаником применяют только конструкцию забоя вида рис. 4.1, з, которая может быть использована в скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкция забоя вида рис. 4.1, ж включает зацементированную эксплуатационную колонну и забойный фильтр (щелевой, с проволочной обмоткой, металлокерамический, титановый), установленный в интервале перфорации. Предельно допустимую депрессию на пласт при эксплуатации скважины определяют согласно условию (4.8). Ширину щелей забойного фильтра устанавливают в соответствии с формулой (4.9).

Конструкция забоя вида рис. 4.1, з отличается от предыдущей конструкции тем, что забойный фильтр не устанавливают, а вынос песка предотвращают путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала Контарен-2. Для этого после перфорации колонны осуществляют вызов притока, отработывают скважину в течение 1–5 сут., проверяют приемистость пласта и закачивают на поглощение тампонажный состав Контарен-2. Предельно допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом Контарен-2 не должна превышать 3 МПа.

Общая схема выбора конструкции забоя скважины для различных типов коллекторов с учетом влияния основных факторов приведена на рис. 4.7.

4.4. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

При заканчивании (освоении) и особенно при эксплуатации скважин, продуктивные коллекторы которых представлены слабосцементированными породами, часто наблюдается вынос песка. В скважине образуются песчаные пробки. По М. Маскету, при образовании песчаных пробок, проницаемость которых в 200 раз больше проницаемости пласта, дебит нефти тем не менее снижается на 34 %. Этот песок содержит до 5 % нефти, и при его удалении возникают проблемы – загрязняется окружающая среда. Песок отлагается в трубопроводах, наземном оборудовании, эродировать его. Этот вид осложнений почти повсеместен. Только на месторождениях Азербайджана ежегодно по этой причине проводят около 100 тыс. ремонтов и более 200

скважин ежегодно выводится из действующего фонда. По зарубежным публикациям, вынос песка является важной проблемой, особенно в таких нефтедобывающих регионах, как Калифорния, северная часть Мексиканского залива (США), Канада, Венесуэла, Тринидад, Западная Африка, Индонезия и др.

Эта проблема существует и в России, а при разработке месторождений на заключительной стадии она приобретает первостепенное значение.

Вынос песка – причина образования каверн и смятия колонн.

Особую актуальность эта проблема приобрела с развитием термических методов добычи высоковязких нефтей: снижается вязкость нефти, повышается ее текучесть. В этом случае рыхлые коллекторы теряют цементирующее связывающее вещество – вязкую нефть. При плановых и аварийных остановках, когда нагнетание теплоносителя прекращается, обратный поток теплоносителя поступает в нагнетательные скважины и выносит механические примеси. Это также приводит к образованию песчаных пробок в скважинах и препятствует нормальной закачке теплоносителя.

Существующие методы эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлениями, можно условно разделить на две группы: 1) эксплуатация скважин с выносом песка из пласта; 2) предотвращение выноса песка из пласта.

В первой группе разработаны способы ликвидации песчаных пробок, а также мероприятия по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность: применение полых штанг, спуск хвостовиков в пределы продуктивной зоны, подлив жидкости и т.п. Для борьбы с абразивным износом подземного оборудования созданы всевозможные конструкции сепараторов, якорей и других защитных устройств. Основной недостаток метода – разрушение призабойной зоны пласта.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину.

Наиболее простым является способ ограничения отборов жидкости из скважины, позволяющий уменьшить поступление песка в скважину, однако при этом резко сокращаются дебиты нефти.

Более рациональным представляется крепление пород пласта в призабойной зоне скважин, для чего применяют химические, физико-химические и механические методы и их комбинации.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород вяжущими и цементирующими веществами:

смолами, цементом с соответствующими наполнителями, пластмассами и т.д. Их эффективность определяется обеспечением после крепления достаточной устойчивости пород без значительного ухудшения их коллекторских свойств.

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых высоковязких нефтей.

Наиболее простыми и доступными методами являются механические, получившие наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции.

4.4.1. ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ ФИЛЬТРЫ

Определились три основных направления в технологии оборудования скважин противопесочными фильтрами (механический метод).

1. Оборудование обсаженных добывающих скважин вставными фильтрами. Фильтр, как правило, устанавливают на забое скважины в интервале перфорации с пакером, находящимся выше верхних отверстий интервала перфорации. Разновидностью данной технологии является вариант поднасосной установки противопесочного фильтра. В этом случае достигается защита глубинно-насосного оборудования, но не предотвращается вынос механических примесей из призабойной зоны.

2. Создание гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. Скважина работает с открытым стволом, в расширенном интервале которого установлен противопесочный фильтр. Между фильтром и пластом закачивают гравий, который состоит из крупнозернистого отсортированного кварцевого песка.

3. Предотвращение пескопроявлений в паронагнетательных скважинах. Здесь конструкция фильтров имеет отличия, связанные с особенностями работы паронагнетательных (пароциклических) скважин.

Во всех приведенных технологиях основным звеном является фильтр-каркас.

Анализ работы противопесочных фильтров, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью и используемых в нефтепромысловой практике, показал, что они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

обладать необходимой механической прочностью и доста-

точной устойчивостью против коррозии и эрозионного воздействия;

обеспечивать создание надежной гидродинамической связи с пластом и суффозийную устойчивость пород в призабойной зоне;

позволять проводить механическую или химическую очистку фильтра (регенерацию) без извлечения его из скважины.

Применяют различные конструкции фильтров: блочного типа; с круглыми и щелевыми отверстиями, расположенными в вертикальных и горизонтальных плоскостях; с фильтрующей поверхностью из сеток.

Наиболее эффективными считаются каркасные фильтры с горизонтальными щелями, у которых меньше сопротивление и влияние интерференции отверстий.

Основными параметрами фильтра, определяющими размер выносимых частиц, являются при прочих равных условиях размер и форма фильтрационных отверстий и геометрия элементов фильтрующей оболочки. Размеры проходных отверстий зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра. Единого мнения в выборе размера отверстий (щелей) пока не существует.

Экспериментальные работы позволяют сделать следующие выводы.

1. При подборе противопесочных фильтров для скважин с обсаженным стволом необходимо ориентироваться не только на фракционный состав пластового песка с целью определения оптимального размера щели, но и также для формирования естественной набивки из пластового песка с высокой проницаемостью в системе пласт – перфоканал требуется учитывать величину кольцевого зазора между фильтром и обсадной колонной.

2. Сравнительный анализ проволочных фильтров с круглым и трапециевидальным профилем фильтрующей обмотки показал, что гидродинамические параметры лучше у фильтров с круглым профилем проволоки, а пескоудерживающие характеристики, в том числе сводообразование, – у фильтров с трапециевидальным профилем проволоки.

3. Противопесочные фильтры с титановыми фильтроэлементами показали хорошие результаты в условиях, имитирующих пласты с содержанием глинистых частиц не более 10 %.

4. Фильтры с элементами из металлорезины рекомендованы к использованию в паронагнетательных скважинах и при пароциклической обработке скважин.

Наиболее эффективный и перспективный механический способ предотвращения пескопроявлений – создание гравийных

фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. Сущность технологии заключается в следующем. Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого проводятся расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учетом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и фильтром. Важное значение имеет правильный подбор диаметра гравия. Анализ отечественных и зарубежных работ показал, что оптимальным является соотношение

$$d_{гр} = (5 \div 6)D_{50},$$

где $d_{гр}$ – диаметр гравия; D_{50} – диаметр зерен 50% -ной фракции кривой механического состава пластового песка.

За рубежом для этого способа имеются различные технологии намыва гравия, разработаны жидкости, не снижающие продуктивности пласта, выпускается серийное оборудование для расширения продуктивных интервалов пластов и регенерации фильтров без извлечения их на поверхность, дающее возможность заменять гравий в случае необходимости. Выпускают высококачественные сварные фильтры из нержавеющей профилированной проволоки трапецеидального сечения, которые могут быть использованы как самостоятельно в качестве вставных фильтров, так и в качестве каркасов гравийных фильтров.

Наибольших успехов в создании техники и технологии предотвращения пескопроявлений с помощью гравийных фильтров за рубежом достигли фирмы “Тип Петролеум”, “Лайенс”, “Локомэтик” (США), “Нагаока” (Япония), “Шлюмберже” (США – Франция) и др.

Проведенные работы показали достаточно высокую эффективность и работоспособность гравийных фильтров, что создало предпосылки для разработки упрощенной и более надежной отечественной технологии создания гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением.

ВНИПИтермнефтью была разработана технология предотвращения пескопроявлений в добывающих скважинах с помощью противопесочных фильтров с гравийной набивкой применительно к условиям месторождения Каражанбас.

Характеристика технологического процесса

Способ эксплуатации	Фонтанный и механизированный
Способ воздействия на пласт	Термический
Глубина скважины, м	300–350
Давление пластовое, МПа	3,0–4,2
Толщина пласта, м	10–30

Температура пласта, °С	25–200
Депрессия на пласт, МПа	0,3–3,0
Число перекрываемых продуктивных интервалов	1–2
Вид забоя	Открытый
Динамическая вязкость нефти, Па·с	0,3–1,0
Плотность нефти, кг/м ³	920–940
Обводненность продукции, %	0,3–99,5

Технология включает следующие основные операции:

- бурение скважины и крепление ствола до кровли пласта;
- вскрытие продуктивного пласта долотом меньшего диаметра;
- проведение комплекса промыслово-геофизических работ, выделение интервала расширения ствола скважины, отбор керна из продуктивного интервала и определение гранулометрического состава песка;
- расширение (увеличение диаметра) ствола скважины в выбранном продуктивном интервале, кавернометрия и определение объема расширенной части;
- определение количества гравия для намыва фильтра, выбор диаметра гравия;
- замена бурового раствора в стволе скважины на жидкость намыва, спуск компоновки фильтра и подвеска его с расчетом перекрытия каркасом фильтра расширенного интервала (рис. 4.8, а, б);
- подготовка наземного оборудования;
- намыв гравия;
- контроль качества намытого фильтра;
- освоение скважины.

Особенность разработанной технологии – намыв гравия по затрубному пространству. При этом гравий засыпается в емкость смесителя 2 (рис. 4.9), насосом подается жидкость намыва, гравийно-жидкостная смесь под давлением поступает в затрубное пространство через устьевую головку 1 (см. рис. 4.8). На каркасе фильтра 9 гравий отфильтровывается и остается на забое, а жидкость по трубам возвращается на поверхность через вертлюг 4 (см. рис. 4.9) и по трубопроводу 5 поступает в емкость 6 и далее на прием насоса. В отличие от технологии намыва по трубам в этом случае отсутствует такое оборудование, как комбинированный инструмент и циркуляционная муфта. Устраняется опасность прихвата комбинированного инструмента в циркуляционной муфте при закачке гравия.

При установке компоновки фильтра в расширенном интервале применена более простая конструкция пакера, позволяющая работать в скважинах с различной толщиной стенки обсадной колонны.

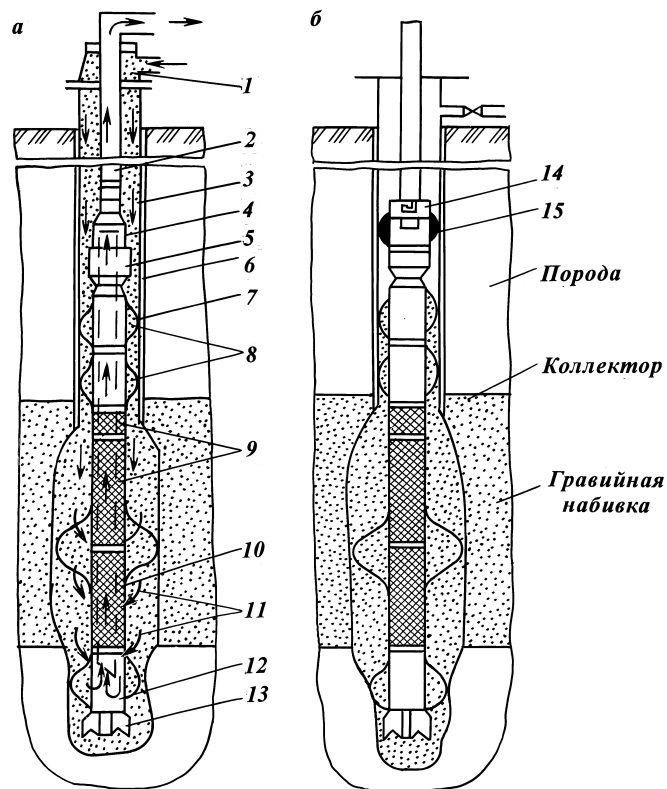


Рис. 4.8. Схемы оборудования скважины при намыве гравийного фильтра без пакера (а) и с пакером (б):

1 – промывочная устьевая головка; 2 – НКТ или бурильные трубы; 3 – обсадная колонна диаметром 168 мм; 4 – переводник с левой резьбой; 5 – нипель-переводник пакера; 6 – переводник; 7 – пружинный центратор; 8, 12 – НКТ диаметром 89 мм; 9 – секция фильтра; 10 – НКТ диаметром 48 мм; 11 – зона гидродинамического уплотнения гравия; 13 – башмак-заглушка; 14 – захватное приспособление; 15 – пакер

Один из основных показателей качества выполненной гравийной набивки – ее плотность. Обычно уплотнение набивки осуществляется путем вибрационного воздействия на хвостовик фильтра, что связано с повышением трудоемкости работ. Существенной особенностью разработанной технологии является гидродинамическое уплотнение гравийной набивки, осуществляемое путем прокачки жидкости через слой гравия. При этом внутри секций фильтра 9 (см. рис. 4.8) до заглушки-башмака 13 спускается труба 10.

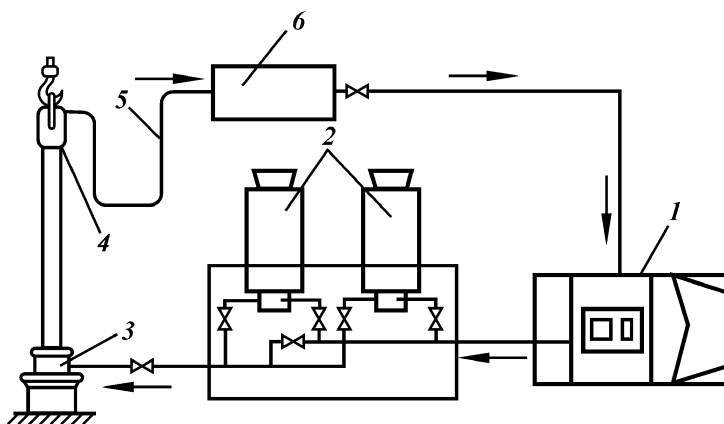


Рис. 4.9. Схема обвязки наземного оборудования:
 1 – цементировочный агрегат ЦА-320; 2 –
 смешительная установка; 3 – промывочная
 устьевая головка; 4 – вертлюг; 5 – шланг; 6 –
 емкость

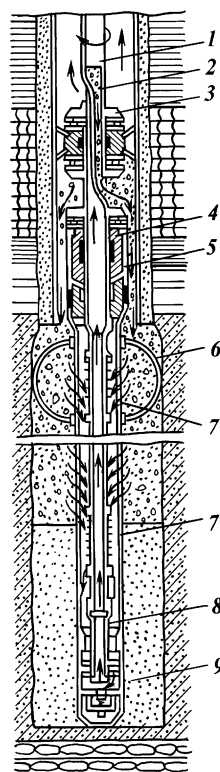


Рис. 4.10. Схема создания гравийного филь-
 тра по способу фирмы “Би энд Дабл Ю”

Жидкость, отфильтрованная от гравия, проходит по кольцевому пространству между трубой 10 и внутренней поверхностью секции фильтра 9. Площадь поперечного сечения его очень мала, поэтому часть жидкости проходит по слою гравия и уплотняет набивку.

Технологией предусматривается создание резерва закачиваемого гравия не менее 10 % его расчетного количества. Резерв предназначен для предотвращения нарушения сплошности гравийной набивки в результате уплотнения гравия и выноса части пластового песка в процессе освоения скважин.

По данной технологии были оборудованы 15 добывающих скважин месторождения Каражанбас и 2 скважины месторождения Кенкияк, которые работают устойчиво, со значительным сокращением выноса механических примесей по сравнению со скважинами, не оборудованными гравийным фильтром.

Результаты работы некоторых скважин приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Результаты применения новой технологии по борьбе с пескопроявлениями

Номер скважины	Дата установки фильтра	Средний дебит скважин, т/сут	Количество механических примесей, %		Обводненность,	Число ремонтов, связанных с пескопроявлением	Месторождение
			1985 г.	1986 г.			
2016	08.09.83	5,8	0,02	0,01	68,0	Нет	Кенкияк
2018	02.10.83	10,1	0,03	0,01	12,5	“	“
487	05.05.84	3,0	Следы	Следы	0,56	“	Каражанбас
450	11.09.84	5,0	“	“	0,28	“	“
433	11.11.84	4,8	“	“	0	“	“
377	01.11.85	5,8	0,07	0,07	0	“	“
714	01.11.85	2,4	–	0,02	–	“	“
379	01.10.85	2,7	–	0,08	–	“	“
537	12.10.83	2,1	Следы	Следы	0	“	“
3527	05.06.81	1–1,5	“	“	–	“	Хорасаны

*Вынос механических примесей по скважинам-аналогам, не оборудованным гравийными фильтрами, составил по месторождениям: Кенкияк – 0,4 %; Каражанбас – 0,3–0,4 %; Хорасаны – 0,6 %.

Компания “Би энд Дабл Ю” (США) разработала способ гравийной набивки, а также наземное и внутрискважинное оборудование (рис. 4.10). Для создания такого фильтра проводят следующие операции. В скважину, ствол которой расположен в зоне продуктивного пласта, спускают перфорированный хвостовик 8 со щелями размером, подобранным в зависимости от размеров частиц гравия и песка. Хвостовик оснащают центраторами 6 и устанавливают в скважине концентрично. На бурильных трубах 1 закреплены пакерующий элемент 3 с парными подшипниками, специальная подвеска 4 и полый вал 5 с вибраторами 7, располагаемыми в хвостовике через каждые 18 м, начиная от низа колонны. Благодаря пакерующему элементу достигается герметизация кольцевого пространства при вращении бурильных труб и вала с вибраторами. В пределах пакера внутренняя полость бурильных труб разделена так, чтобы можно было направить поток жидкости с гравием за потайной колонной. Гравий 9 осаждается, а жидкость-носитель через щели фильтра поступает в вал с вибраторами, поднимается вверх и через отверстие 2 над пакером выходит в кольцевое пространство. Вибраторы способствуют уплотнению гравия за хвостовиком.

Окончание заполнения затрубного пространства отмечается повышением давления в стояке. После этого снижают давление в пакере, промывают скважину и удаляют излишки гравия. Из скважины извлекают бурильный инструмент с пакером, подвеской и вибраторами. По данным фирмы, способ создания гравийного фильтра в отдельных случаях способствует увеличению дебита скважин в 30 раз и предотвращает вынос песка с размером частиц более 25 мкм.

Эффективность работы гравийного фильтра зависит от соотношения между размерами гравия и зерен пластового песка. Ранее считалось, что максимальный размер гравия должен быть в 10 раз больше размера зерен пластового песка, соответствующего 10% -ному остатку при ситовом анализе. В дальнейшем пришли к выводу, что минимальный размер гравия должен быть в 4 раза, а максимальный – в 6 раз больше размера зерен пластового песка, соответствующего 10% -ному остатку при ситовом анализе.

При соотношении средних размеров гравия и зерен песка более 14 песок проходит через фильтр, не задерживаясь. Эрозия внутрискважинного оборудования в этом случае резко возрастает. Снижение проницаемости гравийной набивки наблюдается при соотношении указанных размеров в пределах 6–14, поэтому данное соотношение рекомендуется принимать равным 5–6.

a

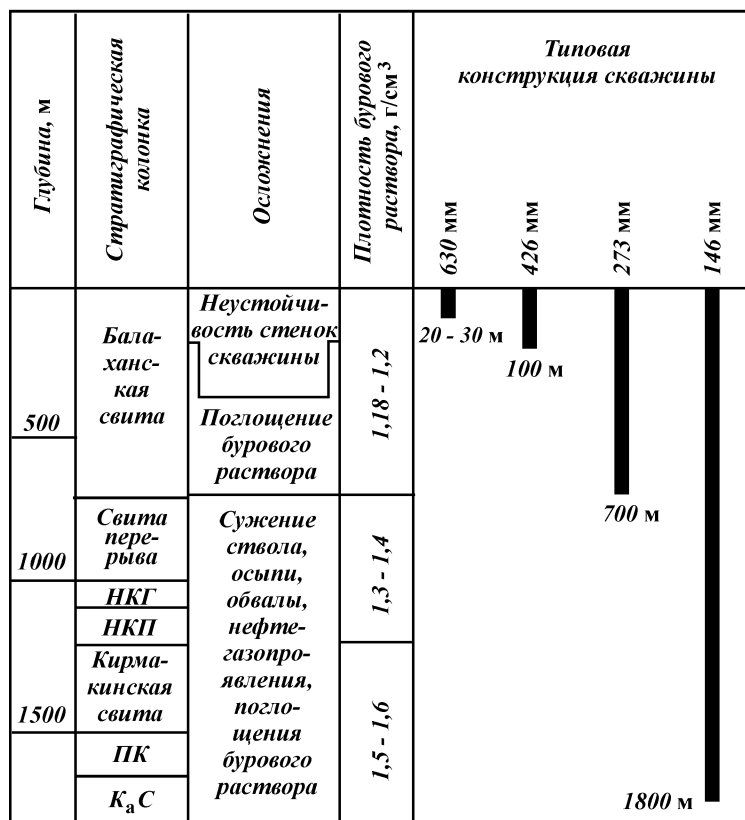


Рис. 4.11. Геолого-технические условия бурения скважин на месторождениях Нефтяные Камни (а) и Грязевая Сопка (б)

Гравий должен не менее чем на 95 % состоять из кварца и силикатных минералов.

Основные этапы создания гравийного фильтра в открытом стволе – расширение ствола, спуск и подвеска потайной колонны, намыв гравия.

Ствол расширяют для создания гравийного фильтра толщиной 75–100 мм. При этом необходимо применять буровые растворы, не загрязняющие пласт. При установке гравийных фильтров только в интервале залегания продуктивных пластов намыв гравия должен предшествовать цементированию непро-

6

Глубина, м	Стратиграфическая колонка	Осложнения	Плотность бурового раствора, г/см ³	Типовая конструкция скважины			
				630 мм	426 мм	273 мм	168 мм
500	Балаханская свита	Поглощение бурового раствора вплоть до катастрофического	1,18 - 1,2	40 м	100 м		
1000	Свита перерыва	Неустойчивость стенок ствола скважины (осыпи, обвалы), нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора	1,4			800 м	
1500	НКГ		1,6				
	НКП						
	Кирмакинская свита		1,75				
	ПК						
	КаС	1,9				1800 м	

дуктивных зон. Такая последовательность операций подсказана промысловой практикой.

Конструкция забоя скважины, показанная на рис. 4.1, ж, предусматривает спуск до забоя и перфорацию обсадной колонны. Существующие методы перфорации способствуют деформированию как собственно колонны, так и окружающих ее горных пород. Это создает условия для возникновения и развития процесса пескопроявления.

При перфорации ударные воздействия на колонну в кумулятивной струе, по зарубежным данным, достигают 2800 МПа, поэтому возможны деформация фильтровой части скважины и нарушение целостности призабойной зоны. Такие же нагрузки испытывает колонна и при пулевой залповой деформации. Вли-

яние этой операции на деформирование эксплуатационной колонны исследовалось в ряде работ, в которых показано, что разрушение колонны имеет вид сквозных трещин, а цементная оболочка способствует сохранению целостности обсадной колонны, принимая на себя 23 % всей энергии расширяющихся газов.

Измерения показали, что после первого залпа диаметр перфорированной части обсадной колонны увеличивается на 6–7 мм, а при повторном перфорировании диаметр колонны увеличивается до 10 мм.

Рассматривая работу колонны во взаимосвязи с цементным кольцом и окружающими горными породами, приходим к выводу, что перфорация обсадной колонны приводит к разрушению пристволевой зоны. Поэтому применение такой конструкции забоя в скважинах со слабощементированными коллекторами всегда сопряжено с пескопроявлениями.

Анализ конструктивных особенностей других типов забоев скважин показывает, что все они имеют искусственно созданный фильтрационный массив, который контактирует с продуктивным пластом и, следовательно, подвержен воздействию сил горного давления и суффозионных процессов, которые обуславливают кольматацию или эрозионное разрушение призабойной зоны.

Искусственный фильтр должен находиться в эксплуатации длительное время, тогда совершенно очевидно, что его устойчивость во времени связана с проявлениями таких факторов, как действие сил горного давления в пристволевой зоне, изменение прочностных характеристик горных пород продуктивного пласта, деформация и разрушение его при извлечении флюида. Все это определяет рабочие нагрузки на элементы конструкции фильтра.

Типичный пример месторождений в СНГ со слабощементированными коллекторами – месторождения Нефтяные Камни и Грязевая Сопка. Геолого-технические условия и типовые конструкции скважин этих месторождений приведены на рис. 4.11.

На месторождениях Нефтяные Камни и Грязевая Сопка скважины заканчивают с использованием буровых растворов на водной основе плотностью 1,50–1,90 г/см³. Пластовое давление здесь близко к гидростатическому, поэтому бурение сопровождается поглощением бурового раствора и обвалами пород. Высокого качества цементирования скважины достичь невозможно вследствие наличия толстой глинистой корки против высокопроницаемых пород. Отрицательное влияние оказы-

вает также значительная кривизна скважин, достигающая 35 °С.

При вызове притока из пласта в процессе освоения скважины допускается большая депрессия на пласт, а при вводе в эксплуатацию минимальные абсолютные значения депрессии на пласт составляют 1,0–1,3 МПа, хотя ее допустимые значения с точки зрения предотвращения выноса песка находятся в пределах 0,2–0,4 МПа. Это является причиной быстрого разрушения цементирующего материала слагающих пласт-коллектор пород в процессе эксплуатации скважин и обильного выноса песка. В продукции скважины содержание песка достигает 3–10 %. По фракционному составу выносимый песок с размером частиц 0,01 мм и более составляет 52 %, с размером частиц 0,01 мм и менее – 48 %.

4.4.2. ГРАВИЙНЫЕ НАБИВКИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

Положительные результаты применения способов регулирования пластового давления в скважинах с большими искривлениями приобрели большое значение по мере увеличения числа таких законченных скважин. Здесь рассматривается современная технология жидкостных, гравийных и фильтровых уплотнений и предлагаются практические методы и направления для будущих исследований.

Правильно подобранные гравийные набивки более эффективны по сравнению с простым размещением гравия в кольцевом пространстве перфорированной обсадной трубы. Следует внимательно следить за тем, чтобы причинить минимальный ущерб породе во время бурения, цементирования, перфорации и расширения ствола скважины. Многие параметры, которые неизвестны или не могут быть известны в стволе, могут иметь большое значение для успешного заканчивания скважин. Некоторые неизвестные параметры могут быть получены на основании модельных исследований и лабораторных испытаний. Важно, чтобы такая информация получалась с использованием представительных условий, уточненных на основании результатов полевых испытаний.

Существуют противоречивые сведения о лучших способах гравийных уплотнений в имеющих большой угол наклона (более 60°) скважинах, в которых интервалы заканчивания превышают по длине 30 м. Модельные исследования могут пролить некоторый свет на проблемы транспорта гравия при таком типе

заканчивания, однако относительно короткие модели, которые недостаточно моделируют утечку жидкости, не помогли при решении этой важной проблемы.

Гравийные уплотнения в обсаженных стволах должны иметь достаточное количество гравия вне обсадной трубы для того, чтобы обеспечить такое положение, когда все перфорационные отверстия заполнены гравием. Размеры и число перфорационных отверстий должны быть достаточными для сведения к минимуму ограничения потока жидкости через перфорированные проходы, заполненные гравием. Стоимость гравийного уплотнения должна быть возмещена в течение приемлемого времени добычи, причем движение песка породы необходимо регулировать в течение всего периода эксплуатации коллектора.

Если эти условия не выполняются, то результаты получаютcя ниже оптимальных. Многие гравийные уплотнения экономически оправданы, однако если они не смогут контролировать поступление песка в течение длительного времени или ограничить темп его движения, то перспективные экономические результаты будут далеки от желаемых. Поскольку горизонтальные и наклонные (более 60°) скважины, имеющие протяженные интервалы заканчивания, являются более дорогостоящими с точки зрения бурения и заканчивания (по сравнению с более короткими вертикальными скважинами), то при определении успешности бурения предпочтение следует отдавать экономическому фактору.

Можно точно следовать указаниям по механической конструкции гравийного уплотнения и, однако, не добиться успеха вследствие неправильного размещения и технологии выполнения уплотнения. Если гравий не уплотнен по всему продуктивному интервалу, то в уплотнении могут появиться изъяны или песок из породы может попасть в пространство, окружающее фильтр до укладки на него гравия, что приводит к выходу устройства из строя.

Обычные методы гравийного уплотнения с использованием воды были взяты из практики строительства водяных колодцев. Гравий добавляют к воде и закачивают в кольцевое пространство перфорированной обсадной трубы; скорость закачивания обычно составляет от 17 до 56 м³/ч.

Вода недостаточно эффективно доставляет гравий в кольцевое пространство и через перфорационные каналы в длинных и пробуренных под углом более 60° скважинах из-за ее низкой вязкости. Кроме правильно подобранных конструкций труб и фильтров необходимо, чтобы скорость жидкости была достаточно высокой для переноса гравия в кольцевое пространство

перфорированной обсадной трубы и для вытеснения песка по направлению к концу фильтра.

Исследования с использованием моделей длиной 3,6 и 30 м показали, что гравий может быть уплотнен в кольцевом пространстве за обсадной трубой при использовании воды, если потери жидкости в фильтр ограничить с помощью удлиненной хвостовой трубы или перегородки. Этот эффект может быть усилен путем использования фильтра селективного отделения и уплотнения внутреннего кольцевого пространства, являющегося основой перфорированной трубы с фильтрующей сеткой. Однако протоки жидкости в пласт будут также мешать переносу гравия.

При использовании воды для уплотнения перфорационных отверстий, расположенных по верхней стороне через длинные интервалы, возникают трудности, поскольку скорость воды через вертикальные перфорационные отверстия должна превышать критическую скорость переноса гравия v , которая может быть вычислена путем использования следующего упрощенного уравнения:

$$v = \rho_f (0,0116 + 0,1488r),$$

где r – радиус гравия, см; ρ_f – плотность жидкости, г/см³.

Полученные расчетные значения скоростей падения идеально сферического гравия в воде являются приблизительными. Учесть несферичность гравия можно путем умножения этих значений скоростей на фактическую сферичность гравия. Например, скорость падения гравия, имеющего сферичность 0,8, составляет приблизительно 80 % от скорости падения идеальной сферы.

Значения критических скоростей переноса в воде гравия были получены в результате использования приведенного уравнения, причем было сделано предположение, что сферичность гравия равна 0,8. При увеличении вязкости жидкости или плотности или при уменьшении плотности гравия от 2680 кг/м³ снижается критическая скорость и улучшается уплотнение перфорационных отверстий верхней стороны трубы.

Используют также вязкие жидкости, которые могут перемещать высокие концентрации гравия при меньшей подаче насосов по сравнению с менее вязкими водой или солевыми растворами. Жидкости с более высокой вязкостью снижают скорости утечки и способствуют транспорту гравия в стволах, пробуренных под углом, близким к горизонтальному. Это также уменьшает общий объем жидкости, необходимый для уплотнения скважины, и способствует уменьшению до ми-

нимума потенциального ущерба, который может быть нанесен пласту.

Фирма “Юнион Ойл Компани оф Калифорния” опубликовала первые результаты исследований с использованием моделей гравийной набивки в скважинах, пробуренных под большим углом (более 60° по отношению к вертикали).

Результаты показали, что гравий не может полностью уплотнить ствол, наклоненный под углом более 60° к вертикали, однако гибкие перегородки-глушители, установленные на концевых трубах, могут содействовать полному уплотнению гравием ствола, даже при его отклонении на 105° от вертикали. Эта модель не учитывала потерю жидкости и уход ее в пласт.

Фирма “Бритиш Инт. Сэвисэз” представила следующие результаты исследований. Перфорационные отверстия и заколонное пространство были последовательно уплотнены в модели с углом наклона 70° водой, загущенной гидроксипропиловой целлюлозой (ГЭЦ), при длине модели 1,35 м. Эти исследования показали также, что жидкость существенно уменьшила возможность перемешивания гравия с песком пласта, поскольку гравий уходит через перфорационные отверстия, однако отверстия на верхней стороне модели были полностью уплотнены.

Фирма “Эксон” представила результаты исследований своей модели, которые свидетельствовали об улучшении гравийной набивки с использованием воды в горизонтальных и наклонных скважинах в результате увеличения участка концевая труба – фильтр. С целью ограничения объема жидкости, проходящей из заколонного пространства в фильтр, были использованы модели длиной 3,0–6,0 м, которые не имитировали потерю жидкости вследствие ее ухода в пласт.

Фирма “Доуэлл” представила результаты модельных исследований в 1982 г. фильтра длиной 4,2 м. Были получены успешные результаты по уплотнению гравия с применением воды в заколонном пространстве фильтра и обсадных труб, при этом значение радиального зазора составляло 33 см, а угол наклона ствола равнялся 85° . К сожалению, не был учтен факт проникновения жидкости в пласт в используемой короткой модели.

В ходе исследований вертикальных стволов, проведенных фирмой “Шеврон Ойл Филд Ресеч” было отмечено значительное забивание фильтра и хвостовика со целевидными отверстиями, когда гравий циркулировал вместе с водой и закачивался серийными трехцилиндровыми насосами. Во время исследований было также подтверждено, что жидкости, загущенные ГЭЦ, сильно уплотняют гравий даже в смоделированных скважинах при необсаженном забое. Кроме того, такие

жидкости забивают фильтр гораздо меньше. Загущенные ГЭЦ жидкости полностью уплотняют гравием модель и перфорационные отверстия, несмотря на размер заколонного пространства (76 мм) вокруг фильтра и обсадной колонны. Эта модель наиболее близко имитировала законченную скважину с необсаженным забоем и расширенным стволом ниже башмака обсаженной колонны по сравнению с заканчиванием обсаженного ствола.

Проведенные фирмой “Шеврон Ойл Филд Ресеч” исследования на модели с углом наклона 80° подтвердили, что конструкция фильтра шламовой трубы давала возможность провести полное уплотнение модели длиной 18 м, в которой гравий переносился водой, однако в этом случае не было отмечено полноты уплотнения перфораций на верхнем участке. Кроме того, было еще раз подтверждено, что вода с гравием вызывает большую закупорку фильтров, чем вода, загущенная ГЭЦ. Во время испытания по перемещению гравия было показано, что вода не переносит гравий достаточно эффективно через рабочую колонну диаметром 60,3 мм при угле ее наклона 80° .

Исследования и эксперименты с вязкими жидкостями показали, что осаждение гравия после уплотнения вместе с водой, загущенной ГЭЦ с вязкостью 600–700 мПа·с, привело к некоторому обнажению фильтра, однако перфорационные отверстия по верхней стороне были полностью уплотнены.

Испытания загущенной воды при помощи ГЭЦ вязкостью 30, 40 и 400 мПа·с дали положительные результаты при успешном уплотнении всего заколонного пространства на участке фильтр – обсадная колонна, а также перфорационных отверстий. К модели длиной 18 м были подсоединены только четные перфорационные отверстия. Последующее за уплотнением осаждение гравия в заколонном пространстве было вызвано скорее всего очень ограниченным пространством для проникновения просачивающейся жидкости и низкой концентрации гравия.

Результаты испытаний, проведенных фирмой “Шеврон Ойл Филд Ресеч” с горизонтальной моделью, когда использовали воду, загущенную ГЭЦ, подтвердили следующее: важнейшее значение имеет соотношение диаметров концевой трубы и фильтра; высокая подача насосов повышает эффективность набивки; различия, которые были отмечены и явились результатом увеличения степени вязкости жидкости после добавления геля, а также разница в концентрациях гравийного раствора были минимальными.

Результаты проведенных фирмой “Шеврон Ойл Филд Ресеч”

испытаний с использованием загущенной при помощи ГЭЦ воды в модели скважины, имеющей наклон 100° , были несколько лучшими по сравнению с результатами, полученными при испытании модели ствола, наклоненного под углом 90° . Однако в обоих случаях перфорационные отверстия на верхней стороне не были уплотнены.

Специалисты фирмы “Шеврон Ойл Филд Ресеч” провели несколько экспериментов с утяжеленным буровым раствором, который имел вязкость $6,0$ мПа·с, и с использованием заменителя гравия, имевшего низкую плотность (1650 кг/м³). Эти более легкие частицы полностью уплотнили перфорационные каналы на верхнем интервале и все заколонное пространство в месте соединения фильтра с обсадной колонной.

Нефтяная фирма “Маратон Ойл” представила результаты проведенных в 1987 г. испытаний гравийных уплотнений в модели длиной около 30 м: соотношение диаметров между концевой трубой и фильтром составляло $0,77$, а плотность гравия в воде, вязкость которой была увеличена за счет добавления в нее карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и ГЭЦ, составила 1800 кг/м³. Эти результаты подтвердили важность циркулирования раствора и его доступа к фильтру герметизированного нижнего датчика (устройства сигнализации) до того, как пропустить гравий через перфорационные отверстия. Подача насоса не имела сколько-нибудь существенного влияния на эффективность уплотнения; лучше всего уплотнялись первое и последнее перфорационные отверстия.

Фирма “Эксон” сообщила дополнительную информацию после проведения исследований на модели длиной 66 м. Некоторые результаты приводятся ниже:

перфорационные отверстия с уплотнением из гравия с не загущенной гелем водой не вызывают смещения гравия с песком породы, и поэтому гравий надежно уплотняет зону перфорации даже при низких значениях подачи жидкости;

подтверждена эффективность гравийного уплотнения с применением не загущенной гелем воды при наклоне ствола на угол до 110° и при использовании удлиненного хвостовика. Скорость истечения, равная 30 см/с в заколонном пространстве на участке системы фильтр-обсадная колонна, дает возможность осуществить полное уплотнение гравия и поэтому может быть рекомендована;

гравий уплотняется более компактно при использовании воды, не загущенной гелем, чем при применении загущенной гелем воды;

гравий лучше всего набивается в первое и последнее перфорационные отверстия длинных, наклоненных под острым углом стволов, при использовании вязких жидкостей;

осаждение гравия после набивки из перфорационных отверстий, расположенных на верхнем интервале, происходит при использовании вязких жидкостей, которые применяют для набивки гравия;

накопление гравия в узлах в процессе набивки с использованием вязких жидкостей может вызвать ряд проблем, изменяя геометрию небольшого кольцевого пространства на участке фильтр – обсадная труба;

высокие концентрации гравия в загущенной гелем воде не выявили каких-либо преимуществ по сравнению с низкими концентрациями гравия при заканчивании скважин, пробуренных под пологим углом.

Хотя настоящая информация представляла ценность, но она противоречит сведениям из других источников.

Может оказаться нецелесообразным проведение исследований модели гравийной набивки при бурении на сверхдлинные расстояния, но попытки решить проблему уже предпринимаются при помощи компьютеризованных моделей. Однако даже они могут не дать правильной картины профиля утечки, что может привести к преждевременному гравийному перекрытию через зону поглощения бурового раствора или через трещины. Вертикальная трещина, которая заполняется гравием, может отвести гравий и жидкость от ствола и воспрепятствовать полному покрытию фильтра.

Стволы скважины большой протяженности, пробуренные под пологим углом или горизонтально, должны заканчиваться в виде нерасширенных стволов, не закрепленных обсадными трубами, при проходке достаточно твердых пород, которые остаются открытыми при их бурении с помощью не загрязняющих пласт буровых растворов.

Некоторые породы, требующие гравийного уплотнения в вертикальных скважинах, могут обойтись без гравийной набивки в горизонтальных скважинах большой длины, поскольку снижение давления и полученные скорости истечения жидкости могут оказаться достаточно низкими, благодаря чему можно избежать проблем с выносом песка.

В более неблагоприятных условиях могут применяться обычные фильтры или фильтры с предварительным уплотнением, оснащенные тонким растворимым защитным покрытием. Большое внимание следует уделять чистоте жидкости, а также совместимости указанной добавки и распределению частиц по

размерам с целью свести к минимуму проникновение твердых веществ в пласт.

Фильтр может, по-видимому, успешно использоваться в зонах длиной до 30 м в зависимости от угла к потоку фильтрации; однако там, где полная набивка вызывает сомнение, должны применяться предварительно уплотненный фильтр или двойной обернутый фильтр, защищенный растворимым покрытием. Рекомендуется использовать конструкцию фильтра с селективной изоляцией, что будет содействовать удалению растворимого покрытия.

В настоящее время отсутствуют конкретные рекомендации по лучшим методам размещения гравия. При этом используют обычный солевой раствор или загущенный гелем солевой раствор, имеющий среднюю вязкость 50–100 мПа·с. Скорости движения жидкости в пласт имеют большое значение для определения длины зоны, которая может быть уплотнена.

Такие солевые растворы средней вязкости, по-видимому, позволяют наиболее эффективно контролировать интенсивность движения жидкости с целью обеспечить необходимую набивку в длинных интервалах. Солевой раствор, обладающий вязкостью 50–100 мПа·с, загущенный ГКЦ, должен перемещать гравий, если комбинация вязкости и количества растворимых частиц, ограничивающих фильтрацию, достаточно эффективна. Однако даже минимальный уход жидкости может затруднить полное гравийное уплотнение сверхдлинных интервалов.

Обладающие более низкой вязкостью жидкости фильтруются быстрее, и интенсивность фильтрации может стать опасной.

Может возникнуть необходимость обсаживания длинных, пологих или горизонтальных стволов, если они неустойчивы. Сила тяжести способствует удалению песка из перфорационных отверстий, расположенных на верхней стенке обсадной трубы; однако эта сила ограничивает поток песка из перфорационных отверстий на нижней стенке обсадной трубы. Очевидно, песок снова попадает в зону перфорации нижней стенки, несмотря на усилия вытеснить его путем циркуляции из ствола.

Результаты испытаний в условиях месторождения, когда были использованы обычные перфораторы, свидетельствуют о том, что гравий находился на 30 см ниже интервала вне обсадной колонны в более длинных зонах по сравнению с короткими зонами. Лучшие результаты могут быть достигнуты благодаря простреливанию и предварительному уплотнению последовательной серии более коротких (15 м) отрезков. После того как все зоны перфорированы и предварительно уплотнены, гравий вымывают из обсадной трубы и устанавливают обычный фильтр

или фильтр с предварительной набивкой. При этом гравий может циркулировать и попадать в кольцевое пространство на участке фильтр – обсадная труба.

Любой фильтр (обычный или с предварительной набивкой), используемый при гравийном уплотнении пологих стволов, должен быть защищен тонким растворимым покрытием, однако это покрытие не должно покрывать всей окружности фильтра там, где необходима циркуляция жидкости для уплотнения гравийной набивки. Это положение относится к гравийным уплотнениям как в обсаженных скважинах, так и в необсаженных.

4.5. ПАКЕРЫ

При составлении конструкций забоев скважин (в том числе открытых и для горизонтальных стволов) одним из главных инструментов являются пакеры для разобщения пластов при креплении и цементировании скважин. В развитии отечественной практики применения заколонных пакеров, повышающих качество заканчивания скважин, основную роль сыграли исследования и разработки ВНИИБТ (ПЦС, ППГ, ПГП, ПДМ, ППМ и др.). Многообразие конструкций пакеров существует и в зарубежной практике.

Практический интерес представляет разработанный фирмой “Герхардт Оуэн” инструмент для изоляции продуктивного пласта с одновременной защитой его от контакта с тампонажным раствором. Этот инструмент (рис. 4.12) представляет собой комплекс надувных пакеров, зафиксированных на обоих концах корпуса, охватывающего с зазором обсадную колонну и образующего с ней кольцевой перепускной канал, по которому может без значительных гидравлических сопротивлений течь тампонажный раствор. Надувные пакеры используют доступ тампонажного раствора к

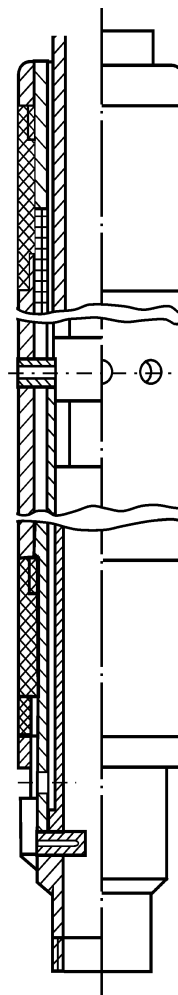


Рис. 4.12. Инструмент фирмы “Герхардт Оуэн” для изоляции продуктивного пласта с защитой его от контакта с тампонажным раствором

вскрытой поверхности продуктивного пласта, находящегося между ними. Скользящие муфты, расположенные между пакерами и управляемые специальными механическими сдвигающими устройствами, дают возможность доступа к пласту после проведения цементирования скважины.

С целью обеспечения необходимой длины инструмент собирается из отдельных секций. В тех случаях, когда требуется проведение обычной перфорации, инструмент можно собирать без муфт. Доступ ко всей вскрытой поверхности продуктивного пласта, обеспечиваемый инструментом, обуславливает не только сохранение коллекторских свойств пласта, но и максимальную эффективность его обработки кислотой или другой жидкостью.

Применение инструмента практически не усложняет процесс цементирования скважины, в частности, после этого процесса в полости обсадной колонны не остается каких-либо устройств или цементного камня, требующих разбуривания.

В зависимости от конкретных геолого-технических условий колонные проходные пакеры могут применяться для следующих целей: разобщения пластов в интервале цементирования, а также выше и ниже него; защиты пласта от контакта с тампонажным раствором; сохранения уровня столба тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины.

В соответствии с этим наиболее перспективными представляются 10 технологических вариантов применения пакеров.

Каждый технологический вариант должен характеризоваться следующими основными признаками:

- надежная защита пакера от преждевременного срабатывания;

- возможность допакеровки в процессе эксплуатации пакера из-за ослабления контакта уплотнительного элемента со стеной скважины;

- использование оптимального типа жидкости, заполняющей полость уплотнительного элемента;

- простой и надежный способ доставки рабочей жидкости в полость уплотнительного элемента.

В случае разобщения пластов в интервале цементирования и сохранения уровня столба тампонажного раствора на пакер непосредственно перед срабатыванием, как правило, действует перепад давления между запакерным и внутривпакерным пространствами. Этот перепад обусловлен различием плотностей тампонажного и бурового растворов и может быть использован для выхода из рабочего состояния подвижного элемента, защищающего пакер от преждевременного срабатывания.

Пакер, устанавливаемый в интервале цементирования на близком расстоянии от стоп-кольца, может быть защищен от преждевременного срабатывания гидравлическим реле времени, включаемым в работу проходящей через пакер цементировочной пробкой.

При разобщении пластов выше интервала цементирования целесообразно использовать для вывода защитного элемента из рабочего состояния так называемого гидравлического аккумулятора, заряжаемого максимальным рабочим давлением, возникающим в проходном пакере при цементировании скважины.

В случаях разобщения пластов ниже интервала цементирования и защиты пласта от контакта с цементным раствором пакер приводится в действие до начала процесса цементирования. Поэтому указанные выше приемы защиты пакера от преждевременного срабатывания не могут быть применены или не являются оптимальными. Пакер должен быть защищен с помощью срезного запорного элемента, фиксирующего клапанный узел в исходном положении.

Пакер в соответствии с решаемыми задачами может устанавливаться в зонах как устойчивых, так и неустойчивых горных пород. В первом случае не возникает необходимости допакеровки при правильном режиме срабатывания пакера, а во втором это возможно при долговременной службе пакера.

Как показали исследования, выполненные во ВНИИБТ, неустойчивые глинистые породы в прискважинной зоне, т.е. в зоне влияния бурового раствора, имеют повышенную пластичность. Испытывая локальное напряжение сжатия 6–14 МПа, создаваемое уплотнительным элементом пакера при обычном внутреннем избыточном давлении пакеровки (7–15 МПа), наиболее пластичный слой глинистой породы стремится течь из зоны рукавного уплотнителя. Этому процессу способствует водоотдача тампонажной смеси, имеющей гидравлическую связь с близлежащими проницаемыми пластами. Вода затворения, отфильтровываемая в проницаемые пласты, может замещаться глинистой породой, текущей из зоны рукавного уплотнителя.

Очевидно, что в результате течения наиболее пластичного слоя глинистой породы из зоны рукавного уплотнителя уменьшается напряжение на контакте уплотнителя со стенкой скважины. Это уменьшение может быть скомпенсировано только допакеровкой.

При разобщении пластов в интервале цементирования и выше него полость уплотнительного элемента пакера, устанавливаемого в зоне устойчивых пород, может заполняться тампонажным раствором, используемым при цементировании сква-

жины. При этом повышаются выдерживаемый перепад давления и долговечность пакера. Если пакер устанавливается в интервале цементирования, то наиболее целесообразно перекачать раствор из затрубного пространства насосом в полость уплотнительного элемента после цементирования. Насос должен быть встроен в пакер и приводиться в действие несколькими циклами изменений давления в обсадной колонне. Если пакер устанавливается выше интервала цементирования, то тампонажный раствор при прокачке по обсадной колонне может быть залит в специальный кольцевой контейнер пакера, а затем при посадке цементировочной пробки на стоп-кольцо выдавлен в уплотнительный элемент под действием давления в колонне.

В случае установки пакера в зоне неустойчивых пород на длительный период времени (т.е. если возможна допакеровка) и при защите пласта от контакта с тампонажным раствором наиболее технологично заполнение уплотнительного элемента продавочной жидкостью или буровым раствором, подаваемым по обсадной колонне.

Разобцение пластов пакерами ниже интервала цементирования или без цементирования может надежно проводиться только в зонах устойчивых горных пород. Поэтому уплотнительный элемент целесообразно заполнять твердеющим материалом. Поскольку пакеры должны приводиться в действие до начала процесса цементирования, следует использовать полимерные материалы. В зависимости от конкретных условий (соотношение и число компонентов твердеющей смеси, наличие готовых фильтров в обсадной колонне, спускаемых в зоны продуктивных пластов) могут быть применены различные способы доставки рабочей жидкости в полость уплотнительного элемента: в кольцевом контейнере, встроенном в пакер; по обсадной колонне (между двумя разделительными пробками); в контейнере, спускаемом на колонне НКТ.

В практике цементирования нефтяных скважин нередко наблюдается недостаточная высота затвердевшего цементного кольца в затрубном пространстве скважины, несмотря на выход тампонажной смеси из затрубного пространства на устье. Ниже приведено изменение уровня столба тампонажной смеси после цементирования эксплуатационных колонн в некоторых скважинах Самотлорского месторождения.

Номер скважины	4874	3476	4641
Высота подъема тампонажной смеси в конце цементирования		До устья	
Глубина уровня затвердевшей тампонажной смеси, м	312	488	462
Глубина спуска кондуктора, м	412	428	420

Снижение уровня столба тампонажного раствора в затрубном пространстве после окончания процесса цементирования наблюдалось при цементировании экспериментальных скважин на полигоне ВНИИБТ. Это явление было обусловлено наличием поглощающего пласта, в который уходила часть поднятого до устья скважины тампонажного раствора.

4.5.1. ПРИМЕНЕНИЕ ПАКЕРОВ ДЛЯ СТУПЕНЧАТОГО И МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Начиная с 50-х гг. в зарубежной практике крепления нефтяных и газовых скважин успешно применяются заколонные пакеры, снабженные циркуляционным клапаном или отдельной цементировочной муфтой и предназначенные для проведения двухступенчатого или манжетного цементирования скважин.

Одним из первых для этих целей стал использоваться заколонный пакер гидромеханического типа фирмы “Халлибертон” (США), разработанный для обсадных колонн диаметрами от 114,3 до 177,8 мм. Пакер состоит из узла уплотнительного элемента гидромеханического сжатия и соединенного с ним циркуляционного клапана, содержащего радиальные отверстия и две подвижные втулки с посадочными седлами под цементировочные пробки. Этот пакер нашел основное применение в условиях, когда в интервале цементирования скважины находится зона поглощения или пласт слабой прочности, склонный к гидроразрыву и поглощению тампонажного раствора в процессе цементирования скважины. Пакер спускают в скважину в составе обсадной колонны и устанавливают между ступенями цементирования. Он применяется для обеспечения герметичной изоляции поглощающего пласта от заколонного пространства скважины выше него и предотвращения таким путем поглощения тампонажного раствора второй ступени. Известна практика установки этого пакера и для изоляции проявляющего пласта сверху. Цементирование первой ступени скважины ниже пакера проводится через башмак обсадной колонны с использованием нижней цементировочной пробки, свободно проходящей через пакер и останавливающейся на упорном стоп-кольце в нижней части обсадной колонны. Пакеровка скважины производится после посадки в пакер свободно падающей (сбрасываемой) в обсадной колонне разделительной пробки путем создания над ней необходимого избыточного давления для расширения уплотнительного элемента пакера и открытия его циркуляционных отверстий, через которые проводится цементирование вто-

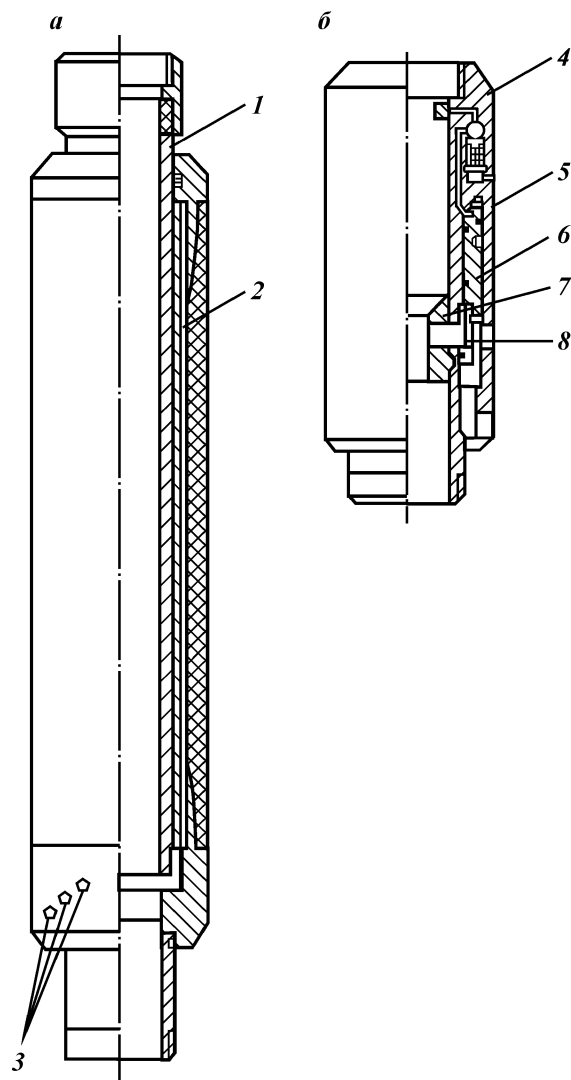
рой ступени скважины. Закрытие циркуляционных отверстий пакера производится при посадке в него верхней цементировочной пробки и создании над ней в обсадной колонне необходимого избыточного давления в момент окончания цементирования второй ступени. После окончания периода ОЗЦ верхняя и падающая пробки и седла под них удаляются из внутреннего канала пакера путем разбуривания.

Начиная с 70-х гг. за рубежом наиболее широко для двухступенчатого или манжетного цементирования скважин стало применяться комплексное устройство, включающее заколонный пакер гидравлического типа фирмы “Лайенс” (США) (рис. 4.13) вместе с непосредственно устанавливаемыми над ним цементировочной муфтой или циркуляционным клапаном. Использование заколонного пакера гидравлического типа позволило значительно расширить область применения указанного устройства и использовать его также для создания конструкции открытого забоя при заканчивании скважин.

Заколонный пакер фирмы “Лайенс” состоит из гидравлически расширяемого уплотнительного элемента рукавного типа (рукавного уплотнителя) и клапанного узла. В случае применения с цементировочной муфтой пакер приводится в действие перед цементированием интервала скважины над ним путем создания в обсадной колонне необходимого избыточного давления после перекрытия башмачного клапана нижней цементировочной пробкой при двухступенчатом цементировании или падающей разделительной пробкой либо шаром при манжетном цементировании.

Цементировочная муфта фирмы “Лайенс” состоит из корпуса с циркуляционными отверстиями, седлом под продавочную пробку и впускным клапаном, нижней и верхней подвижных втулок, закрытых кожухом (см. рис. 4.13). Циркуляционные отверстия цементировочной муфты открываются после операции пакеровки путем создания в обсадной колонне необходимого избыточного давления, превышающего давление пакеровки. Это несколько ограничивает возможности использования цементировочной муфты фирмы “Лайенс” совместно с заколонным гидравлическим пакером этой же фирмы для проведения двухступенчатого цементирования, особенно глубоких скважин.

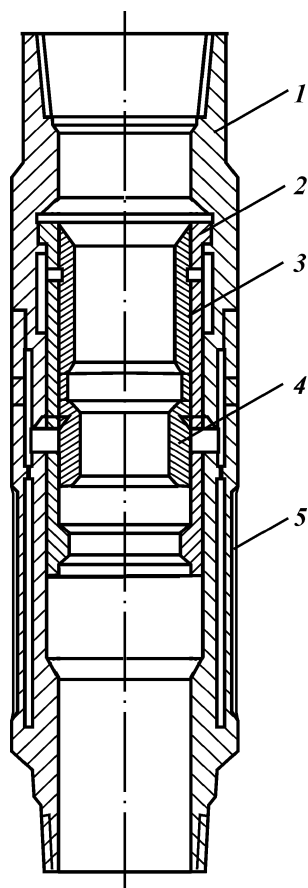
Поэтому в дальнейшем в зарубежной практике наиболее распространенным для двухступенчатого или манжетного цементирования глубоких скважин со сложными геолого-техническими условиями стало использование заколонного гидравлического пакера совместно с муфтой ступенчатого цемен-



**Рис. 4.13. Заколонный гидравлический пакер (а) фирмы “Лайене” с цемент-
ровочной муфтой (б):**
 1 – корпус; 2 – уплотнительный элемент; 3 – клапанный узел; 4 – корпус; 5 –
 стоп-кольцо; 6, 8 – верхняя и нижняя втулки; 7 – седло пробки

тирования, циркуляционные отверстия которой открываются с помощью падающей по обсадной колонне пробки. Конструкция этой цементировочной муфты позволяет приводить ее в действие при значительно меньшем избыточном давлении, не зависящем от глубины установки муфты в скважине и избыточного давления приведения в действие заколонного гидравлического пакера, установленного под ней.

Одновременно фирмами были разработаны и стали применяться специальные внутриколонные устройства для двухступенчатого цементирования скважин при креплении их промежуточными обсадными колоннами большого диаметра, оборудованными циркуляционным клапаном с гидравлическим пакером. Указанные устройства устанавливаются внутри спущенной в скважину обсадной колонны большого диаметра на дополнительной колонне труб. Они предназначены для приведения в действие и управления работой башмачного клапана, заколонного пакера и циркуляционного клапана в процессе двухступенчатого цементирования скважины через дополнительную колонну труб. Такая технология ступенчатого цементирования скважин позволяет исключить проведение в обсадной колонне работ по разбурированию пробок и седел под них в проходном канале циркуляционного клапана и пакера после окончания периода ОЗЦ.



В конце 70-х гг. фирма "Халлибертон" разработала заколонный гидравлический пакер, снабженный циркуляционным клапаном и предназначенный для двухступенчатого цементирования скважин (рис. 4.14). Пакер приводится в действие при посадке в него падающей по обсадной колонне пробки и создании над ней необ-

Рис. 1.14. Устройство для ступенчатого цементирования скважин фирмы "Халлибертон" с гидравлическим пакером:
 1 – корпус; 2 – цанга; 3, 4 – закрывающая и открывающая втулки; 5 – уплотнительный элемент

ходимого избыточного давления. Циркуляционные отверстия пакера закрываются в момент окончания цементирования интервала скважины над ним при посадке в него верхней продавочной пробки. Для двухступенчатого цементирования скважин без последующего разбуривания в обсадной колонне пробок и седел под них этой же фирмой с начала 80-х гг. был предложен заколонный гидравлический пакер с циркуляционным клапаном, приводимый в действие специальным инструментом, спускаемым в обсадную колонну на дополнительной колонне труб. Предлагается также использование для этих целей комбинированного устройства, включающего модуль заколонного проходного гидравлического пакера и модуль муфты ступенчатого цементирования.

В зависимости от конкретных геолого-технических условий крепления скважин заколонные пакерные устройства для двухступенчатого и манжетного цементирования могут применяться в следующих целях:

разобщение поглощающих или проявляющих пластов в интервале цементирования и ниже него:

защита продуктивного пласта от контакта с тампонажным раствором;

обеспечение заданной высоты подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве скважины.

В соответствии с этим и могут быть эффективно использованы в определенных условиях технологические варианты применения рассмотренных выше пакеров.

При использовании заколонного гидравлического пакера для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины расширение его уплотнительного элемента производится закачиванием под него продавочной жидкости из обсадной колонны, в качестве которой, как правило, используется буровой раствор, находящийся в скважине перед ее цементированием. Однако при использовании этого пакера для проведения манжетного цементирования уплотнительный элемент пакера целесообразно заполнять начальной порцией тампонажного раствора, закачиваемой в скважину по обсадной колонне вслед за разделительной пробкой, останавливающейся в пакере. При установке заколонного пакера на башмаке обсадной колонны полость уплотнительного элемента заполняется порцией тампонажного раствора из обсадной колонны в любой момент операции его продавливания в заколонное пространство скважины.

При установке заколонных пакеров ступенчатого и манжетного цементирования в открытой части ствола скважины, особенно непосредственно над изолируемым поглощающим или

проявляющим пластом, в целом наиболее надежно использование пакеров с упругорасширяющимся уплотнительным элементом рукавного типа, т.е. гидравлическим. Такой пакер обеспечивает достаточно надежную изоляцию пласта при наличии в интервале его установки небольших каверн и неровностей ствола скважины. При установке в номинальном диаметре ствола скважины, сложенного плотными и непроницаемыми породами, или в нижней части предыдущей обсадной колонны целесообразно использовать более простой и дешевый гидромеханический пакер с уплотнительным элементом осевого сжатия или радиального расклинивания.

Для манжетного цементирования и заканчивания скважины с конструкцией открытого забоя одинаково технологичны в использовании следующие типы пакеров: заколонный пакер с циркуляционным клапаном, приводимый в действие посадкой в него падающей пробки; пакер с цементировочной муфтой, приводимый в действие последовательно созданием избыточного давления в обсадной колонне после перекрытия ее башмака разделительной пробкой или шаром; пакер, приводимый в действие избыточным давлением, с цементировочной муфтой, приводимой в действие от падающей пробки.

Для двухступенчатого цементирования скважины во многих случаях наиболее технологично использование заколонного пакера, снабженного циркуляционным клапаном, который приводится в действие от падающей пробки. При этом если продуктивный пласт или другие пласты в зоне первой ступени цементирования скважины представлены малопрочными трещиноватыми и слабощементированными породами с низким пластовым давлением, то над ними необходимо дополнительно устанавливать на обсадной колонне проходные заколонные гидравлические пакеры. Указанные пакеры приводятся в действие после окончания цементирования первой ступени скважины, препятствуя оседанию столба тампонажного раствора под заколонным пакером с циркуляционным клапаном.

Во ВНИИБТ был разработан гидравлический пакер типа ПЦС, который по принципиальным конструктивным особенностям являлся аналогом пакера фирмы “Халлибертон”. Впоследствии пакер типа ПЦС был усовершенствован с целью увеличения диаметра проходного канала. Новая модификация пакера получила шифр ПДМ.

В случае установки указанных пакеров пакеровка заколонного пространства скважины производится:

при двухступенчатом цементировании – между ступенями цементирования;

при манжетном цементировании – до начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну;

при герметизации башмака обсадной колонны – непосредственно после окончания процесса цементирования скважины.

При использовании этих пакеров запакерование скважины и открытие цементировочных (циркуляционных) отверстий пакера производятся за счет сбрасываемого перекрывающего элемента (шара, пробки), смещающего втулки пакера под действием заданного перепада давления. Поэтому неизбежна остановка циркуляции жидкостей в скважине на период ожидания посадки сбрасываемого элемента в пакер.

4.5.2. ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПАКЕР ТИПА ПДМ

Первая конструкция заколонного гидравлического пакера ПЦС-170 для цементирования скважин была разработана во ВНИИБТ. Пакер предназначался для изоляции продуктивных пластов от близко расположенного водоносного пласта или друг от друга в процессе цементирования скважины. Уплотнительный элемент этого пакера расширяется закачиванием его в полость тампонажного раствора из обсадной колонны в процессе цементирования скважины. Промысловые испытания пакера и его внедрение были проведены в 1966–1970 гг. при креплении скважин Арланского месторождения ПО “Башнефть”. В дальнейшем ВНИИБТ был разработан заколонный пакер ПЦС-190, который успешно применялся для двухступенчатого и манжетного цементирования нефтяных и газовых скважин.

В начале 70-х гг. во ВНИИБТ были разработаны и испытаны заколонные пакеры ПДМ-170 и ПДМ-195 для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин. Указанные пакеры успешно применялись в 1973–1985 гг. при креплении скважин на нефтяных месторождениях Урало-Поволжья и Коми, а также при креплении скважин на подземных хранилищах газа.

В начале 80-х гг. ВНИИБТ были созданы и испытаны пакеры ПДМ-140, ПДМ-146 и ПДМ-168 для двухступенчатого и манжетного цементирования, которые были рекомендованы к внедрению и успешно применялись при креплении скважин предприятиями нефтегазовой отрасли в 1984–1986 гг. В этих пакерах использовались упругорасширяющиеся резинотканевые рукавные уплотнительные элементы конструкции ВНИИЭМИ, обеспечивающие их работу при температуре не более 100 °С. В 1985–1986 гг. указанные пакеры были усовершенствованы за счет использования в них высокопрочных (на

перепад давления не менее 17,5 МПа) и теплостойких (на рабочую температуру 150 °С) резинометаллических рукавных уплотнительных элементов конструкции фирмы “Таурус” или соответствующих этим показателям резиноканевых рукавных уплотнительных элементов конструкции ВНИИЭМИ. Опыт-

но-промышленные партии пакеров ПДМ усовершенствованной конструкции были успешно испытаны в 1987–1988 гг. при цементировании глубоких скважин в ПО “Куйбышевнефть” и “Узбекнефть”.

Заколонный пакер типа ПДМ (рис. 4.15) состоит из двух основных узлов: уплотнительного элемента и циркуляционного клапана.

Узел уплотнительного элемента включает патрубок 15 и резиноканевый или резинометаллический упругорасширяющийся рукав 14, герметично закрепленный на нем с помощью обжимных металлических втулок 11. Патрубок 15 имеет осевой канал 12 и образует с уплотнительным рукавом 14 кольцевую полость 13.

Узел циркуляционного клапана включает корпус 3 с впускными каналами 10 и циркуляционными отверстиями 6, нижнюю подвижную втулку 9 с радиальными отверстиями 8 и опорным кольцом 17, установленную в корпусе 3 на срезных элементах 7, посадочную втулку 19 с впускными отверстиями 18, размещенную в нижней втулке 9 на срезных штифтах

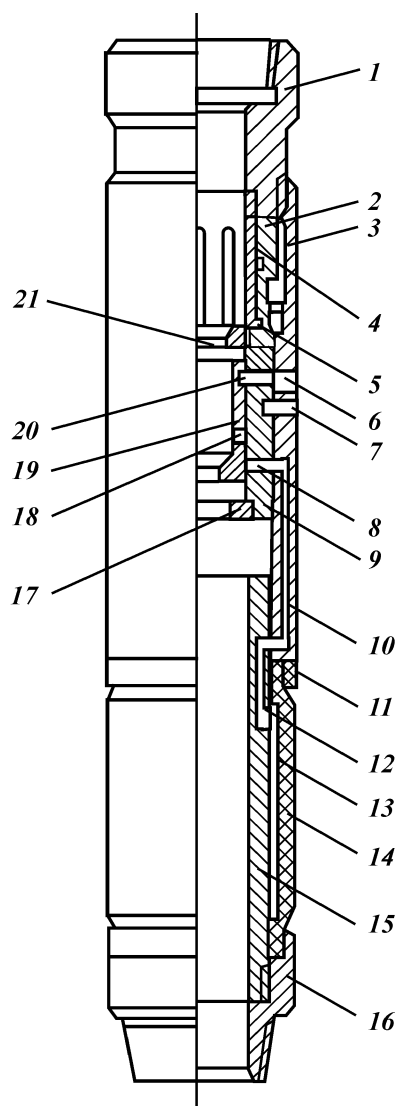


Рис. 4.15. Пакер ПДМ для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин

20, верхнюю ступенчатую втулку 2 с седлом 21, установленную между корпусом 3 и цангой 4 с выступами 5. Для соединения с обсадными трубами пакер снабжен верхним 1 и нижним 16 переводниками.

Для цементирования скважины с пакером ПДМ используются (рис. 4.16) патрубок (IV) с упорным кольцом, устанавливаемый на нижней части обсадной колонны над башмачным клапаном, а также нижняя (III), падающая (II) и верхняя (I) цементировочные пробки, пускаемые в обсадную колонну в процессе цементирования скважины.

Пакер устанавливается и спускается в скважину на обсадной колонне. При двухступенчатом цементировании пакер размещается над поглощающим интервалом или над пластом между ступенями цементирования. Интервал скважины ниже пакера (первая ступень) цементируется через башмак обсадной колонны с использованием нижней цементировочной пробки. При манжетном цементировании пакер размещается непосредственно над изолируемым продуктивным пластом (в стволе скважины номинального диаметра), сложенным плотными непроницаемыми породами. Пакер приводится в действие перед цементированием интервала скважины, расположенного выше него.

Пакер действует следующим образом (см. рис. 4.15). Перед цементированием участка скважины, расположенного выше пакера, в обсадную колонну пускается падающая пробка, которая садится в посадочную втулку 19 и перекрывает проходной канал пакера. При избыточном давлении не менее 8 МПа, созда-

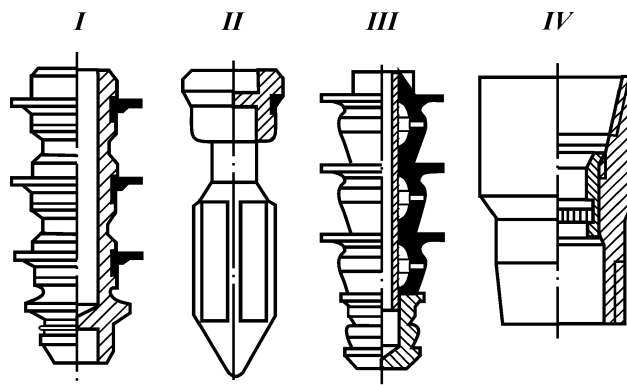


Рис. 4.16. Дополнительные приспособления для цементирования скважин с пакером ПДМ

ваемом в обсадной колонне над пробкой, втулка 19 перемещается вниз до упора в кольцо 17 нижней втулки 9. Под действием избыточного давления жидкость из обсадной колонны закачивается через отверстия 18, 8 и по каналам 10 и 12 под уплотнительный рукав 14, расширяя его до герметичного перекрытия затрубного пространства скважины. При дальнейшем повышении избыточного давления над пробкой до 8–10 МПа нижняя втулка 9 перемещается вниз до упора в патрубок 15. При этом герметично закрываются впускные каналы 10 и открываются циркуляционные отверстия 6, через которые производится цементирование скважины выше пакера второй ступени. Циркуляционные отверстия закрываются при посадке в пакер верхней цементирующей пробки и создании на ней избыточного давления не менее 4 МПа. При этом пробка сдвигает вниз до герметичного перекрытия циркуляционных отверстий верхнюю втулку 2, которая закрепляется в этом положении выступами 5 цанги 4. Удаление верхней и падающей пробок и посадочных седел из проходного канала пакера производится путем их разбуривания после окончания периода ОЗЦ и опрессовки обсадной колонны выше пакера.

Гидравлические пакеры типа ПДМ разработаны и выпускаются для обсадных колонн диаметрами 140, 146, 168 и 178 мм как с резиноканевыми, так и срезинометаллическими уплотнительными элементами: техническая характеристика пакеров приведена в табл. 4.4.

Представленные в ней типы пакеров ПДМ позволяют применять их для широкого диапазона условий при креплении нефтяных и газовых скважин эксплуатационными колоннами диаметрами от 140 до 178 мм.

Основные технологические схемы двухступенчатого и манжетного цементирования скважин с применением пакера ПДМ представлены на рис. 4.17 и 4.18. На этих схемах показаны операции по приведению пакера в действие и проведению процесса цементирования скважин с помощью пускаемых в обсадную колонну цементирующих пробок. При этом процесс двухступенчатого цементирования скважины прерывают между первой и второй ступенями на отрезок времени, необходимый для пуска и движения падающей пробки по обсадной колонне, посадки ее в пакер, проведения операции пакеровки и открытия циркуляционных отверстий пакера. В тех случаях, когда прерывание процесса двухступенчатого цементирования на этот отрезок времени нецелесообразно, цементирование первой ступени скважины необходимо производить с использованием нижней цементирующей пробки, оборудованной для посадки в пакер.

Т а б л и ц а 4.4

Техническая характеристика пакеров

Показатели	ПДМ-140	ПДМ-140-1	ПДМ-140-2	ПДМ-146	ПДМ-146-1	ПДМ-168-1	ПДМ-168-2	ПДМ-168-3	ПДМ-178-1	ПДМ-178-2
Условный диаметр обсадной колонны, оборудуемой пакером, мм	140	140	140	146	146	168	168	168	178	178
Максимальный наружный диаметр пакера, мм	172	177	177	177	177	200	198	200	203	209
Диаметр проходного канала, мм	120	120	124	130	126	150	144	144	155	155
Длина пакера, мм, не более	3250	3320	3320	3250	3320	3250	3250	3320	3320	3320
Масса пакера, кг, не более	200	230	215	180	205	220	230	260	245	260
Присоединительная резьба (ГОСТ 632-80)	ОТТМ-140			ОТТМ-146		ОТТМ-168			ОТТМ-178	
Длина расширяющейся части уплотнительного элемента пакера, мм, не более	1130	1150	1150	1130	1150	1130	1130	1150	1150	1150
Максимальный перепад давления на уплотнительный элемент пакера при коэффициенте пакеровки 1,27, МПа	12	17,5	17,5	12	17,5	12	12	17,5	15	12
Максимальный коэффициент пакеровки	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,4	1,4
Максимальная рабочая температура пакеровки, °С	100	150	150	100	150	100	100	150	150	100
Максимальное давление на корпус пакера, МПа:										
наружное	57	60	50	40	48	37	37	49	35	41
внутреннее	63	67	56	46	56	43	43	55	41	48
Максимальная грузоподъемность пакера, т	140	140	125	125	130	150	150	170	150	180

П р и м е ч а н и е. Избыточное давление внутри уплотнительного элемента пакера при пакеровке 8-10 МПа.

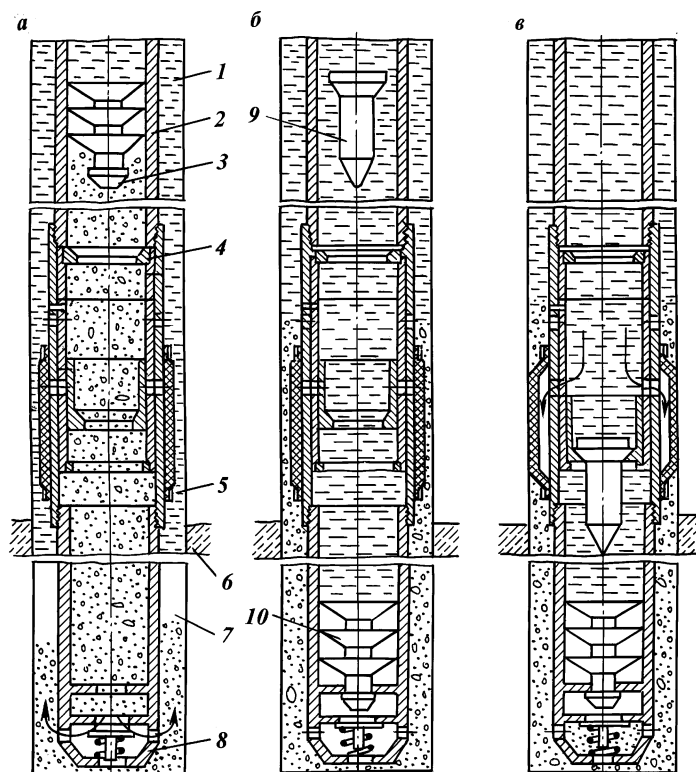
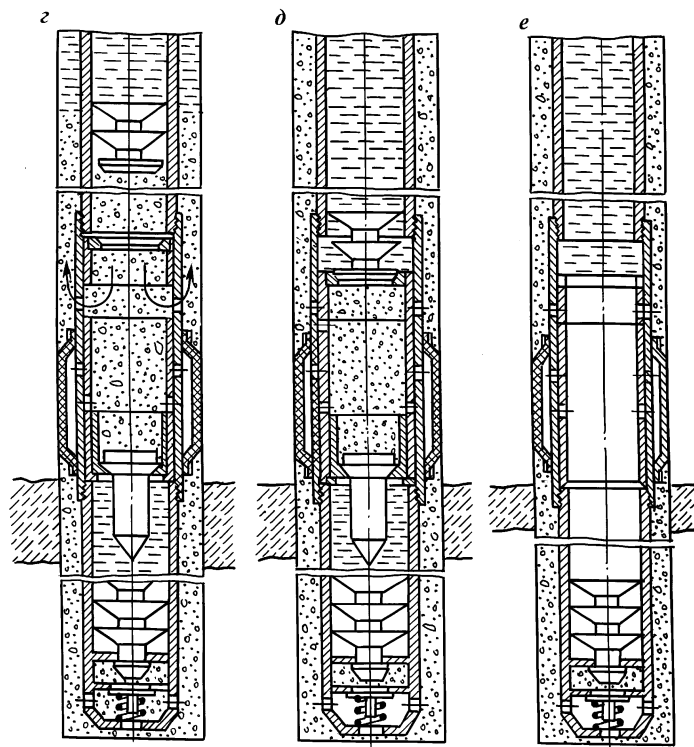


Рис. 4.17. Технологическая схема двухступенчатого цементирования скважин с пакером ПДМ:

а – цементирование первой ступени; *б* – спуск падающей пробки; *в* – пакер в-ка; *г* – цементирование второй ступени; *д* – закрытие цементировочных отверстий; *е* – скважина после разбуривания пробок, втулки и седел; 1 – скважина; 2 – обсадная колонна; 3, 10 – верхняя и нижняя пробки; 4 – пакер; 5 – прода-вочная жидкость; 6 – поглощающий пласт; 7 – тампонажный раствор; 8 – колонный башмак; 9 – падающая пробка

При этом указанная пробка пускается в обсадную колонну при закачивании продавочной жидкости с тем расчетом, что в нижней части обсадной колонны под пакером будет оставлен цементный стакан необходимой высоты. Пакер приводится в действие в этом случае сразу после окончания цементирования первой ступени. Расширение уплотнительного элемента пакера типа ПДМ при использовании его для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины производится путем закачивания в него жидкости из обсадной колонны: при двух-ступенчатом цементировании – продавочной жидкости, исполь-



зованной при цементировании первой ступени, а при манжетном цементировании, как правило, – бурового раствора, находящегося в скважине в момент окончания спуска в нее обсадной колонны с пакером.

При манжетном цементировании скважин при использовании пакера ПДМ и заканчивании ее открытым забоем в зависимости от состояния ствола скважины непосредственно над изолируемым продуктивным пластом расширение уплотнительного элемента пакера можно производить закачиванием под него тампонажного раствора из обсадной колонны. В этом случае повышаются прочность и герметизирующая способность уплотнителя пакера на более длительный период времени. При этом пакер приводится в действие также с использованием оборудованной для посадки в пакер нижней цементировочной пробки, над которой закачивается объем тампонажного раствора, необходимый для доставки ее в интервал установки пакера. В тех случаях, когда изолируемый продуктивный пласт представлен

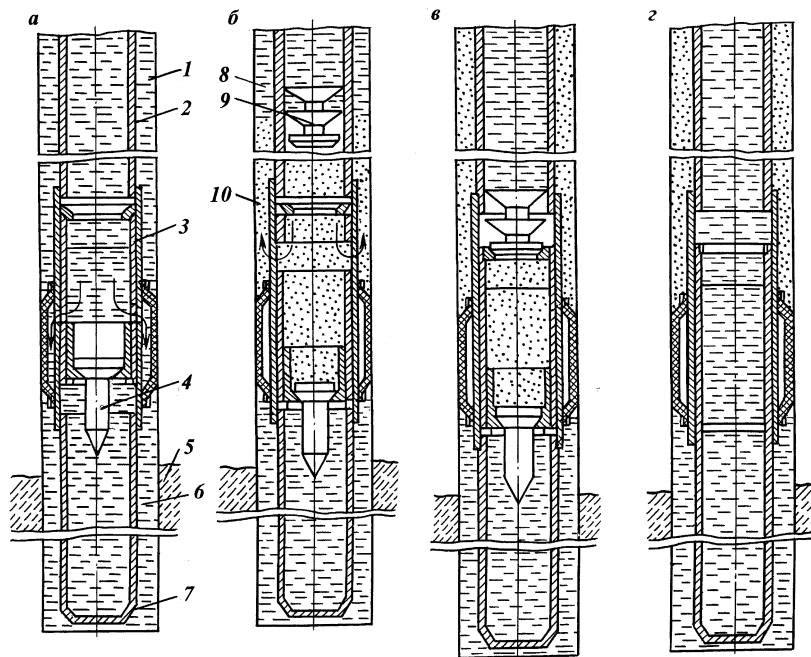


Рис. 4.18. Технологическая схема манжетного цементирования скважин с пакером ПДМ:
а – спуск и посадка падающей пробки, пакеровка; *б* – цементирование; *в* – закрытие цементировочных отверстий пакера; *г* – скважина после разбуривания пробок, втулки и седел; 1 – скважина; 2 – обсадная колонна; 3 – пакер; 4 – падающая пробка; 5 – продуктивный пласт; 6 – фильтр; 7 – колонный башмак; 8 – продавочная жидкость; 9 – верхняя пробка; 10 – тампонажный раствор

слабосцементированными и малопрочными породами, в обсадную колонну под нижнюю пробку закачивается объем тампонажного раствора, достаточный для перекрытия интервала продуктивного пласта до глубины установки пакера. Оставшийся при этом в нижней части обсадной колонны под пакером цементный камень разбуривается вместе с верхней и нижней цементировочными пробками, находящимися в проходном канале пакера.

Конструкция пакера ПДМ позволяет использовать его также для разобщения пластов, находящихся возле забоя скважины, при цементировании ее в одну ступень через башмак обсадной колонны. В этом случае пакер устанавливается вблизи башмака обсадной колонны между изолируемыми пластами. Пакер при

этом приводится в действие посадкой в него нижней цементировочной пробки, пускаемой в обсадную колонну в процессе закачивания тампонажного раствора. Уплотнительный элемент пакера расширяется путем закачивания под него тампонажного раствора из обсадной колонны. Процесс цементирования скважины заканчивается при остановке верхней цементировочной пробки в пакере.

Пакер типа ПДМ позволяет производить цементирование скважины выше него также и обратным способом. При этом необходимо использовать специальную цементировочную пробку с циркуляционным клапаном, устанавливаемую в обсадной колонне над пакером при промывке скважины.

4.5.3. ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ ПАКЕР ТИПА ПГМ

ВНИИБТ и б. комбинатом “Нефть и газ” (Германия) разработана новая конструкция заколонного гидромеханического пакера для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин, характеризующегося эксплуатационной технологичностью и надежностью. При этом впервые в конструкции предусмотрена возможность открытия циркуляционных боковых отверстий этого пакера путем использования перепада между давлением столба жидкостей в затрубном пространстве скважины и более низким давлением столба продавочной жидкости, находящегося в обсадной колонне после окончания первой ступени цементирования. Кроме того, обоснована возможность открытия циркуляционных отверстий за счет увеличения давления в обсадной колонне при предварительной пакеровке скважины и последующего автоматического доуплотнения контакта резиновой манжеты пакера со стенкой скважины в процессе цементирования второй ступени обсадной колонны.

Эти функциональные свойства пакера исключают возможность преждевременного (до перекрытия затрубного пространства скважины уплотнительным элементом) открытия циркуляционных отверстий. Подобными свойствами не обладают известные пакеры и муфты для двухступенчатого и манжетного цементирования, в частности пакеры типа ПДМ, муфты типа УДЦС фирмы “Бейкер” и конструкции б. ВНИИКРнефти.

В пакере новой конструкции отсутствуют также другие недостатки упомянутых аналогов, несколько снижающие надежность этих устройств:

возможность нарушения герметичности перекрытия циркуляционных отверстий при разбурировании в пакере разделитель-

ных элементов (пробки, шара) и цементного камня между ними (недостаток пакеров типа ПДМ);

значительная сложность конструкции и изготовления;

возможность преждевременного перекрытия циркуляционных отверстий запорной втулкой в случае повышения давления в колонне из-за частичного засорения этих отверстий (недостаток муфты УДЦС).

Были разработаны два варианта принципиальной схемы гидромеханического пакера, чем обеспечено последовательное развитие его функциональных свойств.

Разработка конструкции экспериментальных образцов пакера была выполнена по второму варианту, обеспечивающему более высокие надежность и технологичность в изготовлении и использовании.

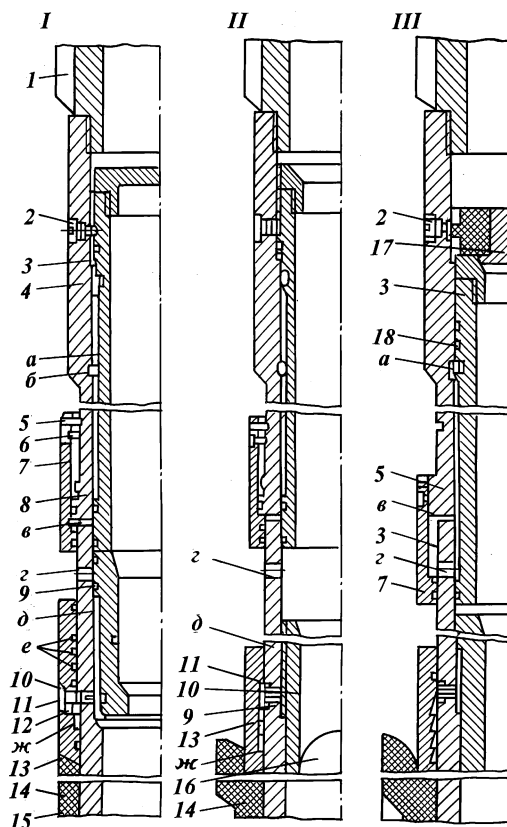
Пакер, выполненный по второму варианту (рис. 4.19), состоит из двухступенчатого корпуса 8 с радиальными отверстиями *г* и *в*; уплотнительного элемента 14 (как и в первом варианте, резиновой манжеты), установленного на корпусе и оборудованного торцевой защитой 15; составного толкателя 13 с кольцевыми проточками *е* под фиксатор 10; дифференциальной втулки 7, закрепленной на корпусе при помощи срезных штифтов 5, снабженной ограничителем 6 ее движения по корпусу и образующей с корпусом кольцевую камеру *з*; упора 12; зафиксированной полым штифтом 11 запорной втулки-седла 9 и штифтом 2 верхней составной втулки 3 с замком 4. В корпусе 8 выполнена кольцевая проточка *б* для фиксации верхней втулки в конечном положении. Наружная ступенчатая поверхность корпуса 8 образует с составным толкателем 13 камеру *ж*, загерметизированную полым штифтом 11, а внутренняя ступенчатая поверхность корпуса и запорная втулка-седло 9 образуют камеру *д*, сообщающуюся в транспортном положении с внутренней полостью колонны труб. Верхняя составная втулка 3 также образует с внутренней ступенчатой поверхностью корпуса камеру *а*, сообщающуюся в транспортном положении с внутренней полостью колонны труб. Пакер оборудован жесткими центраторами 1.

Пакер работает следующим образом.

При посадке шара 16 (см. рис. 4.19) или падающей пробки на запорную втулку-седло 9 срезается полый штифт 11, и втулка-седло, перемещаясь вниз, открывает циркуляционные отверстия *е* и одновременно герметизирует камеру *г*, сообщая ее через срезанный полый штифт 11 с камерой *ж*. Жидкость из камеры *е* при движении втулки-седла 9 поступает в камеру *ж*, перемещает вниз составной толкатель 13, который фиксируется

Рис. 4.19. Второй, реализованный, вариант принципиальной схемы гидромеханического пакера:

I – пакер в транспортном положении; *II* – пакер при проведении запакеровки и открытии цементировочных отверстий; *III* – пакер по окончании цементирования верхней ступени и закрытия цементировочных отверстий



в конечном положении фиксатором 10, и таким образом приводит в рабочее положение уплотнительный элемент 14 (происходит запакеровка). В процессе возрастания давления на втулку-седло 9 с шаром 16 на второй ступени цементирования эти элементы, дополнительно смещаясь вниз, доуплотняют контакт уплотнительного элемента со стенкой скважины. После закачивания расчетного объема тампонажной смеси в обсадную колонну пускают цементировочную пробку 17, которая при взаимодействии с верхней втулкой 3 срезает штифты 2, вводя верхнее уплотнительное кольцо 18, установленное на втулке, в контакт с внутренней цилиндрической поверхностью корпуса 8. Таким образом, верхняя втулка 3 становится дифференциальной, а камера *a* разобщается с внутренней плоскостью колонны труб. При движении вниз втулка 3 перекрывает отверстия *z*, а

жидкость из камеры *a* через отверстие *b* поступает в камеру *з*. Давление в камере *з* действует на дифференциальную втулку *7*, срезаются штифты *5*, и втулка *7* перемещается вниз по конусу, перекрывая при этом снаружи радиальные отверстия *г*. Таким образом достигается повышенная надежность герметизации радиальных циркуляционных отверстий *г*, которая необходима в случае проведения внутриколонных работ (например, разбуривания элементов, перекрывающих проходной канал колонны, спуска различных инструментов в скважину и т.д.).

4.5.4. РЕЗУЛЬТАТЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕРОВ ТИПА ПДМ

Пакеры для двухступенчатого и манжетного цементирования нашли широкое применение при креплении скважин на нефтяных месторождениях Урало-Поволжья, Коми, Северного Кавказа, Средней Азии и в подземных хранилищах газа.

За период 1968–1971 гг. для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин было изготовлено и внедрено более 120 заколонных пакеров ПЦС-170 и ПЦС-190 конструкции ВНИИБТ. Пакеры ПЦС-170 применялись в основном в ПО “Башнефть” при креплении скважин на Арланском нефтяном месторождении для изоляции нефтяного пласта снизу от близкорасположенного водоносного пласта. Пакеры ПЦС-190 применялись в ПО “Союзбургаз” при креплении более 50 газовых скважин в Елшано-Курдюмовском подземном хранилище газа для изоляции газового пласта сверху от заколонного пространства скважины выше него. Применение пакера типа ПЦС обеспечило при этом наружную изоляцию продуктивных пластов при креплении скважин на указанных месторождениях и позволило повысить качество освоения и эффективность их эксплуатации.

Начиная с 1973 г. предприятиями нефтегазовой отрасли стали применяться для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин разработанные ВНИИБТ заколонные пакеры ПДМ-170 и ПДМ-195. За период 1973–1985 гг. было изготовлено 475 таких пакеров, которые были внедрены при креплении нефтяных и газовых скважин на месторождениях ПО “Куйбышевнефть”, “Коминнефть”, “Нижеволжскнефть”, “Союзбургаз”, “Севкавказпром” и др. Опытная партия пакеров ПДМ-195 была применена также при креплении скважин на месторождениях б. ГДР. По своим конструктивным и техническим данным первые пакеры типа ПДМ предназначались для

использования в скважинах при температурах не более 100 °С и перепадах давления на уплотнительный элемент пакера после его расширения не более 12 МПа. Это позволило использовать их для цементирования скважин с максимальной глубиной 3725 м, при установке пакеров до глубины 2840 м и температурах 70–80 °С, цементирование которых было проведено с применением пакеров.

Давления открытия циркуляционных отверстий пакеров составили от 8 до 19 МПа в зависимости от глубины установки пакера и его типоразмера. Фактическая глубина установки пакеров уточнялась с помощью прибора СГДТ или локатора муфт. Коэффициенты надежности работы указанных пакеров составили 0,80–0,85.

Применение указанных пакеров для двухступенчатого цементирования скважин позволило изолировать вскрытые в процессе бурения поглощающие пласты и обеспечить подъем тампонажного раствора за эксплуатационными колоннами до проектной высоты. Пакеры успешно применялись также для манжетного цементирования и создания конструкции открытого забоя скважин, что позволило существенно повысить качество и эффективность их освоения и эксплуатации.

Начиная с 1983 г. выпускаются и применяются при цементировании скважин усовершенствованные пакеры ПДМ-140, ПДМ-146 и ПДМ-168, разработанные ВНИИБТ в 1980–1982 гг. Стабильные значения давления пакеровки, а также давления открытия циркуляционных отверстий пакеров в пределах 8–10 МПа позволили впервые в отечественной практике успешно применить пакеры типа ПДМ для двухступенчатого цементирования глубиной более 5000 м при установке их на глубине 3000 м и ниже при температурах 93–96 °С и перепадах давления между разобцеаемыми интервалами скважины не менее 12 МПа. Использование с указанными пакерами более совершенных цементировочных пробок и запорного элемента в виде падающей пробки вместо шара обеспечило более надежное управление работой пакера и процессом цементирования скважины. Время движения падающей пробки по обсадной колонне до посадки в пакер составило при этом 60–70 мин, а интервал времени между ступенями цементирования скважины составил 1,5–2 ч.

В течение 1985–1986 гг. ВНИИБТ разработаны конструкции дополнительно усовершенствованных пакеров типа ПДМ для обсадных колонн диаметрами 140; 146; 168 и 178 мм; пакеры снабжены высокопрочными и теплостойкими резинометаллическими уплотнительными элементами фирмы “Таурус” и ре-

зинотканевыми уплотнительными элементами конструкции ВНИИЭМИ. Эти пакеры выпускаются с 1987 г. Опытным заводом ВНИИБТ и предназначаются для цементирования скважин при температуре до 150 °С на глубине установки пакера и перепаде давления между разобщаемыми зонами не менее 17,5 МПа. Пакеры типа ПДМ с указанными уплотнительными элементами успешно применены в 1987–1989 гг. для цементирования скважин глубиной до 6000 м при глубине установки пакера до 3508 м. Значения температуры в скважине на глубине установки пакера составили от 92 до 140 °С, а перепада давления между разобщаемыми зонами – от 12 до 17 МПа. Коэффициент надежности работы усовершенствованных пакеров типа ПДМ составил при этом 0,92–0,95.

Всего к концу 1989 г. выпущено более 800 усовершенствованных пакеров типа ПДМ на обсадные колонны диаметрами 140–178 мм для ПО “Коминетфть”, Куйбышевнефть”, “Узбекнефть”, “Ставропольнефтегаз”, “Кавказтрансгаз”, “Кубаньгазпром” и др., а также для нефтеразведочного предприятия Венгрии.

Опыт внедрения пакеров типа ПДМ показывает, что технико-экономический эффект от их применения для двухступенчатого цементирования скважин заключается в повышении качества крепления скважин в сложных геолого-технических условиях и увеличении таким образом продолжительности срока их службы. Применение пакеров позволяет также сократить затраты времени на крепление скважины, а следовательно, на эксплуатацию буровой установки и цементировочной техники, уменьшить расход тампонажных материалов.

Применением пакеров типа ПДМ для манжетного цементирования и создания конструкции открытого забоя скважины кроме повышения качества ее крепления достигается сокращение времени ее заканчивания, причем исключается загрязнение продуктивного пласта тампонажным раствором и, следовательно, увеличивается продуктивность скважины.

Эти выводы подтверждаются результатами применения пакеров типа ПДМ в ПО “Коминетфть”, “Куйбышевнефть”, “Союзбургаз” и др. в 1986–1988 гг. С 1993 г. пакеры типа ПДМ применяются в горизонтальных скважинах предприятия “Кубаньгазпром”.

Глава 5

ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

5.1. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

5.1.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ОЧИСТКИ СТВОЛА И БУРОВОМУ РАСТВОРУ

От степени очистки ствола скважины зависит качество разобщения пластов. Наличие в стволе зон, где скапливается буровой шлам, ведет к образованию в этих местах каналов, вдоль которых возможны в дальнейшем затрубные перетоки.

Обломки породы могут оседать в различных желобах, кавернах, образуя в этих местах высоковязкие малоподвижные пасты из бурового раствора, особенно в случае разбуривания глинистых пород. Если в процессе бурения наличие таких скоплений и не вызывает особых осложнений, то их следует считать основными причинами различных газонефтепроявлений и прежде всего в интервалах, где рядом располагаются пласты с различными давлениями.

Перед спуском обсадной колонны ствол скважины необходимо промывать высококачественным буровым раствором, удовлетворяющим основным требованиям теории промывки. Для обеспечения возможности увеличения расхода жидкости проработку ствола скважины перед спуском колонны следует вести роторным способом.

Промывка скважины должна производиться только буровым раствором, тщательно очищенным от выбуренной породы. Медленное вращение инструмента в процессе промывки во всех случаях облегчает очистку ствола.

5.1.2. ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫВКИ СТВОЛА ПРИ СПУСКЕ И ПОСЛЕ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Как бы хорошо ни был промыт ствол скважины, в процессе подъема инструмента, а также при последующем спуске обсадной колонны происходит некоторое разрушение стенок скважины, особенно при наличии в открытом интервале слабоустойчивых пород. Большое количество шлама также может вытесняться пружинными центраторами из каверн. Наличие выступов на обсадной колонне в виде муфт при спуске создает возможность механического воздействия на стенки скважины в местах прижатия труб. При этом происходит срез глинистых корок, разрушение выступающих участков ствола при наличии каверн и скругление острых углов на желобах в точках касания *a* (рис. 5.1), после чего колонна начинает соприкасаться со стенками скважины по линии *bc*.

Для рассмотрения наибольший интерес представляют участки перегибов ствола, где на колонну постоянно действуют прижимающие усилия. Если на этих участках имеются желоба,

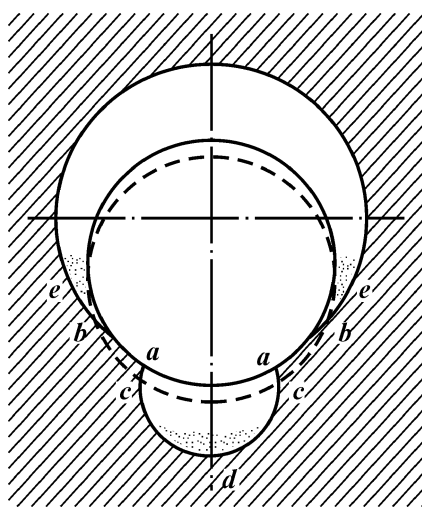


Рис. 5.1. Характер расположения обсадной колонны на участке скважины с желобом (пунктирная линия соответствует положению колонны в конце спуска)

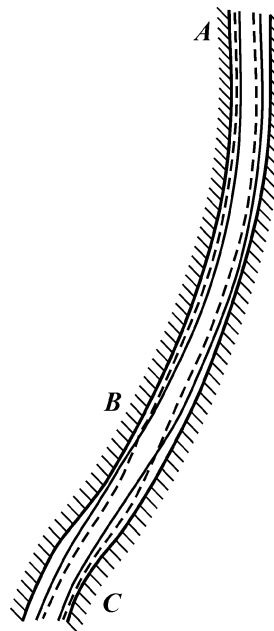


Рис. 5.2. Характер образования забойных зон после спуска колонны

что связано обычно с низкой прочностью пород, то по мере перемещения вниз обсадная колонна постепенно притирается к желобу и внедряется в него. При этом часть обломков породы попадает внутрь желоба и загрязняет его. Другая часть оказывается защемленной в зоне be , где смешивается с буровым раствором и образует пасту повышенной вязкости. Чем продолжительнее воздействие усилия, чем больше его значение и чем больше муфт пройдет через данное сечение скважины, тем больше будет поверхность касания обсадной колонны по участку bc .

На рис. 5.2 сплошными линиями показано положение колонны в начальный период спуска и пунктирными – в конечный. Вход в полость желоба и выход из него перекрываются, что весьма нежелательно из-за невозможности заполнения желоба цементным раствором. Наличие муфт на колонне способствует скоплению снизу около них наиболее крупных частиц породы и создает реальную возможность образования небольших сальников со стороны прижатого к стенке участка муфты.

В процессе спуска обсадной колонны не исключена возможность значительного засорения каверн и желобов осыпающейся породой. При эксцентричном расположении колонны в скважине и особенно при малых зазорах фактически невозможно добиться качественной очистки ствола от шлама и глинистой корки только лишь путем интенсификации промывки.

5.1.3. ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫВКИ СТВОЛА ПЕРЕД ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ В ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

В искривленных скважинах частицы выбуренной породы под действием сил тяжести стремятся опуститься на нижнюю стенку. Если угол наклона участка ствола к вертикали α , то сила, толкающая частицу весом G к стенке, определится как

$$G_y = G \sin \alpha. \quad (5.1)$$

Однако если с ростом угла наклона значение поперечной составляющей силы G_y возрастает, то одновременно продольная составляющая веса $G_x = G \cos \alpha$ уменьшается. Следовательно, если в вертикальной скважине энергия потока направляется на перемещение частиц в жидкости только вдоль ствола, то в наклонном участке помимо этого возникает проблема исключения выпадения частиц на нижнюю стенку ствола. Средняя скорость потока для перемещения частиц в наклонном стволе при структурном режиме течения должна быть в 5–10 раз больше скоро-

сти падения частиц $v_{\text{ч}}$ в жидкости, а следовательно, средняя подача жидкости в наклонной скважине должна в несколько раз превосходить подачу в вертикальной, что в ряде случаев оказывается технически недостижимым. Чем больше диаметр скважины, тем больше должна быть подача для обеспечения перемещения частиц вдоль нижней стенки.

В процессе движения округлых частиц породы в градиентном слое потока они оказываются под воздействием силы, стремящейся переместить частицу из зоны с высокими градиентами в зону с малыми градиентами, т.е. центральную часть потока. Следовательно, при определенных условиях может установиться равновесие и частица будет двигаться на некотором удалении от стенки скважины, не приближаясь к ней.

Значение средней предельной скорости $v_{\text{пр}}$, превышение которой исключит оседание частиц данного размера и формы на стенки наклонной скважины, можно определить из выражения

$$v_{\text{пр}} = \frac{R_2 - R_1}{3} \left[\frac{R_2 - R_1}{R_2 - \frac{d_{\text{ч}}}{2}} \sqrt{\frac{(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}})g \sin a}{6K_{\text{y}} d_{\text{ч}} \rho_{\text{ж}}}} + \frac{\tau_0}{\eta} \left(\frac{1}{2} \frac{R_2 - R_1}{R_2 - \frac{d_{\text{ч}}}{2}} - 1 \right) \right]. \quad (5.2)$$

Если учесть, что размеры частиц шлама малы по сравнению с радиусом скважины, то в знаменателе величиной $d_{\text{ч}}/2$ можно пренебречь. Тогда выражение (5.3) примет вид

$$v_{\text{пр}} = \frac{R_2}{3} \left(1 - \frac{R_1}{R_2} \right) \left[\left(1 - \frac{R_1}{R_2} \right) \sqrt{\frac{(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}})g \sin a}{6K_{\text{y}} d_{\text{ч}} \rho_{\text{ж}}}} - \frac{\tau_0}{2\eta} \left(1 - \frac{R_1}{R_2} \right) \right]. \quad (5.3)$$

Принимая в выражении (5.3) $\tau_0 = 0$, получаем для случая течения вязких жидкостей

$$v_{\text{пр}} = \frac{R_2}{3} \left(1 - \frac{R_1}{R_2} \right)^2 \sqrt{\frac{(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}})g \sin a}{6K_{\text{y}} d_{\text{ч}} \rho_{\text{ж}}}}. \quad (5.4)$$

Из анализа выражений (5.2) – (5.4) следует, что $v_{\text{пр}}$ при промывке буровым раствором будет меньше, чем в случае промывки вязкой жидкостью, причем тем меньше, чем больше динамическое напряжение сдвига и меньше вязкость. На рис. 5.3 приведена зависимость $v_{\text{пр}} = f(R_2, d_4)$ для случая ламинарного течения вязкой жидкости при $R = 8,4$ см; $\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}} = 1$ г/см³; $\rho_{\text{ж}} = 1,5$ г/см³; $a = 45^\circ$; $K_{\text{y}} = 0,13$. Нетрудно видеть, что с увеличением диаметра частиц значение $v_{\text{пр}}$ уменьшается, особенно резко при увеличении $d_{\text{ч}}$ до 0,5 см. Абсолютные значения $v_{\text{пр}}$ для крупных частиц (см. рис. 5.3) небольшие, в то же время

значение скоростей для исключения выпадения частиц малых размеров довольно высокое; намного труднее в рассматриваемых условиях исключить выпадение на стенку более мелких частиц, чем крупных. Чем больше размер зазора, тем выше должна быть скорость потока $v_{пр}$.

Что касается оседания частиц в структурном потоке, то из зависимости (5.2) следует, что значение $v_{пр}$ еще меньше, чем при течении вязкой жидкости, т.е. условия в наклонном стволе для транспорта частиц в структурном потоке лучше. Что касается движения частиц плоской формы, то, если условие не соблюдается, они будут хотя и медленно, но приближаться к нижней стенке скважины и скапливаться на ней, слипаясь при благоприятных условиях.

На рис. 5.4, I показана динамика перемещения единичной

Рис. 5.3. Зависимость величины $v_{пр}$ от диаметра частиц $d_{ч}$:
1 - $R_2 = 12,3$ см; 2 - $R_2 = 10,7$ см

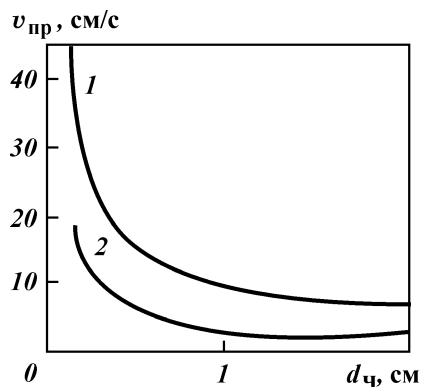
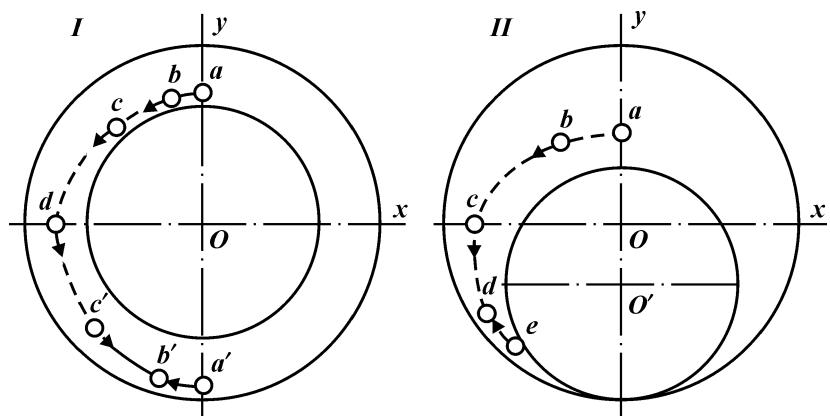


Рис. 5.4. Динамика перемещения частиц породы к нижней стенке наклонного участка скважины при концентричном (I) и эксцентричном (II) расположении трубы



частицы шлама округлой формы из неустойчивого положения a над трубой в устойчивое a' под трубу, расположенную концентрично. Точки a, b, c, d, c', b', a' отражают положение частиц через равные промежутки времени. Перемещение происходит под действием неуравновешенной составляющей силы тяжести G_v .

На рис. 5.4, II представлена траектория движения частицы (a, b, c, d, e) в затрубном пространстве при эксцентричном положении труб. В этом случае частицы стремятся занять устойчивое положение в самой низкой части щели. Таким образом, у нижней стенки ствола в наклонном участке скважины постоянно повышается концентрация частиц породы, что вызывает рост вязкости жидкости в этих частях потока и замедляет здесь течение. Наличие в кольцевом зазоре центраторов, турбулизаторов, скребков будет вести к разрушению ядра потока и образованию вихрей, а в ряде случаев способствовать возникновению ранней турбулизации. Это может обусловить выпадение частиц из потока на стенки. Следовательно, поток должен обладать достаточной силой, чтобы перемещать частицы различной формы по нижней стенке ствола в условиях турбулентного течения.

Чтобы установить расчетную формулу для определения средней скорости потока, при которой достигается качественная очистка наклонного ствола, были проведены эксперименты на специальной установке. В наклонном стволе были проведены опыты нескольких серий. Изучались закономерности падения частиц при отцентрированных трубках без потока и в нем. Кроме того, исследовался вынос частиц потоком при свободном расположении трубок с их вращением и без него. В качестве шлама использовались те же частицы, что и в вертикальном стволе. Всего было выполнено около 2500 опытов. В процессе опытов ствол был отклонен от вертикали на 12° . Опыты, проведенные в наклонном стволе при отсутствии потока, когда трубки были отцентрированы, показали, что падение частиц происходит по тому же закону, что и при аналогичных условиях в вертикальном стволе (рис. 5.5), т.е. закономерности падения описываются тем же уровнем. Иначе говоря, наклон ствола скважины на 12° не оказывал влияния на значение скорости падения частицы в покоящейся жидкости $v_{\text{ч}}^{\text{н}}$. Однако форма кривой $K = f(\delta)$ для наклонного ствола при исследовании в потоке несколько изменилась по сравнению с аналогичной кривой для вертикального ствола. Значение K для частиц со значением $\delta > 0,8$ остается почти одинаковым с изменением δ . По-видимому, это связано с

возможностью перекачивания частиц указанной формы по нижней стенке скважины, что облегчает их вынос, так как часть веса частиц передается при этом на стенку. Плоские частицы со значением $\delta < 0,8$ в наклонном стволе падали в потоке с теми же скоростями, что и в вертикальном.

Однако рассмотренный случай перемещения частиц по стволу на практике может быть лишь на участках, где трубы прижаты к верхней стенке скважины. Поскольку в большинстве случаев трубы располагаются на нижней стенке, куда опускаются и частицы шлама, то большой практический интерес представляло установить вид зависимости $K = f(\delta)$ для этого случая (см. рис. 5.5, кривая 3), которая описывается следующим уравнением:

$$K = 29,5(0,95 + \delta). \quad (5.5)$$

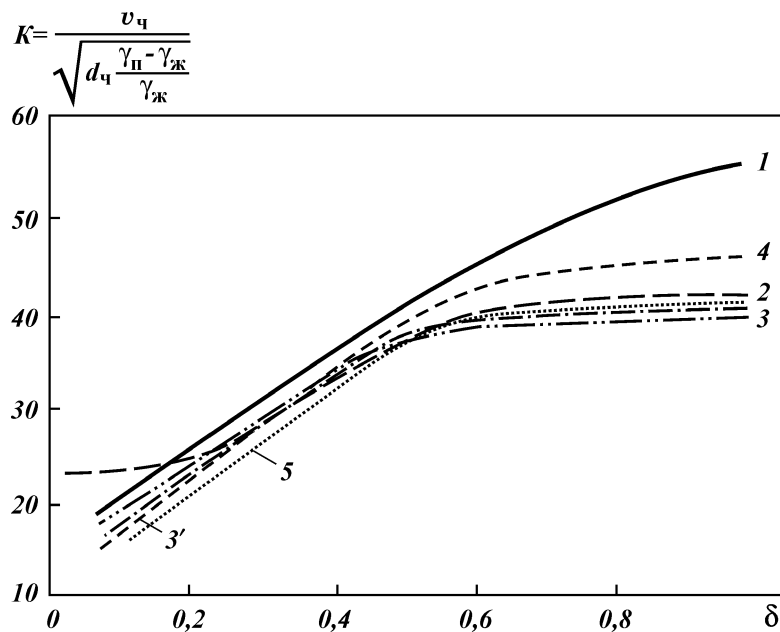


Рис. 5.5. Экспериментальные зависимости $K = f(\delta)$ при падении частиц в модели скважин в покоящейся жидкости:
 1 – свинцовые частицы в трубе диаметром 7,59 см (без трубок); 2 – алюминиевые частицы в трубе диаметром 7,59 см (без трубок); 3 – свинцовые частицы в трубе диаметром 7,95 см с трубками по центру; 3' – свинцовые частицы в трубе диаметром 7,59 см с трубками по центру в наклонном стволе; 4, 5 – соответственно свинцовые и алюминиевые частицы в вертикальной трубе диаметром 4,0 см (без трубок)

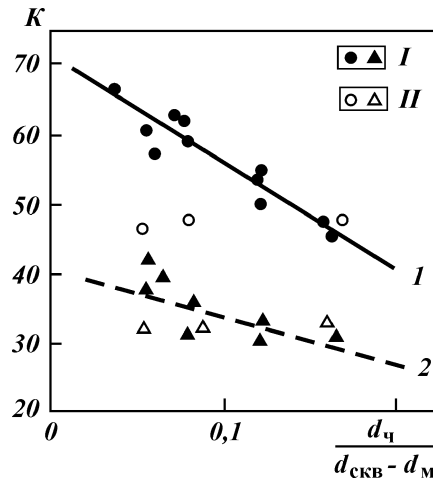


Рис. 5.6. Зависимости $K = f [d_ч / (D_{скв} - d_н)]$ при положении модели скважины под углом 12° по вертикали: I – шарики; 2 – диски ($\delta = 0,253$); I – трубки к центру модели; II – трубки свободные

Некоторый рост величины K в наклонном стволе по сравнению с вертикальным объясняется большим подклинивающим эффектом частиц в серповидной щели. Степень подклинивания будет определяться параметром $d_ч / (D_{скв} - d_н)$.

На рис. 5.6 представлены

зависимости $K = f \left(\frac{d_ч}{D_{скв} - d_н} \right)$ для шариков и плоских частиц с $\delta = 0,253$. Для сферических и плоских частиц с $\delta = 0,253$ эти зависимости описываются следующими выражениями:

$$K'_\delta = 72 - 157 \frac{d_ч}{D_{скв} - d_н}; \quad (5.6)$$

$$K''_\delta = 41,5 - 75 \frac{d_ч}{D_{скв} - d_н}. \quad (5.7)$$

Учитывая, что сферические частицы шлама при бурении встречаются редко, можно принять для практических расчетов некоторую зависимость $K = f \left(\frac{d_ч}{D_{скв} - d_н} \right)$, среднюю между (5.6) и (5.7), например

$$K_\delta = K'_\delta - 116 \frac{d_ч}{D_{скв} - d_н}, \quad (5.8)$$

пригодную для частиц различной формы.

В наклонном стволе также изучалось влияние вращения трубок на скорость выноса частиц. Исследования в потоке при отцентрированных трубках, так же, как и исследования в вертикальном стволе, не позволяли установить влияние вращения трубок на скорость выноса частиц, несмотря на большой диапазон изменения угловых скоростей ω . Это относится как к сферическим, так и к плоским частицам. Однако при свободном

вращении трубок в модели влияние этого параметра ярко выражено для сферических частиц и незаметно для плоских. Влияние вращения трубок на вынос частиц аналогично случаю вертикального положения модели, и зависимость $K = f\left(\frac{\omega d_n}{v_n}\right)$ описывается тем же уравнением.

Обеспечить качественную промывку ствола скважины перед цементированием лишь за счет увеличения подачи не представляется возможным, если в процессе промывок не производить осевых перемещений и вращения колонны. Особенно эффективно должно быть осевое движение колонны с ее разгрузкой (в пределах расчета) на забой, поскольку это обусловит возникновение на колонне продольных волн, исключит в ряде интервалов зацементирование шлама и разрушит застойные зоны. Таким образом, движение колонны и ее вращение следует рассматривать как обязательные технологические операции перед цементированием и в процессе цементирования, а обсадные колонны и буровые установки должны рассчитываться на возникающие при этом нагрузки.

Для малых размеров частиц шлама, при прочих равных условиях, средняя скорость v_n турбулентного потока, обеспечивающая вынос частиц в наклонной скважине с углом наклона ствола 12° должна быть в 1,2–1,7 раза больше, чем в вертикальной, в зависимости от формы частиц. Чем меньше δ , тем больше должно быть превышение скорости восходящего потока в наклонном стволе. Если угол наклона меньше 12° , то необходимо производить линейную интерполяцию результатов расчета.

Специалисты компании “Эм-Ай Дриллинг Флюидз” Лтд. показали, что при наклоне ствола примерно $50\text{--}60^\circ$ идет обвальное сползание накопившихся частиц шлама.

5.1.4. ОСЕВОЕ ДВИЖЕНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

При осевых перемещениях колонны со скоростью v_n значение абсолютной скорости потока в заколонном пространстве v_n может быть выражено как

$$v_n = \frac{Q \pm \pi v_T R_1^2}{\pi(R_2^2 - R_1^2)} = v_n \pm \frac{v_T}{m^2 - 1}, \quad (5.9)$$

где Q – подача жидкости в скважину в процессе движения колонны; $m = R_2/R_1$ – отношение радиуса скважины R_2 к наружному радиусу колонны R_1 .

Значение гидравлических потерь в кольцевом пространстве Δp_k приблизительно может быть найдено по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$\Delta p_k = \lambda_{к.п} \frac{v_a^2 \gamma_{ж}}{2g} \frac{L_T}{2(R_2 - R_1)}. \quad (5.10)$$

Подставив выражение (5.9) в формулу (5.10), получим

$$\Delta p_k = \lambda \frac{\gamma_{ж}}{g} \frac{L_T}{4(R_2 - R_1)} \left(v_{п \pm} \pm \frac{v_T}{m^2 - 1} \right)^2. \quad (5.11)$$

Выталкивающая сила F , действующая на колонну с обратным клапаном в процессе ее перемещений, может быть найдена с учетом выражения (5.11) из зависимости

$$F = \Delta p_k \pi R_1^2 = \lambda_{к} \frac{\gamma_{ж} \pi R_1 L_T}{4g(m-1)} \left(v_{п \pm} \pm \frac{v_T}{m^2 - 1} \right)^2. \quad (5.12)$$

Если обсадная колонна заполнена жидкостью более легкой, чем за колонной, т.е. $\gamma_{ж} > \gamma'_{ж}$, это обуславливает возникновение сил плавучести F_a , которые можно определить как

$$F_a = \frac{(\gamma_{ж} - \gamma'_{ж})}{g} L_T \pi R_1^2 g, \quad (5.13)$$

где $\gamma_{ж}$, $\gamma'_{ж}$ – плотность жидкости за колонной и внутри нее.

Кроме того, наличие в кольцевом пространстве муфт также способствует увеличению гидравлических сопротивлений до значений $\Delta p'_k$, а следовательно, в процессе промывки возрастает выталкивающая сила F_a .

Дополнительное значение давления $\Delta p'_k$, обусловленное наличием муфт, может быть найдено в первом приближении с помощью формулы Бордо с поправкой

$$\Delta p'_k = \frac{3,47 \gamma Q_a^2}{\pi^2 g (R_2^2 - R_1^2) l_{с.т}} \frac{L_T}{\left(\frac{R_2^2 - R_1^2}{R_2^2 - R_m^2} - 1 \right)^2}, \quad (5.14)$$

где $l_{с.т}$ – средняя длина труб в колонне; R_m – наружный радиус муфты; Q_a – объемный расход жидкости в кольцевом зазоре с учетом движения труб,

$$Q_a = Q \pm \nu v_T R_1^2. \quad (5.15)$$

После подстановки выражения (5.15) в формулу (5.14) с учетом уравнения (5.11) можно определить уточненную величину F :

$$F = (\Delta p_{\kappa} + \Delta p'_{\kappa}) \pi R_1^2 = \pi R_1 L_{\tau} \gamma_1 \left[\lambda_{\kappa} \frac{\left(v_{\Pi} \pm \frac{v_{\tau}}{m^2 - 1} \right)^2}{4g(m-1)} - \frac{3,47 R_1}{\pi^2 g l_{c,\tau}} \left(v_{\Pi} \pm \frac{v_{\tau}}{m^2 - 1} \right)^2 \times \right. \\ \left. \times \left(\frac{R_2^2 - R_1^2}{R_2^2 - R_M^2} - 1 \right)^2 + 0,1 \left(1 - \frac{\gamma_2}{\gamma_1} \right) R_1 \right]. \quad (5.16)$$

Анализ выражения (5.16) показывает, что для облегчения подъема колонны с целью улучшения качества промывки ствола, а также для повышения степени вытеснения бурового раствора цементным необходимо иметь повышенные подачи жидкости Q , а продавку следует вести жидкостью, имеющей меньшую плотность, чем цементный раствор. Чем больше плотность цементного раствора, меньше значение зазора и больше радиус колонны, тем легче, используя гидравлическую энергию потока, производить подъем колонны. Гидравлический подпор значительно снижает растягивающие нагрузки, опасные для резб верхних труб, и предотвращает их порыв.

Снижение веса на крюке за счет гидравлических сопротивлений в кольцевом зазоре не является оправданным, поскольку необходимо стремиться к их уменьшению из-за возможности возникновения поглощений.

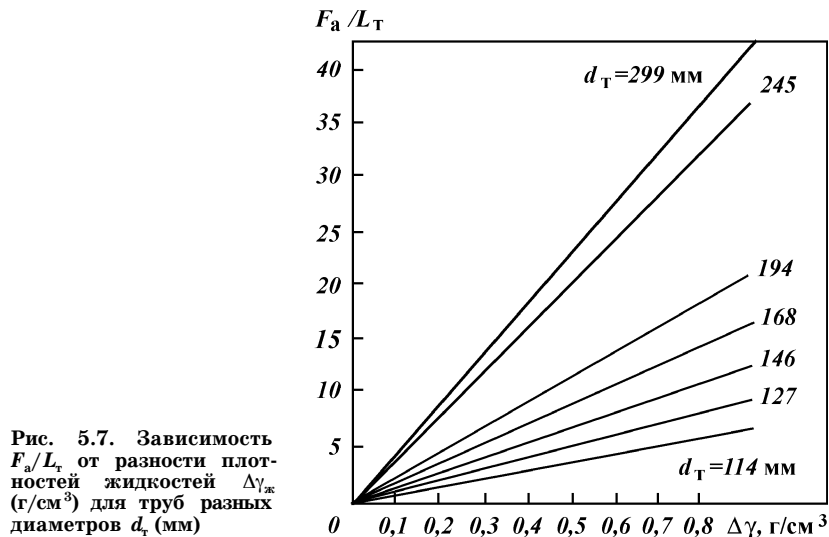


Рис. 5.7. Зависимость F_a / L_{τ} от разности плотностей жидкостей $\Delta \gamma_{ж}$ (г/см³) для труб разных диаметров d_{τ} (мм)

Более эффективный способ снижения нагрузки на талевую систему – продавка цементного раствора жидкостью с пониженной плотностью, хотя это также требует применения более мощных цементировочных агрегатов и оборудования. Значение уменьшения веса 1 м обсадных труб можно определить из зависимости (5.13):

$$\frac{F_a}{L_r} = (\gamma_{ж} - \gamma'_{ж}) \pi R_1^2 g. \quad (5.17)$$

На рис. 5.7 приведены графические зависимости $\frac{F_a}{L_r} = f(\Delta\gamma_{ж} d_t)$, где $d_t = 2R_1$, показывающие эффективность данного способа. Если максимальное значение F связано с максимальным значением расхода жидкостей, то значение F_a будет максимальным после закачки полного объема продавочной жидкости.

5.1.5. ОПЕРАЦИИ ПЕРЕД СПУСКОМ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ

ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН

1. Промыть скважины следует буровым раствором с минимально возможными в рассматриваемом районе вязкостью, динамическим и статическим напряжениями сдвига.

2. Высокое качество бурового раствора при подготовке ствола достигается грубой очисткой виброситами и тонкой – гидроциклонами и др. Это предотвращает образование в скважине толстых корок с включениями шлама и обеспечивает качество бурового раствора.

3. Для лучшей очистки ствола, особенно его кавернозных интервалов, промывку следует вести, установив в нижней части буровой колонны долото с турбобуром очень малой мощности (удалив, например, из стандартного до 70 % ступеней), при низкой частоте вращения буровых труб. Эффективность очистки в зоне долота зависит от кинетической энергии вращающегося потока.

4. В процессе промывки ствола рекомендуется периодическая максимально возможная разгрузка инструмента на забой с последующим приподъемом. Это способствует дроблению крупных кусков горной породы в стволе скважины и облегчает их удаление.

5. Рекомендуемый режимом промывки – турбулентный.

6. Режим и производительность промывки определяются ее параметрами, текучестью, а также размером и формой частиц породы. Поскольку размер и форма кольцевого пространства скважины переменные, создаются условия для возбуждения турбулентных зон в определенных участках ствола (особенно при вращении труб) при числах Рейнольдса ниже критических (1100–1200). В условиях турбулентного течения падение частиц породы происходит быстрее, чем при структурном режиме обтекания, и рассчитывать промывку следует исходя из зависимостей, построенных на основе уравнения Риттингера.

7. Контролировать промывку следует по изменению концентрации шлама в промывочной жидкости. Постепенное уменьшение концентрации и ее стабилизация характеризуют окончание промывки. Если по истечении расчетного времени концентрация шлама не уменьшается, промывку необходимо прекратить, поскольку это свидетельствует об осыпании пород и образовании каверн. В таком случае статическое напряжение сдвига промывочной жидкости после прекращения циркуляции и извлечения труб в вертикальной скважине должно обеспечивать удержание шлама во взвешенном состоянии.

ПРОМЫВКА СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ОСЫПЯМИ, КАВЕРНАМИ И ЖЕЛОБАМИ, ПЕРЕД СПУСКОМ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Определение подачи и продолжительности промывки. На бурильную колонну перед последним долблением устанавливаются не менее двух шламоуловителей, один из которых расположен в призабойной зоне, а другой – в средней части бурильной колонны.

Извлеченный шлам промывается водой и рассеивается на почвенных ситах по фракциям. Затем несколько частиц фракции крупного шлама помещается в мерный цилиндр с водой, и по общему объему вытесненной жидкости V к числу частиц n определяется средний объем одной частицы:

$$V_p' = V/n.$$

Расчетный диаметр частиц шлама определяется исходя из объема частиц базисной фракции, который максимально приближается к $V_p = 0,065 (D_c - d_r)^3$.

Определяются параметры частиц базисной фракции

$$\delta = \frac{V_p'}{0,523(d_c^{cp})^3},$$

где $d_c^{cp} = (D + D_1)/2$; D – диаметр ячеек сита, на котором отобрана базисная фракция; D_1 – диаметр ячеек смежного сита, через которое базисная фракция прошла.

Для ориентировочных расчетов можно принимать: $\delta = 0,1 \div 0,2$ – шлам в виде тонких пластинок; $\delta = 0,5 \div 0,6$ – шлам угловатый, объемной формы.

Определяется расчетный диаметр частиц породы d_p :
для вертикальных скважин

$$d_{p,v} = 0,27(0,86 + \delta)(D_c - d_t); \quad (5.18)$$

для наклонных скважин с зенитным углом $\alpha \geq 12^\circ$

$$d_{p,n} = 0,085(1,41 + \delta)(D_c - d_t). \quad (5.19)$$

При расчетах D_c принимается равным диаметру участка ствола, от промывки которого зависит качество изоляционных работ. Во всех случаях при определении d_p необходимо руководствоваться следующими рекомендациями с точки зрения возможности прохождения частиц в кольцевом пространстве:

$d_p < D_d - d_m$ при подготовке скважины к спуску колонны при обязательном вращении буровой колонны;

$d_p < 0,5(D_d - d_m)$ при промывке перед цементированием (D_d – диаметр долота).

Если при расчетах по формулам (5.18) и (5.19) d_p будет больше указанных значений, то необходимо d_p брать соответственно равным $(D_d - d_m)$ или $0,5(D_d - d_m)$.

Определяют скорость падения частиц.

Необходимая для расчетов плотность различных горных пород приведена в табл. 5.1.

При расчетах берется максимальная плотность, соответствующая наиболее тяжелым породам базисной фракции.

Чем больше δ и размер частиц, тем меньше угол наклона влияет на условия выноса.

Определяется:

Т а б л и ц а 5.1

Горная порода	Плотность, г/см ³	Горная порода	Плотность, г/см ³
Мрамор, известняк	2,70–2,73	Песчаники, алевролиты	2,6–2,7
Доломиты	2,8–2,9	Дунит	3,2
Каменная соль	2,17	Пироксенит	3,1–3,3
Ангидрит	2,31–2,32	Базальт	2,6–3,1
Бентонитовые глины	2,0–2,1	Гранит	2,54–2,78
Каолиновые глины	2,5–2,58		

минимальная скорость потока, при которой частицы расчетного значения будут находиться в потоке во взвешенном состоянии

$$w_{\min} = K_{\Pi} w_{\text{ч}};$$

расход жидкости, соответствующий w_{\min}

$$Q_{\min} = 0,785(D_c^2 - d_{\tau}^2)w_{\min}; \quad (5.20)$$

коэффициент, учитывающий неравномерность распределения скоростей по сечению потока и размеры частиц,

$$K_{\Pi} = 0,67 \left(1 - \frac{d_{\tau}}{D_c} \right) \frac{d_{\tau}}{d_c^{\text{сп}}}. \quad (5.21)$$

Если в расчетах K_{Π} оказывается меньше единицы, то он принимается равным единице.

При значениях $Q < Q_{\min}$ полной очистки ствола происходить не будет, даже при очень длительной промывке. При любых значениях $Q > Q_{\min}$ через промежуток времени t_0 ствол будет качественно промыт.

Определяют продолжительность промывки скважины t_0 , задавшись средней скоростью потока $w > w_{\min}$

$$t_0 = \frac{L}{0,6(w - w_{\min})}. \quad (5.22)$$

Если задаться t_0 , то можно решить, пользуясь зависимостью (5.22), обратную задачу, т.е. определить сначала скорость $(w - w_{\min})$ подъема наиболее трудновыносимых частиц породы, затем – необходимую среднюю скорость потока, а потом с помощью выражения (5.20) найти необходимую подачу насосов.

Однако значения Q ограничиваются технической характеристикой оборудования (шланги, насосы и др.) на буровой и наличием зон поглощения, т.е. при выборе Q необходимо соблюдать условие $Q_{\min} < Q < Q_{\text{доп}}$. Желательно, чтобы режим течения при выбранном Q был турбулентным.

Режим течения жидкости в кольцевом пространстве при найденном Q определяется по обобщенному критерию

$$\text{Re}^* = \frac{\rho w (D_c - d_{\tau})}{\eta \left[1 + \frac{\tau_0 (D_c - d_{\tau})}{6w\eta} \right]}.$$

Если $\text{Re} < 1600$, то режим течения структурный или переходный.

Приближенная методика определения подачи жидкости. Приведенный выше точный метод определения Q сравнительно сложен из-за необходимости получения информации о фактической зашламленности ствола по результатам отбора шлама непосредственно из скважины, а также из-за необходимости последующего его анализа. Поэтому во всех случаях рекомендуется сначала произвести расчет по приближенной методике, которая дает завышенные значения (что не всегда приемлемо).

Сущность расчетов по приближенной методике состоит в допущении, что базисный шлам имеет форму правильных объемных фигур, а следовательно, $\delta = 1$.

Определяют расчетный диаметр для вертикальных и наклонных скважин по формуле

$$d_p = 0,5(D_c - d_r).$$

Находят скорость падения частиц в потоке (в наклонной и вертикальной скважинах).

Последовательность остальных расчетов остается прежней.

ПРОМЫВКА СТВОЛА ПРИ ОГРАНИЧЕНИИ ПОДАЧИ

В случае ограничения подачи $Q_{\text{доп}}$ незначительно превышает $Q_{\text{мин}}$, и, следовательно, время промывки может оказаться очень большим, что неприемлемо.

Когда кавернозный интервал диаметром D_c находится в нижней части цементируемого участка на глубине L_0 , по зависимости (5.22) определяется продолжительность промывки скважины при значениях $w_{\text{доп}}$ (соответствующих подаче $Q_{\text{доп}}$), близких к $w_{\text{мин}}$ для кавернозного интервала

$$t_{01} = \frac{L_0}{0,6(w_{\text{доп}} - w_{\text{мин}})}.$$

Определяют продолжительность промывки t_{02} при возможности увеличения $Q_{\text{доп}}$ до значений $Q_1 > Q_{\text{доп}}$ с глубины L_1 , для чего:

а) находят продолжительность промывки интервала $L_0 - L_1$, при которой исключается повторное загрязнение интервала за счет осаждения шлама во время извлечения из скважины буровой колонны длиной $L_0 - L_1$:

$$t_{\text{пр}0} = \frac{(L_0 - L_1) + w_{\text{п}} t_{\text{п}}}{0,6(w_{\text{доп}} - w_{\text{мин}})}, \quad (5.23)$$

где $t_{\text{п}}$ – затраты времени на подъем из скважины колонны дли-

ной $L_0 - L_1$; w_n – максимальная скорость осаждения в покоящейся жидкости частиц горной породы в скважине.

Максимальную скорость падения имеют частицы размером $d_n = 0,5(0,26 + \delta)(D_c - d_T)$. (5.24)

При расчете необходимо брать значение D_c вышележащего интервала L_1 , т.е. $D_c = D_{c1}$;

б) определяют затраты времени на промывку со средней скоростью w_1 , соответствующей Q_1 остального участка скважин диаметром D_{c1} и длиной L_1 при значениях w'_{\min} для рассматриваемого интервала

$$t'_{\text{пр}} = \frac{L_1}{0,6(w_1 - w'_{\min})}.$$

Общая продолжительность промывки $t_{02} = t_{\text{пр}0} + t'_{\text{пр}}$.

Если $t_{01} > t_{02}$, рекомендуется осуществлять промывку со ступенчатым изменением подачи.

В случае, когда в скважине глубиной L_0 кавернозный интервал средним диаметром D_{c1} находится на глубине L_1 и выше, подача может быть увеличена до значений $Q_{\text{доп}} > Q_{\min}$, т.е. требования качественной очистки кавернозного интервала будут обеспечены. Поскольку промывка ствола диаметром D_c в интервале $L_0 - L_1$ может вестись лишь при $Q_{\min1} > Q_{\text{доп}0} > Q_{\min}$ при промывке этого интервала каверны в достаточной мере промываться не будут.

По зависимости (5.23) определяют продолжительность промывки интервала $L_0 - L_1$, затем продолжительность промывки интервала $0 - L_1$

$$t_{\text{пр}1} = \frac{L_1}{0,6(w_{\text{доп}1} - w_{\min1})},$$

где $w_{\min1}$ – минимальная скорость потока в интервале $0 - L_1$.

Общее время промывки ствола $t_{\text{об}} = t_{\text{пр}1} + t_{\text{пр}0}$.

ПРОМЫВКА СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ СПУСКА И ПОСЛЕ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Промывка в процессе и после спуска обсадной колонны обязательна, поскольку обеспечивает высокую степень очистки кольцевого зазора от обломков горной породы. Своевременное удаление этих обломков из ствола скважины значительно сни-

жает возможность гидроразрывов и поглощений в процессе спуска и цементирования, повышает качество изоляции затрубного пространства.

Число промежуточных промывок определяется для каждого района индивидуально, в зависимости от геолого-технических условий.

Выбор подачи и продолжительности промывки производится согласно описанной выше методике. Продолжительность каждой промывки определяется из условия полного выноса шлама на поверхность.

Выбор режима промывок при спуске хвостовиков аналогичен выбору режима при спуске обсадных колонн, а количество промывок определяется их числом при спуске долота для подготовки интервала к установке хвостовиков, но не менее двух.

Первая промывка производится для выравнивания параметров бурового раствора при достижении башмаком хвостовика башмака предыдущей колонны. Промежуточные промывки должны обеспечить полное удаление шлама из открытого интервала ствола в полость предыдущей колонны.

Продолжительность последней (после спуска хвостовика) промывки определяется необходимостью полного выноса шлама из скважины.

Время промывки после установки секций колонны в обсаженной скважине выбирается из необходимости обеспечения выравнивания параметров бурового раствора.

ПРОМЫВКА СКВАЖИН С УСТОЙЧИВЫМИ СТЕНКАМИ

Если ствол скважины устойчив, то промывка должна рассчитываться исходя из максимально возможных размеров частиц породы, образующихся на забое при бурении.

В этом случае расчетный диаметр частиц должен определяться из зависимости

$$d_p = 0,56\sqrt{(h_z - B_t)l_z},$$

где h_z – шаг зубьев венцов долота, образующих рейку на забое; B_t – ширина площади затупления зубьев; l_z – длина зубьев, образующих рейку.

5.2. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ

5.2.1. СПОСОБЫ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Обсадную колонну составляют из труб на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от устья до забоя или отдельными секциями с разрывом во времени крепления ствола.

Способ спуска колонн и порядок спуска секций зависят от геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

- назначения обсадной колонны;
- глубины спуска;
- конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней;
- техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;
- давления высоконапорных горизонтов и градиента гидро-разрыва пластов, перекрываемых колонной;
- гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможности углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Спуск обсадной колонны в один прием от устья до забоя скважин используется при следующих условиях:

- а) для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и не осложняются в течение 3–4 сут при оставлении их без промывки, т.е. за время, необходимое для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны;
- б) при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевого системы;
- в) при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочного расчета обсадной колонны;
- г) при креплении стволов скважин кондукторами и эксплуатационными колоннами.

При разработке конструкций глубоких скважин должны использоваться безмуфтовые резьбовые или сварные обсадные колонны, которые позволяют усовершенствовать конструкции многоколонных скважин, осуществлять крепление стволов при

малых кольцевых зазорах, значительно увеличивать проектные глубины бурящихся скважин и изолировать интервалы осложнений, крепление которых не было предусмотрено первоначальным проектом работ.

Использование сварных эксплуатационных колонн в газовых скважинах обеспечивает и гарантирует их герметичность.

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

а) если призабойная зона не промывается в течение 1,5–2 сут и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение горных пород и др.);

б) если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;

в) при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом гидроразрыва;

г) когда с целью сохранения верхней части обсадной колонны от протирания в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней части;

д) если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим усилиям.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные между собой мощной устойчивой толщей горных пород;

применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;

экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными

колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов:

сплошные – перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики – для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

потайные колонны – специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

В тяжелых условиях бурения (искривление ствола, большое число рейсов) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн – сменные.

5.2.2. РАСЧЕТ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СКВАЖИН К СПУСКУ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Подготовка ствола скважины – один из важнейших процессов, определяющих надежность и качество крепления. Обзор

отечественной и зарубежной литературы, а также изучение промысловых материалов показывают, что не существует единого подхода к выбору техники и технологии подготовки скважин к креплению. В связи с этим в нефтяных районах со сходными геологическими условиями применяют неоправданно большое число различных компоновок низа бурильного инструмента. Так, в объединении “Грознефть” при подготовке ствола применяют последовательно пять компоновок, на что требуется до трех недель. В скважине 81 Эльдорадо, например, при подготовке интервала 1523–3363 м под спуск 273-мм обсадной колонны были использованы последовательно следующие компоновки низа бурильной колонны:

долото – УБТ 178×10 м – расширитель – УБТ 178×26 м – бурильные трубы;

долото расширитель – УБТ 178×30 м – бурильные трубы;

долото расширитель – УБТ 178×10 м – расширитель – УБТ 178×25 м – бурильные трубы;

долото расширитель – УБТ 178×36 м – бурильные трубы;

долото – расширитель – расширитель – расширитель УБТ 178×36 м – бурильные трубы.

В Краснодарском крае в скв. 7 Ставропольская при подготовке интервала 955–1650 м под спуск 219-мм колонны были применены для проработки и шаблонирования три компоновки:

долото – УБТ 203×10 м – центратор – УБТ 203×60 м – бурильные трубы;

долото – центратор – УБТ 203×10 м – центратор – УБТ 203×60 м – бурильные трубы;

долото – центратор – УБТ 203×10 м – центратор – УБТ 203×20 м – центратор – УБТ 203×105 м – бурильные трубы.

Затрата времени на подготовку ствола составила 6 сут.

Две-три компоновки применяют при подготовке скважин к спуску обсадных колонн в Ставропольском крае.

Однако несмотря на длительность проработок и сложность применяемых компоновок аварии и случаи ликвидации скважин, связанные с недопуском обсадных колонн, еще имеются. По этой причине в Краснодарском крае была ликвидирована скв. 540 Ново-Дмитриевская. Многочисленные недопуски обсадных колонн встречаются в Чечне, Ингушетии, Азербайджане и др.

Сравнительно низкая эффективность подготовки скважин к спуску обсадных колонн объясняется отсутствием требований к стволу, а также к технике и технологии подготовительных работ в процессе его бурения. Чтобы исключить эти недостатки, необходимо обосновать требования к компоновкам низа буриль-

ного инструмента и применять эти обоснованные компоновки в процессе бурения скважин. Такая технология обеспечит проходимость обсадных колонн по стволу без дополнительных проработок скважины перед их спуском. Процесс подготовки скважины в каждом случае сведется лишь к контрольному спуску бурильной компоновки для калибровки и промывки интервала крепления непосредственно перед спуском обсадной колонны. Были разработаны требования к компоновкам низа бурильного инструмента и составлена методика подготовки стволов скважин к спуску обсадных колонн. Использование этой методики позволило совместить процесс подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны с процессом его бурения.

На проходимость обсадных колонн по стволу скважины, наряду с другими факторами, большое влияние оказывают уступы в стволе и интенсивность пространственного искривления скважины. Уступы или резкие перегибы ствола на относительно коротком его участке возникают в результате изменения свойств пород или при изменении нагрузок на долото во время бурения. При образовании уступа (рис. 5.8) изменяется направление скважины, но сохранению нового направления мешает соприкосновение УБТ со стенкой скважины вблизи долота. После образования уступа дальнейшее углубление скважины происходит по прямой, параллельной первоначальному направле-

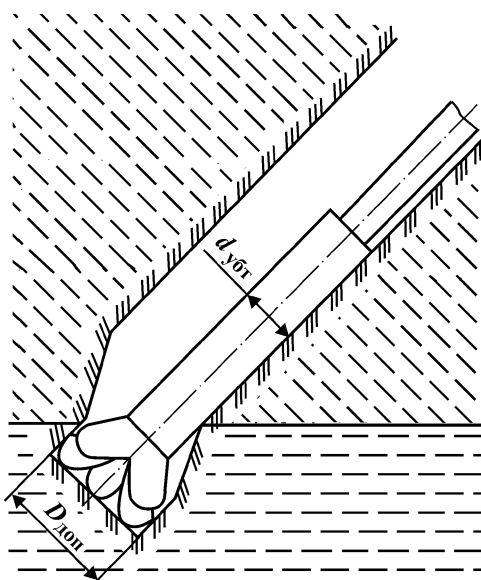


Рис. 5.8. Образование уступа в стволе бурящейся скважины на границе несогласного залегания пород

нию, до тех пор, пока УБТ не потеряет опору на стенке скважины, что создает условия для образования нового уступа, затем следующего и т.д.

Таким образом, можно предположить, что ствол реальной скважины состоит как бы из ряда ступенек-уступов, а траектория его осевой линии имеет плавный спиралевидный изгиб с определенной интенсивностью искривления.

Установить места образования уступов, а тем более охарактеризовать их размеры существующими методами замера кривизны скважин невозможно. Невозможно также выявить уступы в стволе при спуске или подъеме инструмента с той компоновкой, которой пробурена скважина.

При этом может создаться представление о соответствии конфигурации ствола требованиям спуска колонны. Однако уступы в скважине, как правило, имеются. Это подтверждают посадки и заклинивания инструмента в скважине при его спуске с измененной компоновкой низа, а также недопуски обсадных колонн в скважинах (табл. 5.2), номинальный диаметр которых и другие условия были достаточны для проведения успешной операции.

В местах образования уступов реальный диаметр ствола скважины уменьшается до некоторого эффективного диаметра, определяемого выражением

$$D_{эф} = 0,5(D_d + d_{убт}), \quad (5.25)$$

где D_d – диаметр долота; $d_{убт}$ – наружный диаметр УБТ.

Случай недопуска обсадных колонн до заданных глубин.

На рис. 5.9 показан график для определения эффективного диаметра ствола скважины в соответствии с выражением (5.25) для различных возможных условий. Например, совместное применение долота диаметром 394 мм и 178-мм УБТ (показано пунктиром) обеспечивает эффективный диаметр ствола скважины не более 286 мм. Для успешного спуска в скважину колонны обсадных труб в зависимости от ее диаметра, конструкции соединений и элементов технологической оснастки эффективный диаметр ствола должен отвечать следующим условиям:

а) для безмуфтовых обсадных колонн

$$D_{эф} \geq d; \quad (5.26)$$

б) для муфтовых обсадных колонн

$$D_{эф} \geq 0,5(d + d_m); \quad (5.27)$$

Т а б л и ц а 5.2

Скважина	Диаметр обсадной колонны, мм		Глубина спуска, м		Недопуск колонны до забоя, м
	предыдущей	спускаемой	расчетная	фактическая	
<i>Чечня и Ингушетия</i>					
324 Старогрозненская	324	273	3340	2238	1102
182 Западный Гудермес	351	273	3994	2430	1564
122 Западный Гудермес	530	351	2485	1451	1034
48 Хаян-Корт	426	324	1800	1050	750
62 Хаян-Корт	324	219	2600	2265	335
140 Алиюрт	720	324	2536	2154	385
126 Правобережная	720	426	740	296	444
44 Брагуны	351	299	3524	2962	562
66 Эльдарово	351	299	3107	2299	808
<i>Ставропольский край</i>					
25 Журавская	–	324	1001	700	301
60 Журавская	–	324	1296	703	593
<i>Краснодарский край</i>					
15 Ладожская	299	245	4682	3993	689
1 Восточно-Кубанская	273	219	3400	3262	138
540 Ново-Дмитриевская	324	273	3849	2942	907
595 Ново-Дмитриевская	324	273	3796	2883	913
45 Левкинская	245	194	4300	4115	185
1 Западно-Афипская	299	245	4533	3663	870

в) для обсадных колонн, оборудованных элементами технологической оснастки

$$D_{\text{эф}} \geq d_{\text{max}}, \quad (5.28)$$

где d , d_m – соответственно наружные диаметры обсадных труб и муфт; d_{max} – максимальный наружный диаметр элементов технологической оснастки.

Следует отметить, что при длине элементов технологической оснастки меньше высоты калибрующей части долота необходимый эффективный диаметр скважины должен определяться по формуле (5.27).

Сопоставив выражение (5.25) последовательно с выражениями (5.26) – (5.28), получим для каждого случая минимальные необходимые диаметры УБТ, которые следует использовать для успешного выполнения операции:

а) при использовании безмуфтовых обсадных колонн

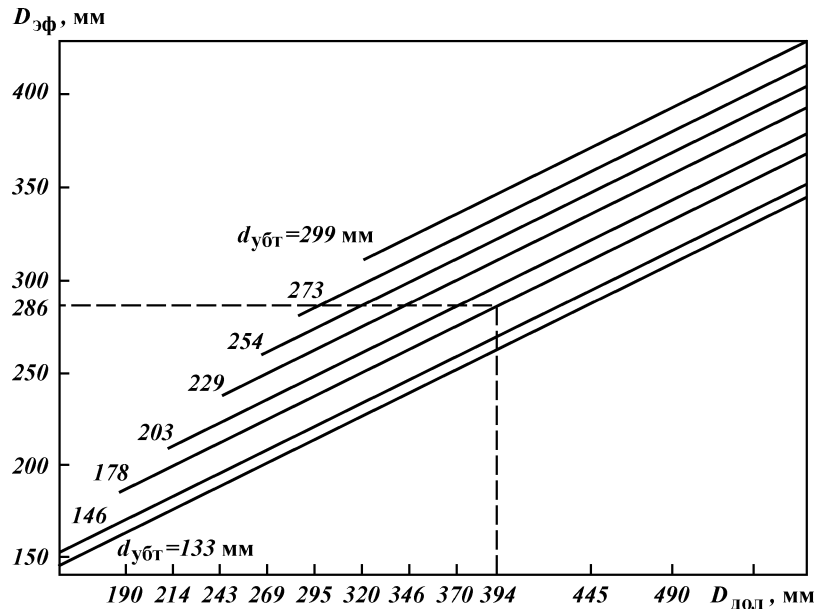


Рис. 5.9. График для определения эффективного диаметра ствола скважины $D_{эф}$

$$d_{убт} \geq 2d - D; \quad (5.29)$$

б) при использовании муфтовых обсадных колонн

$$d_{убт} \geq d + d_m - D; \quad (5.30)$$

в) при применении элементов технологической оснастки

$$d_{убт} \geq 2d_{max} - D, \quad (5.31)$$

где D – диаметр ствола скважины.

Рекомендуемые диаметры утяжеленных бурильных труб, установленных над долотом при бурении или подготовке скважин к спуску обсадных труб, приведены в табл. 5.3. Как видно из данных, в ряде случаев под обсадные колонны диаметрами 351, 377 и 426 мм необходимо применять УБТ с наружными диаметрами больше максимальных для выпускаемых промышленностью. Отсутствие УБТ диаметрами больше 299 мм, а также ограниченное в практике бурения применение УБТ диаметром 299 мм являются одними из причин недопуска промежуточных обсадных колонн при креплении скважин. В определенных условиях причиной недопуска обсадных колонн может

Таблица 5.3

Минимальные диаметры УБТ, обеспечивающие успешный спуск обсадных колонн в скважину

Диаметр обсадной колонны, мм		Необходимый эффективный диаметр скважины, мм	Минимальный необходимый диаметр УБТ наддолотного комплекта (в мм) в скважинах различных диаметров, мм														
обсадные трубы	муфты		640	590	540	490	455	394	370	346	320	295	269	243	214	190	161
426	451	439	299	299	340*	407*											
377	402	390		273	273	299	340*										
351	376	364			254	254	299	340*									
324	351	338				229	229	299									
299	324	312					229	229	254	299							
273	299	286						203	203	299	254	254**					
245	270	258							203	203	203	229**					
219	245	232								178	178	178	203**				
194	216	205										178	178	178**			
178	198	188										146	146	178			
168	188	178											146	146	146**		
140	159	150												133	133	133**	133**

* Диаметры нестандартных составных УБТ.

** Случай применения безмуфтовых соединений.

стать и чрезмерная интенсивность пространственного искривления скважины. В интервалах ствола, характеризующихся большой интенсивностью искривления могут возникать прижимающие силы и силы сопротивления, способные остановить движение обсадной колонны вниз. Значения интенсивности пространственного искривления скважин, вычисленные для наиболее сложных условий крепления ($D - d = 0$, $\sin \alpha = 0,4$) и принятые в дальнейшем для расчета компоновок низа бурильного инструмента, представлены ниже.

Диаметры обсадных колонн, м	426	377	351	324	299	273	245	219	194	168	140
Допустимая интенсивность искривления, градус/10 м	0,8	1,0	1,2	1,3	1,6	2,0	2,3	2,8	3,5	5,0	7,5

Максимальная интенсивность искривления скважины, которая может отмечаться во время бурения, при прочих равных условиях определяется длиной УБТ, установленных над долотом. Зависимость между длиной используемых УБТ и возможной максимальной интенсивностью искривления скважины определена следующим образом.

Максимальное поперечное смещение ствола при образовании уступа на участке, равном длине УБТ, установленных над долотом,

$$\Delta = 0,5(D - d_{\text{убт}}).$$

Кроме того, смещение ствола на той же длине при плавном искривлении скважины

$$\Delta = 0,01745l_i i.$$

Отсюда $0,01745l_i i = 0,5(D - d_{\text{убт}})$ или

$$l_1 = \frac{D - d_{\text{убт}}}{0,0349i}, \quad (5.32)$$

где Δ – поперечное смещение ствола скважины относительно его оси; l_1 – длина УБТ, установленных над долотом; i – интенсивность искривления, градус/10 м.

Зависимости (5.25) – (5.32) используют для расчета необходимых диаметров и длин УБТ, устанавливаемых над долотом. При расчете компоновок низа инструмента, предназначенных для проработки и шаблонирования уже пробуренного ствола, значения допустимой интенсивности искривления скважины принимают в соответствии с приведенными выше данными.

Необходимо также, чтобы жесткость применяемых УБТ была равна или несколько превышала жесткость труб обсадной

колонны, под которую готовится ствол скважины. Результаты расчетов, представленные в виде графиков (рис. 5.10), позволяют выбирать необходимые компоновки для подготовки скважины к спуску обсадных колонн экспрессным методом.

В ряде случаев для обеспечения проходимости обсадной колонны в компоновках бурильного инструмента требуется применять УБТ большого диаметра и нестандартные УБТ. При отсутствии УБТ требуемых диаметров следует:

применять центраторы и расширители заданных диаметров, устанавливая их над долотом последовательно на расстоянии друг от друга, определяемом расчетом;

использовать составные наддолотные маховики, изготавливаемые в мастерских бурового предприятия из стандартных УБТ диаметром 203 или 178 мм и обсадных труб требуемого диаметра и длины.

Общий вид наддолотного маховика показан на рис. 5.11. Разработаны и испытаны и другие конструкции наддолотных маховиков-калибраторов, которые позволяют совместить процесс подготовки стволов с бурением скважины, что исключает необходимость подготовки ствола жесткими компоновками перед спуском обсадных колонн. При использовании этих маховиков необходимо, чтобы жесткость корпуса применяемых центраторов и суммарная жесткость УБТ и обсадной трубы составного маховика были не меньше жесткости труб обсадной колонны, под которую готовят ствол скважины.

Подбор компоновок для подготовки скважин к спуску обсадных колонн осуществляют в такой последовательности.

По графикам (см. рис. 5.10) или с помощью формул (5.25) – (5.32) и табл. 5.3 определяют диаметр и длину УБТ, устанавливаемых непосредственно над долотом на участке l_1 , или диаметр центраторов и порядок их расстановки. При необходимости выполняют расчет элементов составных наддолотных маховиков для дальнейшего их изготовления по чертежам (см. рис. 5.11).

Используя приведенные ниже массы УБТ, подбирают длину остальных УБТ, исходя из имеющихся труб, с учетом обеспечения общей массы компоновки 4–6 т.

Диаметр УБТ, мм	133	146	178	203	229	254	273	299
Масса 1 м УБТ, кг	84	100	155	200	260	336	358	450

Рассмотрим примеры расчетов.

Пример 1. Обсадная колонна диаметром 140 мм. Ствол скважины диаметром 161 мм.

Решение получаем с помощью графика для выбора компоновок низа инструмента при подготовке скважин к спуску обсадной колонны диаметром 140 мм (см. рис. 5.10, а).

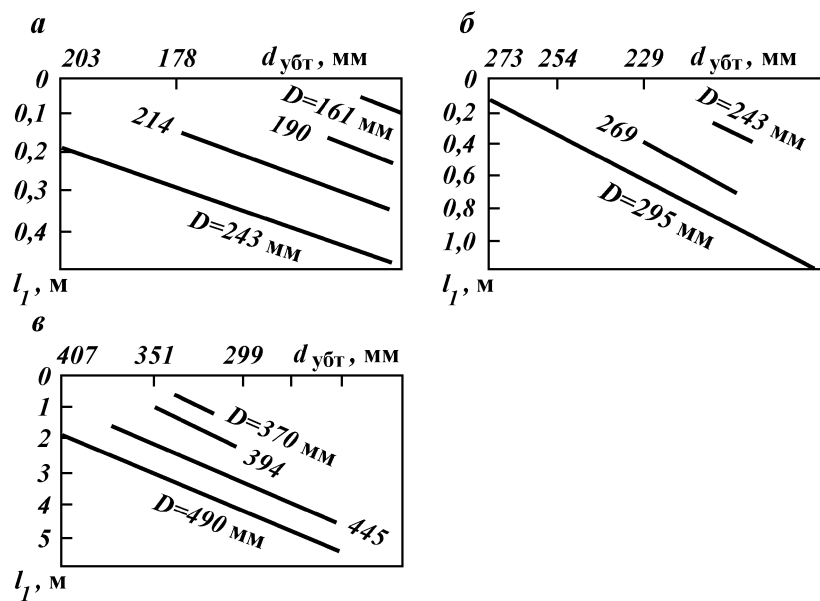


Рис. 5.10. Графики для определения размеров УБТ, установленных над долотом, при подготовке скважины к спуску обсадных колонн различных диаметров:
 а – 140 мм; б – 219 мм; в – 324 мм

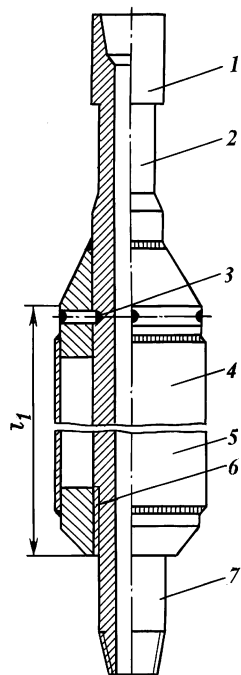


Рис. 5.11. Наддолотный маховик:
 1 – УБТ диаметром 203 или 178 мм; 2 – проточка под элеватор; 3 – штырь фиксатора; 4 – обсадная труба; 5 – межтрубная полость (заливается цементом); 6 – резьба; 7 – проточка под ключ

Здесь стволу скважины диаметром 161 мм соответствует только один возможный диаметр УБТ, равный 133 мм, при минимальной его длине на участке $l_1 = 0,11$ м. Остальная длина УБТ в компоновке определяется с помощью приведенных данных по массам УБТ в зависимости от их диаметра. Расчетная масса УБТ диаметром 133 мм равна 84 кг/м. Требуемая масса 4 т обеспечивается при длине труб 48 м, а 6 т – при длине 71 м.

Таким образом, требуемая компоновка должна состоять из долота диаметром 161 мм и 133-мм УБТ длиной 50–75 м.

Аналогичный результат можно получить, определив минимальный необходимый диаметр наддолотных УБТ ($d_{убт} = 133$ мм). Для 140-мм обсадной колонны допустимая интенсивность искривления скважины $i = 7,5^\circ/10$ м, длину участка l_1 определяем по формуле (5.32):

$$l_1 = \frac{(D - d_{убт})}{0,0349} = 0,11 \text{ м.}$$

Пример 2. Обсадная колонна диаметром 219 мм. Ствол скважины диаметром 269 мм.

По графику (см. рис. 5.10, б) определяем, что стволу скважины диаметром 269 мм соответствуют два возможных диаметра УБТ – 203 и 299 мм при их длине на участке l_1 соответственно 0,7 и 0,4 м. Остальная часть компоновки может состоять из УБТ диаметрами 133, 146, 178, 203 или 229 мм. Общая длина компоновки в каждом возможном случае будет равна 48, 48, 36, 24, 24 м соответственно.

Пример 3. Обсадная колонна диаметром 324 мм. Ствол скважины диаметром 394 мм.

По графику (см. рис. 5.10, в) находим, что в стволе скважины диаметром 394 мм на участке l_1 компоновки могут быть использованы стандартные 299-мм УБТ длиной 2,1 м, а также нестандартные составные УБТ диаметром 324 мм, длиной 1,6 м и диаметром 351 мм, длиной 0,95 м. Далее возможно применять стандартные УБТ любого диаметра от 133 до 299 мм, длиной, обеспечивающей общую массу компоновки от 4 до 6 т.

В рассматриваемых условиях взамен составных УБТ можно применять спиральные центраторы, изготовленные из УБТ диаметром 229 мм и более. Центраторы следует располагать над долотом последовательно на длине l_1 . Расстояние l_1 определяется по графику (см. рис. 5.10). Для центраторов диаметром 299 мм $l_1 = 2,1$ м, диаметром 346 мм $l_1 = 1$ м. Также можно применять центраторы, изношенные по диаметру, компенсируя их износ увеличением расстояния l_1 .

Пример 4. Обсадная колонна диаметром 324 мм снабжена пакером, размер которого в транспортном положении 365××1000 мм. Ствол скважины диаметром 394 мм.

Определим эффективный диаметр ствола скважины, необходимый для успешной проходимости обсадной колонны с пакером. Поскольку длина пакера больше высоты калибрующей части долота, в соответствии с формулой эффективный диаметр ствола скважины должен быть не менее максимального внешнего диаметра пакера, т.е. 365 мм.

С помощью формулы (5.25) определим минимальный диаметр УБТ, установленных над долотом и обеспечивающих эффективный диаметр ствола скважины 365 мм:

$$D_{\text{эф}} = 0,5(D - d_{\text{убт}});$$

$$d_{\text{убт}} = 2D_{\text{эф}} - D = 336 \text{ мм.}$$

В рассматриваемом случае целесообразно применять наддолотный маховик (см. рис. 5.11) из обсадных труб диаметром 351 мм.

Определим необходимую длину маховика. Найдем допустимое значение интенсивности пространственного искривления скважины при ее подготовке под обсадную колонну диаметром 324 мм. Она равна 1,3'/10 м.

По формуле (5.32) определим длину маховика:

$$l_1 = \frac{D - d_{\text{убт}}}{0,0349} = 0,97 \text{ м.}$$

Таким образом, в рассматриваемых условиях компоновка низа инструмента при калибровке ствола скважины должна состоять из 394-мм долота, наддолотного маховика 351×1000 м и УБТ любого возможного диаметра, обеспечивающих общую массу компоновки 4–6 т.

Также возможно взамен маховика применять 229-мм УБТ, жесткость которых равна жесткости обсадной колонны, и центраторы диаметром 336 мм и более. Место установки центраторов определяется по формуле (5.32) в зависимости от их внешних диаметров. При диаметре 346 мм расстояние центраторов от долота должно быть не менее 1,1 м, при диаметре 370 мм – 0,55 м.

Известно, что наиболее рационально производить подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны в процессе ее бурения, совмещая эти операции. Чтобы выполнить это условие, необходимо в компоновке низа бурильного инструмента над долотом устанавливать УБТ, диаметр которых обеспечивает требуемый эффективный диаметр ствола и жесткость, не меньшую

жесткости обсадной колонны, под которую бурится скважина. Длину наддолотного участка УБТ следует определять по формуле (5.32) при задаваемой максимальной интенсивности искривления скважины.

Длину остальной части УБТ в компоновке низа бурильного инструмента выбирают исходя из технологических условий, т.е. из обеспечения заданной нагрузки на долото. Такое условие обеспечит проходимость обсадной колонны по стволу скважины и значительно ограничит возможность искривления скважины в процессе бурения. Можно предполагать, что средние значения интенсивности пространственного искривления скважин окажутся намного меньше задаваемых максимальных и удовлетворят существующие в настоящее время требования к допустимому искривлению скважины. Но это предположение еще требует промысловой проверки и соответствующей корректировки.

Л.Б. Измайловым построены графики зависимости обычно встречающихся соотношений диаметров труб и долот и различных интенсивностей искривления ствола скважины. При построении коэффициент сопротивления f движению колонны в скважине принят равным 0,3. Возможное влияние уступов в стволе не учитывалось (рис. 5.12).

Обычно применяемые при бурении скважин комбинации диаметров долот и обсадных труб полностью обеспечивают проходимость обсадных колонн в ствол скважины, имеющей интенсивность пространственного искривления до $1^\circ/10$ м. При большем значении интенсивности искривления необходим проверочный расчет с учетом относительного отклонения ствола от вертикали в интервале крепления. Представленный график (см. рис. 5.12) позволяет выполнить такие расчеты экспресс-методом. Например, успешный спуск 377-мм обсадной колонны в ствол диаметром 445 мм возможен, если интенсивность искривления на участке крепления будет не более $1,5^\circ/10$ м, а относительное отклонение ствола при этом будет менее 0,2. Исходя из этих условий должна быть определена допустимость крепления рассматриваемой скважины или предусмотрено ее расширение.

В приведенных выше расчетах учитывалась средняя интенсивность пространственного искривления скважины на участке крепления. Однако использовать для расчетов среднюю интенсивность искривления можно только в случае, если сумма местных сопротивлений отдельных сильно изогнутых участков ствола не будет равной или больше веса обсадной колонны.

При $f = 0,3$ были вычислены значения i_{\max} для различных

лизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Доставленные на скважину обсадные трубы должны иметь заводские сертификаты и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Перевозить обсадные трубы необходимо на специально оборудованных сухопутных, водных или воздушных транспортных средствах с разгрузкой их подъемным краном или другими способами, исключая сбрасывание труб или перетаскивание их волоком. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой необходимо подвергнуть внешнему осмотру. На наружной поверхности труб не должно быть вмятин, раковин, трещин и других повреждений.

Кривизна трубы (стрела прогиба), измеряемая на середине трубы, не должна превышать $1/2000$ длины трубы. Кривизна концевых участков трубы, равных $1/3$ длины трубы, не должна превышать $1,3$ мм на 1 м.

Конусность резьбы по наружному диаметру ниппельной части трубы и по внутреннему диаметру муфты следует проверять гладкими калибрами. Ширина пластинчатого щупа, применяемого для этой цели, должна быть не более 5 мм.

Допустимые отклонения (в мм) от номинальных размеров резьбы по конусности (отклонения от разности двух диаметров на длине резьбы 100 мм) не должны превышать следующих значений.

Для ниппеля	+0,36±0,22
Для муфты	+0,22±0,36

Резьбы муфт и труб, а также подготовленные под сварку концы труб должны быть гладкими, без заусенцев и других дефектов.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному необходимо проверять с помощью жесткого цилиндрического шаблона:

Условный диаметр обсадной колонны, мм	114–219	245–340	407–508
Длина шаблона, мм	150	300	300
Наружный диаметр шаблона, мм	$d-3$	$d-4$	$d-5$

Обсадные трубы, подлежащие спуску в скважину, должны быть подвергнуты (на трубной базе или непосредственно на буровой) гидравлическому испытанию на внутреннее давление в соответствии с требованиями действующих инструкций. Трубы, которые не выдержали испытаний, следует отбраковать.

5.2.3. СКОРОСТЬ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН И СПОСОБЫ ЕЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ

В процессе спуска колонны без ограничения скорости, особенно при малых кольцевых зазорах, возможны гидроразрыв пород и поглощение бурового раствора, что осложнит допуск колонны и последующее ее цементирование. Поэтому скорости спуска обсадных колонн должны выбираться исходя из конкретных геологических условий интервала крепления, состояния ствола скважины и свойств бурового раствора.

По А.А. Мовсумову, допустимые скорости v спуска сплошных обсадных колонн или колонн-хвостовиков могут быть рассчитаны соответственно из условия либо предупреждения гидроразрыва горных пород ($v_{г.р}$), либо предотвращения смятия труб спускаемой обсадной колонны ($v_{т.см}$). Из двух расчетных значений принимается наименьшее:

$$v_{г.р} = k \sqrt{\frac{(p_{г.р} - \rho)l - (a_1 l_1 + a_2 l_2) \tau_0}{\beta \rho l}}; \quad (5.33)$$

$$v_{т.см} = k \sqrt{\frac{(p_{см} - h_1 \rho) - (a_1 l_1 + a_2 l_2) \tau_0}{\beta \rho l}}; \quad (5.34)$$

где k – коэффициент безопасности, принимается $k = 0,65 \div 0,75$; $p_{г.р}$ – наименьшее значение градиента горного давления для данного интервала крепления; ρ – плотность промывочной жидкости; l – общая длина спускаемой обсадной колонны или длина колонны-хвостовика и буровой колонны; l_1, l_2 – соответственно длина муфт обсадной колонны и труб; τ_0 – предельное напряжение сдвига промывочной жидкости; $p_{см}$ – наименьшее сминающее давление труб обсадной колонны; h_1 – высота колонны, не заполненной буровым раствором; a_1, a_2, β – расчетные коэффициенты (табл. 5.4).

В промысловых условиях скорость спуска обсадных труб ограничивается следующим образом.

На буровых установках “Уралмаш-4Э” и “Уралмаш-6Э” торможение осуществляется электродвигателями лебедки, работающими в рекуперативном режиме с отдачей электроэнергии в сеть. В табл. 5.5 приведены данные скорости спуска и допустимые нагрузки на крюке.

На буровой установке “Уралмаш-3Д” торможение осуществляется за счет работы двигателя внутреннего сгорания (ДВС) в компрессорном режиме при включенных на КПП обратных скоростях. Скорости спуска, максимальные нагрузки на крюке и другие данные приведены в табл. 5.6.

Т а б л и ц а 5.4

Значения расчетных коэффициентов

Диаметр скважины (долота), мм	Диаметр обсадной колонны, мм	a_1	a_2	β
269	146	64,7	52	0,0000332
243	146	86,8	65,4	0,000112
214	146	139	91,4	0,00103
190	146	278	136	0,0288
269	168	82,3	66	0,000051
243	168	122	89,6	0,000345
214	168	250	145	0,0111
295	219	129	88	0,00129
269	219	256	133,4	0,0244
295	245	256	133,4	0,0324
346	273	69,4	55,2	0,00012
346	299	96,8	70,3	0,00076
346	324	155,5	96,8	0,00796

Т а б л и ц а 5.5

Скорости спуска и максимальная масса на крюке при использовании обратного хода станков УЗТМ

Тип установки	Скорость на КПП	Оснастка талевой системы	Максимальная масса на крюке, т	Скорость спуска, м/с	Число включенных электродвигателей	Частота вращения вала электродвигателей, об/мин
“Урал-маш-4Э”	I	5×6	200	0,26	2	1035
	II	5×6	173	0,59	2	1040
“Урал-маш-6Э”	I	5×6	120	0,23	2	778
	II	5×6	90	0,40	2	778

Т а б л и ц а 5.6

Скорости спуска и максимальная масса на крюке при использовании обратного хода станка “Уралмаш-3Д”

Обратная скорость на КПП	Оснастка талевой системы	Максимальная масса на крюке, т	Скорость спуска, м/с	Число включенных дизелей
I	5×6	170	0,18	3
II	5×6	70	0,37	3

С применением обратного хода лебедки спускают обсадную колонну в зоне возможного поглощения и ниже для снижения гидродинамического давления на пласты. В каждом случае интервал спуска определяют на основании опыта бурения скважины, а данные электрометрических замеров вносят в план ра-

бот по спуску колонны. Через каждые 200–300 м спущенные трубы заполняют буровым раствором. Промежуточные промывки ведут с расхаживанием спущенной части колонны на высоту 4–5 м. Спускать колонну следует плавно и без толчков. После выхода из-под башмака предыдущей колонны скорость спуска обсадной колонны обычно ограничивают до 0,3–0,6 м/с.

При высоких значениях плотности промывочной жидкости и ее основных реологических параметров существует опасность невозможности циркуляции при промежуточных промывках, последующего гидроразрыва пластов и интенсивного поглощения. В связи с этим представляет интерес определение допустимой глубины H_d спуска колонны труб без промывки в сложных геологических условиях. По Н.А. Сидорову,

$$H_d = \frac{2 \left(p_{г.р} - \frac{4\theta}{D-d} \right)}{A\rho^2 \left(1 + \frac{\omega_0}{g} \right)} - \frac{2}{A\rho}, \quad (5.35)$$

где $p_{г.р}$ – градиент давления разрыва пластов; θ – статическое напряжение сдвига глинистого раствора; D, d – диаметры скважины и обсадных труб соответственно; A – коэффициент, характеризующий изменение коэффициента сжимаемости глинистого раствора в зависимости от давления с учетом изменения температуры, принимается $A = 4 \cdot 10^{-9}$; g – ускорение силы тяжести, ω_0 – начальное ускорение движения потока бурового раствора.

Из анализа зависимости (5.35) следует, что допустимая глубина спуска колонны труб без промежуточной промывки увеличивается с возрастанием градиента давления разрыва пластов, зазора между стенками ствола скважины и колонной, уменьшением плотности, статического напряжения сдвига бурового раствора, начального ускорения движения потока раствора в затрубном пространстве.

Необходимо отметить, что значение H_d изменяется в широких пределах при незначительном изменении как статического напряжения сдвига промывочной жидкости, так и начального ускорения движения потока раствора. Например, при спуске 219-мм обсадной колонны в скважину диаметром 269 мм при плотности промывочной жидкости $2,0 \text{ г/см}^3$ и увеличении θ от 230 до 260 мг/см^2 H_d уменьшается от 4250 до 1500 м, с увеличением ω_0 от 0,63 до $0,4 \text{ м/с}^2$ H_d уменьшается от 3375 до 1500 м.

5.2.4. ОБОРУДОВАНИЕ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Под понятием "технологическая оснастка обсадных колонн" подразумевается определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов ее спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин. Поэтому применение технологической оснастки при креплении скважин обязательно.

Изделия технологической оснастки одного наименования имеют несколько конструктивных модификаций, отличающихся друг от друга принципом действия.

Число типов и размеров оснастки в зависимости от условий применения и диаметров обсадных колонн образует более 250 типоразмеров.

ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ ГОЛОВКИ

Цементировочные головки относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементировочных агрегатов. В зависимости от конструктивного исполнения они могут применяться при цементировании различными способами.

В некоторых объединениях часто используют цементировочные головки собственной конструкции и изготовления. Известны цементировочные головки конструкций: АзНИПИнефти для цементирования колонн-хвостовиков диаметрами 219 и 245 мм и для забойных заливок с применением устройств УКЗ-146; Туймазабурнефти для цементирования обсадных колонн диаметрами 146 и 219 мм; Киргизнефти для цементирования колонн-хвостовиков с подвеской на цементном камне и с применением двухсекционной разделительной пробки; Укрнефти для цементирования в две ступени с применением заливочной муфты эксплуатационной колонны диаметром 146 мм, головка имеет обводную линию для продавливания разделительных пробок; Полтавнефтегазразведки для цементирования хвостовиков с подвеской на цементном камне, имеет шаровой элемент; Краснодарнефтегаза с быстродействующим устройством для высвобождения разделительной пробки; Грознефти для цементирования хвостовиков с подвеской на цементном камне и с применением разделительной пробки и шара; Беларусьнефти

для цементирования колонн-хвостовиков через трубки вертлюга; Туркменнефти для цементирования обсадных колонн с установкой на головке обратных клапанов, предотвращающих аварийную остановку процесса в случае повреждения или выхода из строя нагнетательных линий, подсоединяемых к головке; Ставропольнефтегаза для цементирования обсадной колонны с подвеской ее на талевой системе и с расхаживанием; ВНИИБТ для цементирования обсадных колонн с расхаживанием, головка имеет обводные линии и линию для подачи жидкости, выталкивающей разделительную пробку; ВНИИКРнефти для цементирования обсадных колонн с расхаживанием на большую высоту и с вращением.

В настоящее время серийно выпускаются головки типов ГЦК, ГУЦ по ТУ 39-1021-85 и ГЦУ по ТУ 39-921-84. Высота цементировочных головок обоих типов позволяет размещать их в подъемных штропах талевой системы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны.

Головки цементировочные типа ГУЦ (рис. 5.13, а и табл. 5.7) поставляются с кранами высокого давления. При установке на устье скважины верхние разделительные пробки в эти головки

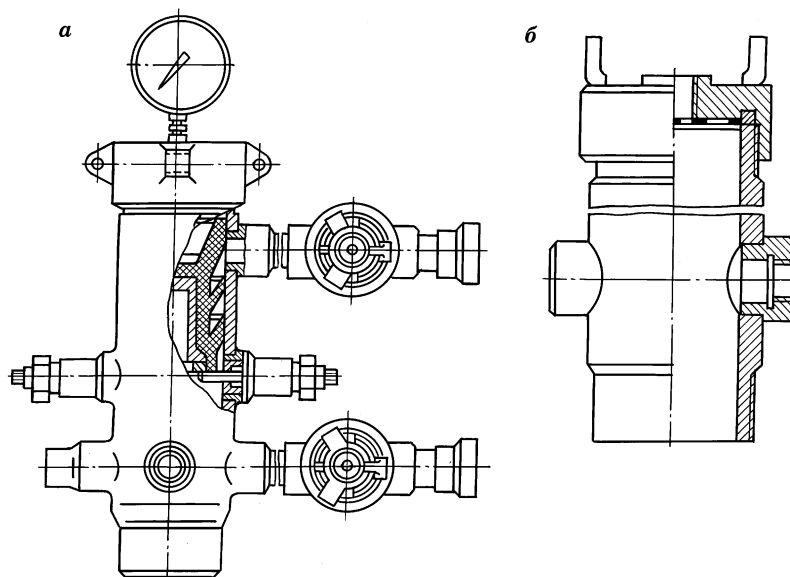


Рис. 5.13. Головки цементировочные типов ГУЦ (а) и ГЦК (б)

Таблица 5.7

Параметры цементировочных головок типа ГУЦ

Шифр головки	$P_{\text{раб}}$, МПа	Диаметр колонны, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			Длина	Ширина	Высота	
ГУЦ 140-168×400	40,0	140 146 168	1148	1148	875	305
ГУЦ 178-194×320	32,0	178 194	1190	1190	935	325
ГУЦ 219-245×320	32,0	219 245	1225	1225	970	365
ГУЦ 273-299×250	25,0	273 299	1270	1270	1060	375
ГУЦ-324-340×100	10,0	324 340	1320	1320	1100	410

Таблица 5.8

Параметры головок типа ГЦУ

Параметр	Шифр головки					
	ГЦУ-140-146	ГЦУ-168	ГЦУ-245	ГЦУ-273	ГЦУ-324	ГЦУ-340
Условный параметр, мм	140–146	168	245	273	324	340
Максимальное рабочее давление, МПа	40	40	32	25	10	10
Максимальная длина пробок, устанавливаемых в головку, мм	430	430	515	647	655	665
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	209	245	295	305
Число присоединительных боковых отводов	3	3	3	3	3	3
Высота головки, мм	865	870	1050	1145	1180	1190
Монтажная база напорных трубопроводов, мм	1100	1150	1205	1220	1285	1285
Масса, кг	188	237	337	353	462	446

закладываются заранее, так что отпадает необходимость разборки этой головки после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения цементировочных головок типа ГЦК (рис. 5.13, б).

Последние изготавливаются размерами 377 и 426 мм на давление соответственно 6,4 и 5,0 МПа. При цементировании с применением цементировочной головки типа ГЦК после окончания нагнетания тампонажного раствора и промывки линии отвинчивают крышку, опускают в корпус головки ниже патрубков це-

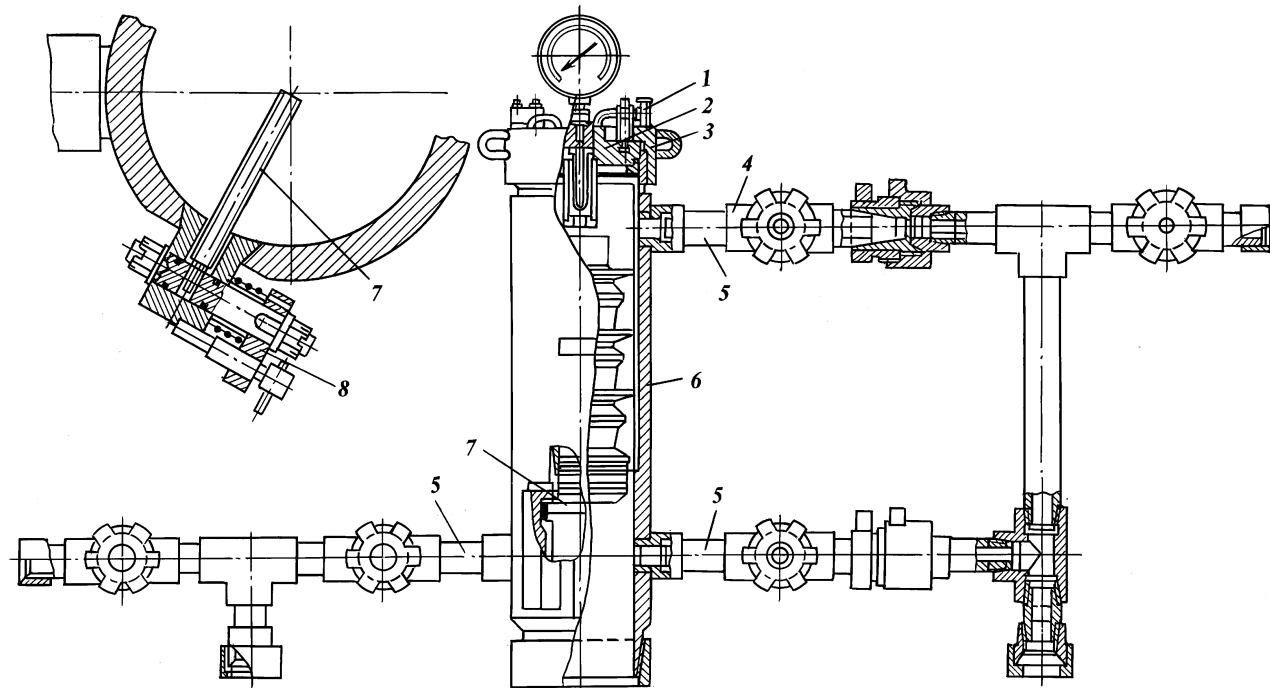


Рис. 5.14. Универсальная цементировочная головка типа ГЦУ:
 1 – съемник; 2 – крышка; 3 – гайка; 4 – проходной кран; 5 – присоединительные линии; 6 – корпус; 7 – фиксатор пробки; 8 – указатель начала движения пробки

ментировочную пробку, завинчивают крышку и начинают продавливать тампонажный раствор.

Универсальные цементирующие головки типа ГЦУ (рис. 5.14 и табл. 5.8) предназначены для обвязки обсадных колонн на устье скважины, для зарядки нижней разделительной пробки в колонну, а также для размещения верхней (продавочной) разделительной пробки при цементировании скважин.

Универсальность головок типа ГЦУ заключается в том, что они позволяют цементировать обсадные колонны в подвешенном на буровом крюке состоянии с одновременным расхаживанием их. Кроме того, головки типа ГЦУ имеют сигнализатор начала движения разделительной пробки, более просты в обслуживании, предотвращают наличие остаточных давлений над разделительной пробкой после закачки тампонажного раствора в колонну.

РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПРОБКИ

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство скважины. Используется несколько типов пробок, каждый из которых предназначен для выполнения различных функций.

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис. 5.15) предназначены для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство скважин от продавочной жидкости. Существует модификация пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности нарезана резьба для заглушки. Без заглушки эта пробка может быть использована как секционная. Основные параметры этих пробок приведены в табл. 5.9.

Пробки разделительные двухсекционные типа СП (рис. 5.16) предназначены для цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн, спускаемых частями. В процессе цементирования при продавливании тампонажного раствора верхняя секция пробки движется внутри бурильных труб, разделяя продавочную жидкость и тампонажный раствор, до тех пор, пока не достигает нижней секции пробки, установленной на штифтах на торце верхней трубы обсадной колонны, затем, перекрыв отверстие в нижней части пробки, под действием воз-

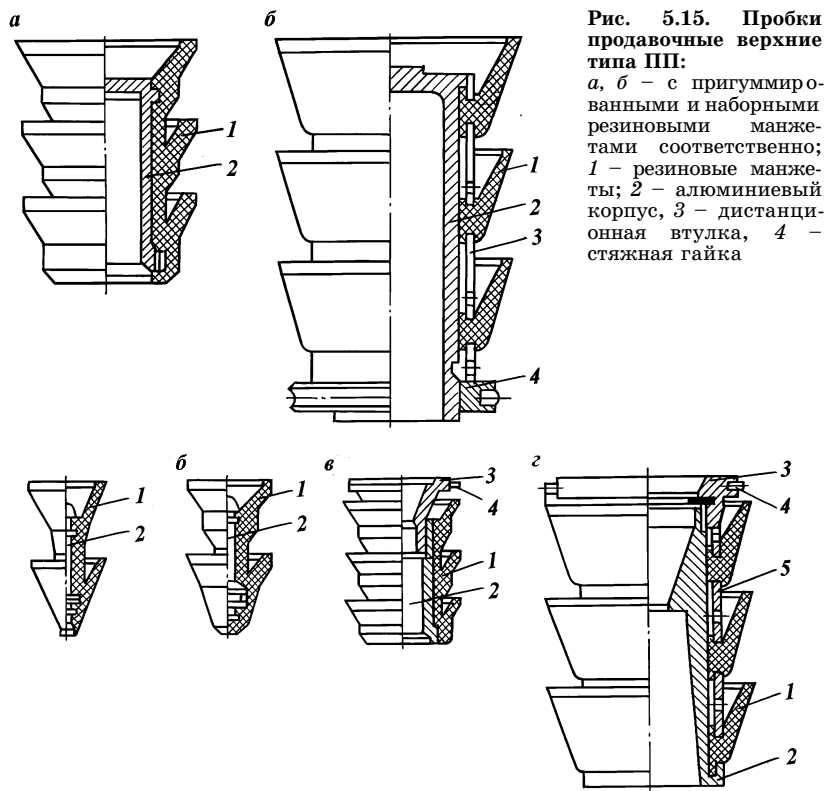


Рис. 5.15. Пробки продавочные верхние типа ПП:
а, б – с пригуммированными и наборными резиновыми манжетами соответственно; *1* – резиновые манжеты; *2* – алюминиевый корпус; *3* – дистанционная втулка, *4* – стяжная гайка

Рис. 5.16. Пробки разделительные двухсекционные типа СП:
а, б – верхняя секция пробок для бурильных труб; *в, г* – нижняя секция пробок для обсадных труб; *1* – резиновые манжеты; *2* – корпус; *3* – седло; *4* – срезные калибровочные штифты; *5* – дистанционная втулка

никающего давления движется вместе с ней до посадки на стоп-кольцо.

Пробки типа СП изготавливают по ТУ 39.207–76 для обсадных колонн следующих диаметров: 114–140, 146, 168, 178–194, 219–245, 273–299, 324–351, 377 и 407–426 мм.

Пробки разделительные нижние типа ПЦН (рис. 5.17) разработаны в б. ВНИИКРнефти на базе пробки ПВЦ. Отличительной особенностью их является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части которого устанавливается мембрана из жести, закрепленная гайкой. Внутри нее установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом.

Т а б л и ц а 5.9

П а р а м е т р ы п р о б о к т и п а П П

Параметр	Шифр пробки			
	ПП-114×146	ПП-146×168	ПП-178×194	ПП-219×245
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	114–146	146–168	178–194	219–245
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	130	154	180	230
минимальный	96	124	154	195
Максимально допустимый перепад давления, МПа	6,0	6,0	6,0	6,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	136	158	185	236
высота	227	205	225	320
Масса, кг	3,8	5,2	6,6	13,2

Продолжение табл. 5.9

Параметр	Шифр пробки			
	ПП-273×299	ПП-324×351	ПП-377	ПП-407×426
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	273–299	324×351	377	407–426
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	282	331	359	406
минимальный	249	301	353	382
Максимально допустимый перепад давления, МПа	4,5	4,5	3,0	3,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	285	335	364	410
высота	365	415	560	620
Масса, кг	16,8	25	59	7,5

Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным. Нижнюю пробку устанавливают в цементировочной головке ниже верхней пробки или в верхней трубе обсадной колонны перед подачей в нее буферной жидкости или тампонажного раствора. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп-кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, ее корпус с манжетами и мембранной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием

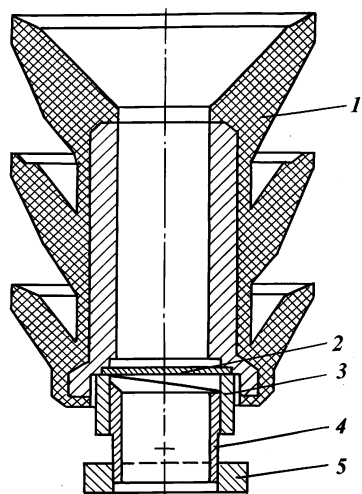


Рис. 5.17. Пробка разделительная нижняя типа РЩН:

1 – резиновые манжеты с сердечником; 2 – жестяная мембрана; 3 – гайка; 4 – кольцевой нож; 5 – упорное кольцо

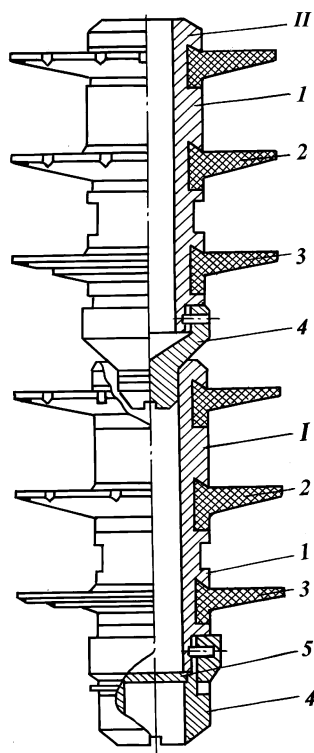


Рис. 5.18. Комплект разделительных пробок типа КРП

потока жидкости мембрана отгибается, образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

Комплект разделительных пробок типа КРП (рис. 5.18) разработан в б. ВНИИКРнефти, применяется для разделения буферной жидкости, тампонажного и бурового растворов и облегчения герметичной посадки на упругое кольцо клапана типа ЦКОД при цементировании. Комплект состоит из двух частей: нижней пробки (I), устанавливаемой в обсадную колонну, и верхней пробки (II), устанавливаемой в цементировочную головку. Каждая пробка содержит полый, легко разбуриваемый корпус 1, наконечники из алюминиевого сплава 4 и резиновые манжеты 2, 3. Нижняя пробка имеет разрушаемую диафрагму 5. Нижние манжеты 3 пробок имеют канавки с заостренными кромками и служат для очистки стенок обсадной колонны от остатков вытесняемой жидкости. Манжеты 2 снабжены по периферии треугольными вырезами и, кроме разделения жидко-

Т а б л и ц а 5.10

Параметры пробок типа КРП

Параметр	Шифр пробки		
	КРП-140-146	КРП-168	КРП-178
Условный диаметр, мм	140–146	168	178
Диаметр манжет пробок, мм	143	164	174
Перепад давления, выдерживаемого верхней пробкой и комплектом на упорном кольце, МПа	10,0	10,0	10,0
Давление срабатывания диафрагмы при посадке на упорное кольцо, МПа	1,2	1,2	1,2
Рабочая температура, °С, не более	130	130	130
Длина пробки, мм, не более	315/335*	350/360	350/360
Масса комплекта, кг, не более	4,55	6,0	6,13
Наименьший допустимый диаметр сужения в обсадной колонне, мм, не менее	88	106	111

* В числителе приведена длина нижней пробки, в знаменателе – верхней.

стей, служат также для центрирования пробки по оси обсадной колонны.

При остановке нижней пробки на упорном кольце под действием избыточного давления ее диафрагма разрывается на отдельные лепестки, открывая таким образом канал для прохождения тампонажного раствора. Верхняя пробка при посадке на нижнюю, благодаря наличию уплотняющего элемента, позволяет обеспечить герметичность соединения. Конструктивное исполнение пробок предотвращает их всплытие в случае отказа обратного клапана.

Основные параметры пробок приведены в табл. 5.10.

КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД (рис. 5.19) предназначены для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, для предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для упора разделительной цементировочной пробки. Шифр ЦКОД обозначает: Ц – цементировочный, К – клапан, О – обратный, Д – дроссельный. Добавление в шифре буквы “М” означает модернизацию типоразмера клапана.

Клапаны ЦКОД-1 (табл. 5.11) изготавлиют по ТУ 39-01-08-

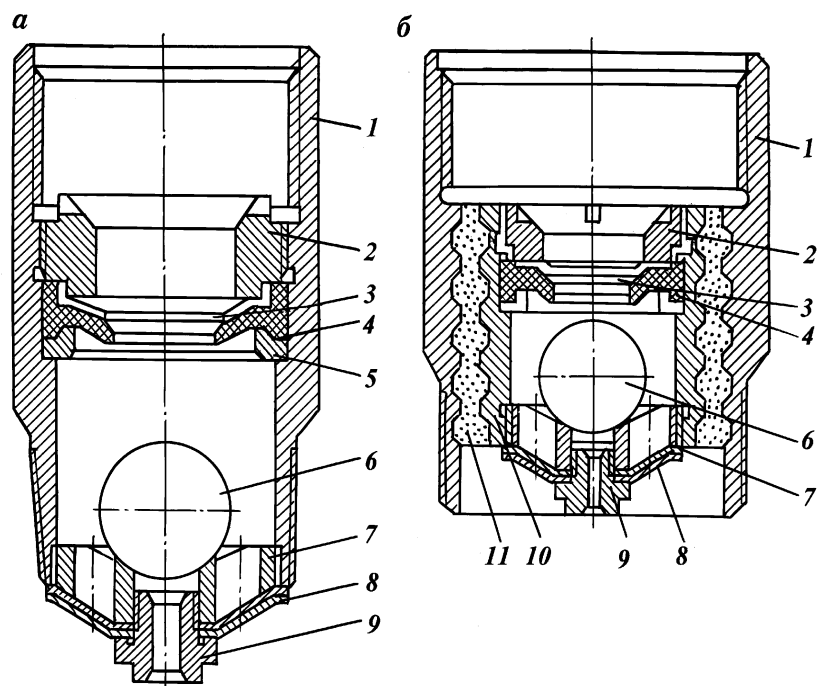


Рис. 5.19. Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД-2 (б):
 1 – корпус; 2 – нажимная гайка; 3 – набор резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

281–77 для обсадных колонн диаметрами 114–194 мм, а ЦКОД-2 (табл. 5.12) по ТУ 39-01-08-282–77 для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются другие обратные клапаны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т.д. Обратные клапаны устанавливают в башмаке колонны либо на 10–20 м выше него.

Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрывные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение. При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара, последний сбрасывают в колонну перед

Таблица 5.11

Параметры обратных клапанов ЦКОД-1

Параметр	Шифр клапана			
	ЦКОД-114-1; ЦКОД-114-1- ОТТМ; ЦКОД- 114-1-ОТТГ	ЦКОД-127-1; ЦКОД-127-1- ОТТМ; ЦКОД- 127-1-ОТТГ	ЦКОД-140-1; ЦКОД-140-1- ОТТМ; ЦКОД- 140-1-ОТТГ	ЦКОД-146-1; ЦКОД-146-1- ОТТМ; ЦКОД- 146-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	114	127	140	146
Диаметр шара, мм	45	45	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	10	Регулируем 4-14	14	14
Наружный диаметр клапана, мм	133	146	159	166
Длина клапана, мм	288/355	330/365	344/370	344/370
Масса клапана, кг	11/12,3	14/14,9	16,7/17,8	19,4/20,9

Продолжение табл. 5.11

Параметр	Шифр клапана		
	ЦКОД-168-1; ЦКОД-168-1- ОТТМ; ЦКОД- 168-1-ОТТГ	ЦКОД-178-1; ЦКОД-178-1- ОТТМ; ЦКОД- 178-1-ОТТГ	ЦКОД-194-1; ЦКОД-194-1- ОТТМ; ЦКОД- 194-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	168	178	194
Диаметр шара, мм	76	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	14	20	20
Наружный диаметр клапана, мм	188	198	216
Длина клапана, мм*	344/370	325/368	318/330
Масса клапана, кг*	24,4/25,8	29,5/30,7	32/33,7

Примечания. 1. Для всех типоразмеров максимальное рабочее давление 15 МПа, максимально допустимая температура 200 °С. 2. В знаменателе приведены значения параметров клапанов с резьбой ОТТГ.

соединением бурильных труб с секцией. В этом случае последующее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для остановки разделительной цементировочной пробки. В этом случае установки упорных колец не требуется.

Т а б л и ц а 5.12

П а р а м е т р ы о б р а т н ы х к л а п а н о в Ц К О Д - 2

П а р а м е т р	Ш и ф р к л а п а н а				
	ЦКОД-219-2; ЦКОД-219-2-ОТТМ; ЦКОД-219-2-ОТТГ	ЦКОД-245-2; ЦКОД-245-2-ОТТМ; ЦКОД-245-2-ОТТГ	ЦКОД-273-2; ЦКОД-273-2-ОТТМ; ЦКОД-273-2-ОТТГ	ЦКОД-292-2; ЦКОД-292-2-ОТТМ	ЦКОД-324-2; ЦКОД-324-2-ОТТМ
Условный диаметр клапана, мм	219	245	273	292	324
Максимальное рабочее давление, МПа	10	10	7,5	7,5	7,5
Наружный диаметр клапана, мм	245	270	299	324	351
Длина клапана, мм	318/350	365/420	340/387	345	350
Масса клапана, кг	39/41,5	57,2/58,6	58,6/60	66,3	76,5

П р о д о л ж е н и е т а б л . 5.12

П а р а м е т р	Ш и ф р к л а п а н а				
	ЦКОД-340-2; ЦКОД-340-2-ОТТМ	ЦКОД-351-2	ЦКОД-377-2	ЦКОД-407-2	ЦКОД-426-2
Условный диаметр клапана, мм	340	351	371	407	426
Максимальное рабочее давление, МПа	7,5	5,0	5,0	5,0	5,0
Наружный диаметр клапана, мм	365	376	402	432	451
Длина клапана, мм	350	365	370	374	380
Масса клапана, кг	82	86,4	96	105	115

П р и м е ч а н и е . В знаменателе приведены значения параметров клапанов с резьбой ОТТГ.

В шифрах обратных клапанов встречается аббревиатура ОТТМ, что означает, что применена трапецеидальная резьба, а ОТТГ – высокогерметичное соединение; в клапанах без таких обозначений используется треугольная резьба.

Клапаны для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм рассчитаны на использование при температурах, не превышающих 130 °С, но по технически обоснованному требованию потребите-

ля могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) на максимально допустимую температура 200 °С. Диаметр шара этих клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

БАШМАКИ КОЛОННЫЕ

Башмаки колонные типа БКМ (рис. 5.20, *a* и табл. 5.13) по ОСТ 39-011-87 предназначены для оборудования низа обсадных колонн из труб диаметрами 114–508 мм с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250 °С. Эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют дополнительные каналы циркуляции бурового раствора. Верхняя часть корпуса снабжена резьбой, при помощи которой башмак соединяется с нижней обсадной трубой. Резьба может быть треугольной, трапецеидальной (ОТТМ) и высокогерметичной (ОТТГ).

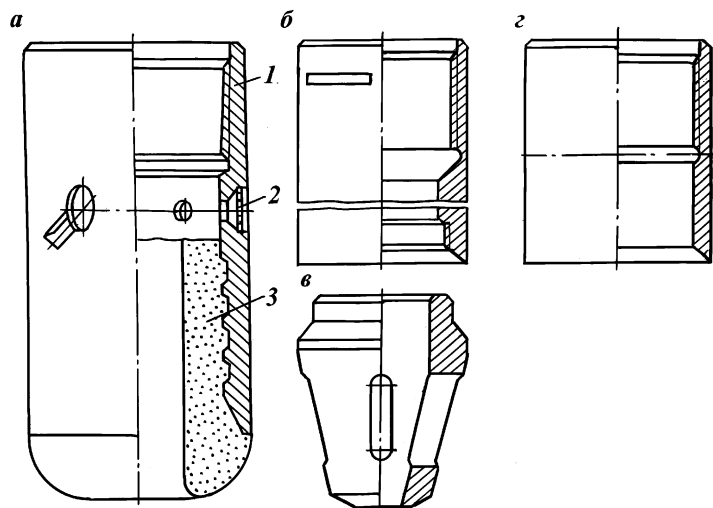


Рис. 5.20. Башмаки колонные:
a – типа БКМ: 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка; *б* – типа БКМ с чугунной направляющей насадкой; *в* – направляющая насадка; *г* – типа Б

Т а б л и ц а 5.13

Параметры башмаков типа БКМ

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр башмака, мм	Высота башмака, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр отверстия каналов, мм	Число отверстий каналов	Масса, кг, не более
114	133	274	50	12	4	12
127	146	274	60	12	4	13
140	159	296	70	15	6	15
146	166	298	70	15	6	16
168	188	303	80	15	6	20
178	198	330	90	20	6	23
194	216	350	100	20	6	30
219	245	360	110	20	6	38
245	270	378	120	20	8	42
273	290	382	130	20	8	44
299	324	385	150	20	8	46
324	351	390	160	20	8	50
340	365	395	170	20	8	53
351	376	405	180	20	8	58
377	402	405	190	20	8	65
406	432	410	200	20	8	70
426	451	425	220	20	10	78
473	508	425	250	20	10	85
508	533	425	280	20	10	98

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более иногда используют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок, позволяющие исключить разбуривание металла на забое.

В случае, когда ствол скважины крепят гладкими безмуфтовыми трубами и межколонные зазоры невелики, направляющие насадки крепят к нижней трубе колонны.

При спуске потайных колонн или секций обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника.

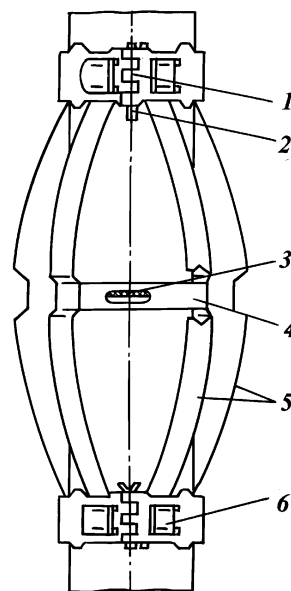
Находят также применение башмаки типа БП (рис. 5.20, б) с навинчиваемой направляющей чугунной насадкой и типа Б (рис. 5.20, г).

ЦЕНТРАТОРЫ

Центраторы предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине с целью достижения качественного разобщения пластов при цементировании. Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной

Рис. 5.21. Центратор:

1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья; 4 – ограничительные кольца; 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов



колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажем за счет некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов. Конструктивно центраторы выполняют неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним. Обычно центраторы располагают в средней части каждой обсадной трубы.

В разработке центраторов принимали участие ВНИИБТ и б. ВНИИКРнефть.

Существуют конструкции центраторов нескольких типов: ФП, ЦПР, ЦЦ, ЦЦ-1 и ЦЦ-2.

Центраторы типа ЦЦ являются модификацией центраторов типа ЦПР. Центраторы ЦЦ-2 благодаря конструктивным особенностям могут применяться и в наклонно направленных скважинах за счет возможности изменения высоты ограничителя прогиба пружинных планок.

Наибольшее распространение получили центраторы ЦЦ-1 (рис. 5.21 и табл. 5.14). Они выпускаются серийно по ТУ 39-01-08-283-77.

Таблица 5.14

Параметры центраторов ЦЦ-1

Шифр центратора	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Число планок	Масса, кг, не более
ЦЦ-1 40/191-216-1	7 850	6	9
ЦЦ-1 46/191-216-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 46/222-251-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 68/216-245-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-1 68/251-270-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-2 19/270-1	10 456	8	14
ЦЦ-2 45/295-320-1	10 450	8	15,0

Примечание. В шифре центратора ЦЦ-1 число перед косой означает диаметр обсадной колонны (в мм), для которой он предназначен; после косой дан интервал диаметров (в мм) скважины, в которую спускают колонну.

СКРЕБКИ

Скребки предназначены для разрушения глинистой корки на стенках скважины, что улучшает сцепление тампонажного цемента с породой. Этот эффект проявляется при цементировании скважин с расхаживанием. Скребок корончатый типа СК (рис. 5.22) – разъемный и состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3. Рабочие элементы скребков 1 выполнены из пучков стальной пружинной проволоки и прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с согнутыми вовнутрь концами были направлены вверх, обеспечивая их минимальный износ при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центриатора.

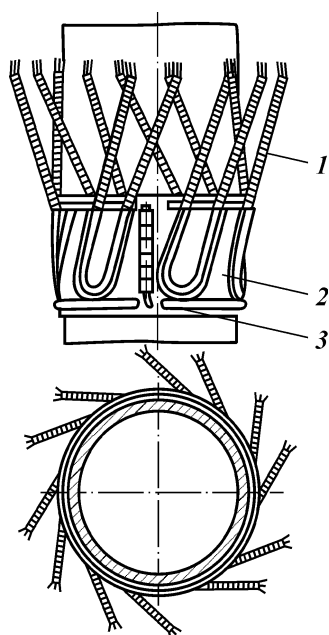


Рис. 5.22. Скребок разъемный типа СК

ТУРБУЛИЗАТОРЫ

Турбулизаторы типа ЦТ предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины при цементировании. Как правило, их размещают против зон расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга.

Т а б л и ц а 5.15

П а р а м е т р ы турбулизаторов типа ЦТ

Шифр турбулизатора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина лопасти, мм	Масса, кг, не более
ЦТ-1 14/151	170	116	95	2,0
ЦТ-1 27/165	186	129	105	2,5
ЦТ-1 40/191	210	142	115	3,0
ЦТ-1 40/216	236	142	115	3,0
ЦТ-1 40/212-216	210	142	115	3,0
ЦТ-1 46/212-216	210	148	120	3,5
ЦТ-1 46/216	236	148	120	3,5
ЦТ-1 68/212-216	210	171	135	4,5
ЦТ-1 68/216	236	171	135	4,5
ЦТ-1 78/245	266	181	145	5,0
ЦТ-1 94/245	266	197	160	6,0
ЦТ-2 19/270	290	222	180	8,0
ЦТ-2 45/295	293	248	200	8,5

П р и м е ч а н и е. Для всех типоразмеров число лопастей – 8, максимальная нагрузка на корпус турбулизатора – 7,85 кН.

Турбулизатор (рис. 5.23 и табл. 5.15) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопасти устанавливаются в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35° , и крепятся к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резинокордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирального клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса. Разработчик турбулизаторов б. ВНИИКРнефть. Они изготавливаются по ТУ 29-01-08-284-77.

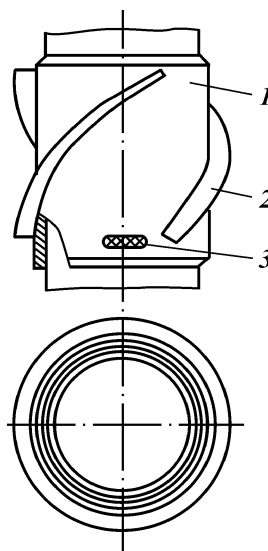


Рис. 5.23. Турбулизатор типа ЦТ

МУФТЫ СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведения операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Муфты ступенчатого цементирования в стволе скважин рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желоба.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, разработанные в б. ВНИИКРнефти, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметрами от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без него (рис. 5.24). Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 используют для оснащения обсадных колонн диаметрами от 273 до 340 мм (рис. 5.25).

Ряд условных диаметров муфт соответствует ряду обсадных труб (ГОСТ 632–80) диаметрами от 140 до 245 мм. Максимальная допустимая рабочая температура не более 100 °С. Избыточное давление, необходимое для срабатывания затворов цементировочных отверстий муфт, составляет 4–8 МПа.

Конструктивно муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах и смонтированную на его внешней поверхности обойму, образующую на части длины кольцевую полость, в которой размещена с возможностью осевого перемещения заслонка. Внутри корпуса расположены нижняя и верхняя втулки, также имеющие возможность осевого перемещения. В корпусе и обойме выполнены несколько соосно расположенных циркуляционных боковых отверстий. В корпусе муфты МСЦ-2 предусмотрены также сквозные пазы, в которых размещены сухари, жестко соединяющие заслонку с верхней втулкой. В исходном положении заслонка и втулки зафиксированы на корпусе с помощью срезных винтов, причем заслонка и верхняя втулка находятся выше циркуляционных отверстий, и нижняя втулка герметично перекрывает циркуляционные отверстия в корпусе.

Эластичные уплотнительные манжеты продавочной и запорной пробок при движении внутри обсадной колонны плотно

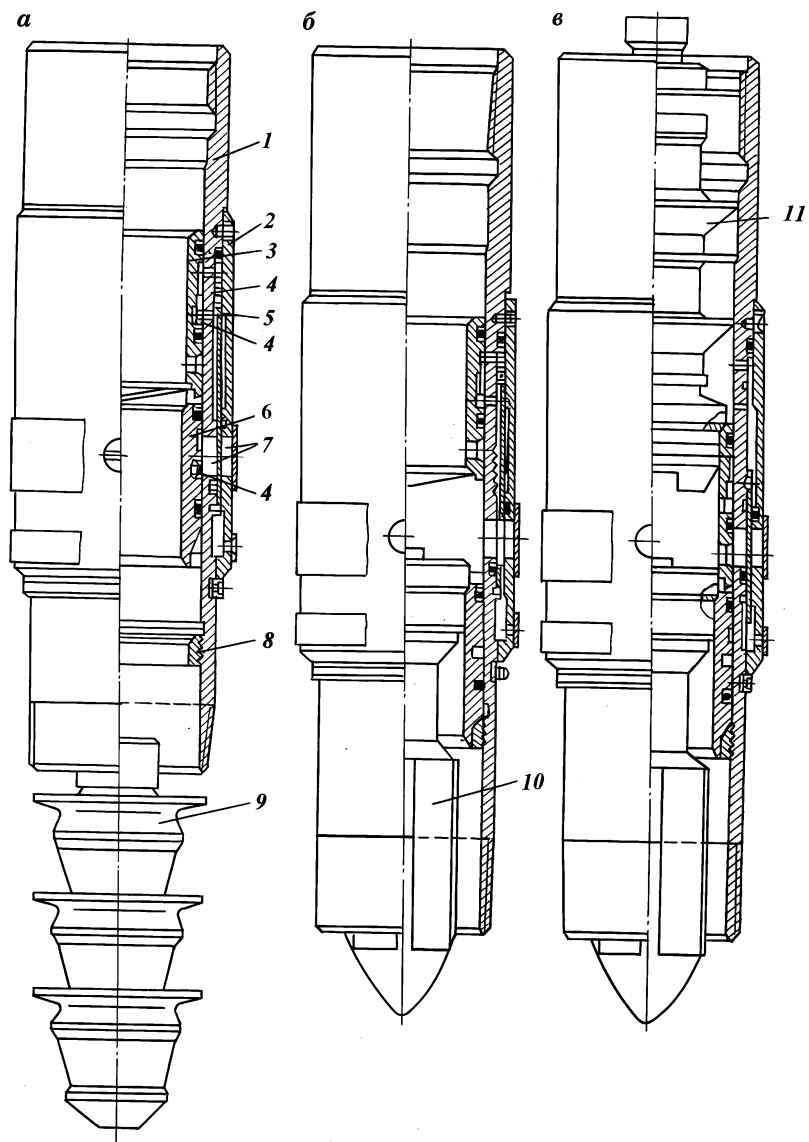


Рис. 5.24. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:
а, б, в – различные положения втулки; *1* – корпус; *2* – обойма; *3, 6* – верхняя и нижняя втулки; *4* – срезные винты; *5* – заслонка; *7* – циркуляционное отверстие; *8* – упорное кольцо; *9, 10, 11* – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

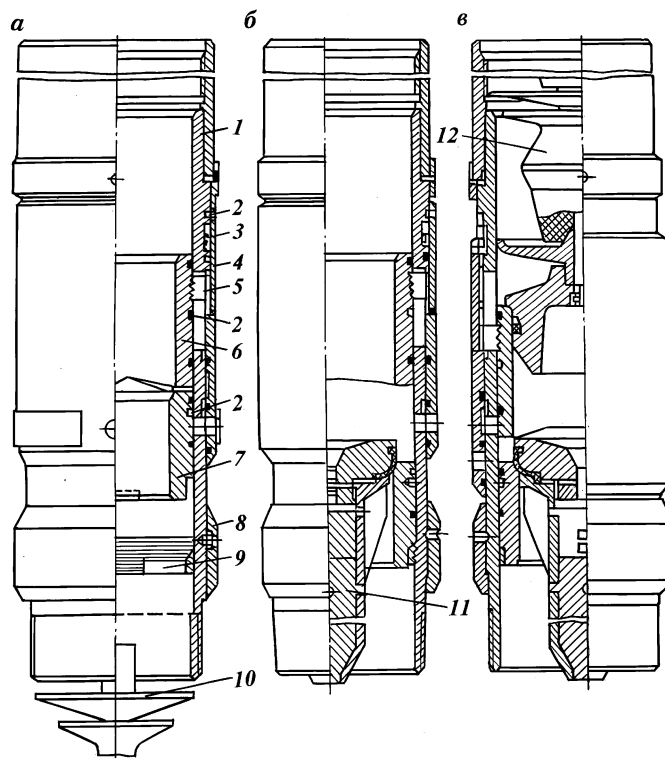


Рис. 5.25. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-2:

а, б, в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – срезные винты; 3 – стопорное кольцо; 4 – заслонка; 5 – сухарь; 6, 7 – верхняя и нижняя втулки; 8, 9 – наружное и внутреннее упорные кольца; 10, 11, 12 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

прижимаются к ее стенкам и надежно отделяют тампонажный раствор от продавочной жидкости.

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка – в нижней части конусный пояс с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный пояс с уплотнением для посадки на седло нижней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответст-

вии с ГОСТ 632–80 на обсадные трубы и до начала использования муфты защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками.

УСТРОЙСТВА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ХВОСТОВИКАМИ И СЕКЦИЯМИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Разъединители. Хвостовики и секции обсадных колонн спускают в скважины на бурильных трубах, которые соединяют с обсадными с помощью различных устройств, носящих общее название разъединителя. Они предназначены для обеспечения безопасного спуска и цементирования хвостовиков, для секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб.

При разгрузке хвостовиков или секций обсадных колонн на забой скважины или друг на друга происходит изгиб колонны с различной интенсивностью. Размер изгиба зависит от веса колонны, диаметра обсадных труб и радиального размера ствола скважины.

Для предотвращения изгиба хвостовики или секции обсадных колонн подвешивают в стволе скважины с помощью подвесных устройств. При креплении скважин секциями обсадной колонны для глубинного соединения (стыковки) секций между собой используют соединители. С целью герметизации верхней части зацементированных хвостовиков или секций обсадной колонны применяют герметизирующие устройства, перекрывающие кольцевое заколонное пространство.

Все перечисленные средства оснащают необходимыми принадлежностями и составляют комплексы устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн. Эти комплексы имеют ряд модификаций, отличающихся друг от друга как принципом, так и конструктивными особенностями.

Разъединитель состоит из двух основных частей: неподвижной муфты, которая крепится к обсадным трубам, и подвижного ниппеля, соединенного с бурильными трубами, из которых в скважину спускают хвостовик или секцию обсадной колонны.

Все разъединители, основной несущей рабочий элемент которых – левая резьба, носят общее название резьбовые разъединители.

Разъединители, у которых муфтовая и ниппельная части взаимодействуют друг с другом без помощи резьбы, объединены в группу безрезьбовых.

Действие резьбовых разъединителей заключается в отвин-

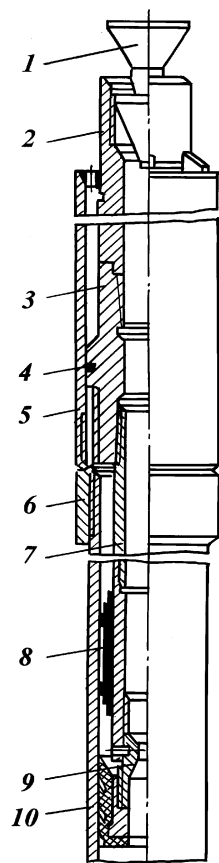


Рис. 5.26. Резьбовой разъединитель:

1,9 – верхняя и нижняя части секционной разъединительной пробки; 2 – переводник; 3 – ниппель с левой резьбой; 4 – уплотнительная манжета; 5 – раструб; 6 – муфта с левой резьбой; 7 – несущая труба; 8 – пакерующий узел; 10 – обсадные трубы хвостовика

чивании бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны вправо. Действие безрезьбовых разъединителей для разъединения пары муфта – ниппель не связано с вращением бурильной колонны.

Резьбовой разъединитель (рис. 5.26) оснащен принадлежностями, которые состоят из внутреннего пакерующего узла и секционной разделительной пробки.

Пакерующий узел предназначен для обеспечения циркуляции жидкости через башмак хвостовика (или секции) после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе. Наличие пакерующего узла позволяет предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовики или секцию обсадной колонны.

Нижнюю часть секционной пробки подвешивают на срезных калиброванных штифтах на конце патрубка, ввинчиваемого в ниппель разъединителя, а верхнюю – помещают в цементирующую головку и при цементировании продвигают по бурильным трубам. При ее посадке в седло подвесной пробки возникает избыточное давление, штифты срезаются, и освободившаяся пробка вместе с верхней частью движется по обсадной колонне, разобцая тампонажный раствор и продавочную жидкость.

Резьбовые разъединители рекомендуется применять для спуска хвостовиков или секций обсадных колонн, общая масса которых составляет не менее 5 т, а также в случаях, когда при креплении скважины не требуется вращать обсадную колонну.

При проверке разъединителя в процессе контрольного свинчивания вручную на поверхности следует подсчитать число полных оборотов и убедиться, что все витки левой резьбы входят в зацепление, а развинчивание осуществляется без затруднений.

В случае спуска хвостовиков или секций обсадной колонны

массой более 100 т левую резьбу рекомендуется испытать приложением к разъединителю растягивающей нагрузки, превышающей массу спускаемых обсадных колонн на 200–300 кН. Выдержка под нагрузкой должна быть не менее 30 мин, после чего проверяют характер соединения и состояние левой резьбы. В случае затруднений при отвинчивании ниппельной части разъединитель бракуют.

Для улучшения качества стальных заготовок, из которых изготавливают детали разъединителя, их подвергают термообработке, после которой они должны приобрести физико-механические свойства, указанные ниже.

Марки стали	4 5	45X	40XH
Предел текучести, МПа	450	580	750
Временное сопротивление разрыву, МПа	700	780	900
Относительное удлинение, %	14	14	10
Относительное сужение, %	50	50	45
Ударная вязкость, 10 ³ Дж/м	5	8	7
Твердость по Бринеллю, НВ	217–285	255–321	285–341

Левое резьбовое соединение разъединителя при полном свинчивании часто оказывается негерметичным и пропускает жидкость даже при небольших перепадах давления. В связи с этим для обеспечения герметичности соединения над резьбовой частью ниппеля устанавливают резиновую самоуплотняющуюся манжету. В собранном виде разъединитель испытывают на герметичность опрессовкой на полутора кратное ожидаемое рабочее давление.

Для смазки левой резьбы разъединителя необходимо применять только тугоплавкие уплотнительные смазывающие составы типа Р-113, а резиновые самоуплотняющиеся манжеты и пакерующие элементы изготавливать из нефтетермостойкой резины, имеющей следующие физико-механические свойства.

Условный номер резины	
Грозненского РМЗ	254
Сопротивление разрыву, МПа:	
минимальное	20
максимальное	23
Относительное удлинение, %:	
минимальное	400
максимальное	500
Остаточное удлинение, %:	
минимальное	8
максимальное	12
Набухание в смеси (бензин и бензол) за 24 ч при 20 °С, %	10
Твердость по Шору:	
минимальная	68
максимальная	70
Пластичность:	
минимальная	0,3
максимальная	0,4

Кольцевое пространство между ниппелем и муфтой выше левой резьбы заполняют тугоплавкой смазкой. Левое резьбовое соединение после свинчивания вручную окончательно закрепляют цепным ключом с вращающим моментом примерно 500 Н·м. Крепление левой резьбы машинными ключами не рекомендуется.

На практике также применяют резьбовые разъединители, дополнительно снабженные шлицевой парой, которые, находясь в зацеплении, позволяют вращать хвостовик или секцию обсадной колонны, поскольку воспринимают полностью усилие вращающего момента и исключают передачу его на левое резьбовое соединение. Верхняя часть шлицевой пары жестко связана с ниппелем разъединителя, а нижняя – подвижно связана в осевом направлении с муфтой разъединителя и зафиксирована в ней срезными калиброванными штифтами.

Для вывода из зацепления шлицевой пары в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который свободно проходит в жидкости по трубам и перекрывает отверстие в нижней шлицевой втулке. Под действием внутреннего избыточного давления калиброванные штифты срезаются, и шлицевая втулка перемещается вниз, выходя из зацепления с верхней втулкой.

При разомкнутой шлицевой паре вращение бурильных труб вправо приведет к отсоединению их от обсадных труб в левой резьбе разъединителя.

К безрезьбовым разъединителям относятся кулачковые, замковые и штифтовые.

Кулачковый разъединитель (рис. 5.27) состоит почти из таких же основных деталей, как и резьбовой. Муфта и ниппель разъединителя связаны друг с другом при помощи двух или трех кулачков, находящихся на ниппельной части, которые вводятся в соответствующие L-образные пазы муфты и в рабочем положении фиксируются штифтами. Конструкция кулачкового

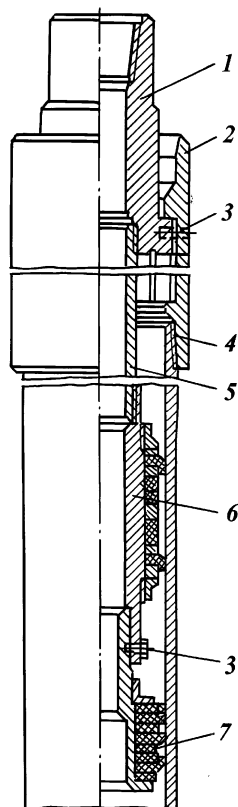


Рис. 5.27. Кулачковый разъединитель:
 1 – ниппель с кулачками; 2 – муфта с пазами; 3 – штифты; 4 – обсадные трубы спускаемого хвостовика; 5 – несущая труба; 6 – пакерующий узел; 7 – нижняя часть секционной разделительной пробки

разъединительного устройства исключает возможность отсоединения бурильных труб от обсадных при вращении в скважине.

Указанные устройства рекомендуется применять в скважинах, крепление которых производят с проработкой осложненного ствола в процессе спуска хвостовика или секции.

В состав кулачкового разъединителя обязательно входит пакерующий узел, который представляет собой набор самоуплотняющихся резиновых манжет из износостойчивой нефтетермостойкой резины. Пакерующий узел устанавливают на несущей трубе, ввинчиваемой снизу во внутреннюю часть разъединителя.

Пакерующий узел герметизирует разъемные части кулачкового разъединителя до тех пор, пока резиновые элементы находятся внутри верхней трубы хвостовика или секции обсадной колонны. Поэтому его устанавливают, как правило, не под самым кулачковым ниппелем разъединителя, а на расстоянии 8–10 м от него.

Кулачковый разъединитель собирают следующим образом. На верхнюю обсадную трубу, внутренняя поверхность которой предварительно очищается от окалины, грязи, пыли и смазывается, навинчивают муфту разъединителя. В муфту вставляют ниппельную часть в закрепленной на ней несущей трубой, которая оснащена пакерующим узлом и подвесной секционной пробкой.

Кулачки ниппеля совмещают со сквозными пазами муфты, а затем подачей ниппеля вниз вводят их до упора. Далее ниппель с введенными кулачками поворачивают вправо по радиальным пазам муфты на угол 90° и заряжают подачей кулачков вверх по ее глухим осевым пазам.

В заряженном рабочем положении муфту и ниппель кулачкового разъединителя фиксируют срезными калиброванными штифтами, которые рассчитывают на срез усилием от 30 до 150 кН в зависимости от веса колонны труб и осевой нагрузки при возможной проработке ствола в процессе спуска хвостовика.

Чтобы разомкнуть разъединитель, его ниппельную часть опускают до среза штифтов и смещения кулачков по глухим пазам до упора. Затем ниппель поворачивают влево на угол 90° также до упора и по сквозным пазам движением ниппельной части вверх выводят кулачки из муфты разъединителя. При этом контролируют, чтобы расстояние перемещения кулачков вверх не превышало длины несущего патрубка с уплотнителями.

На кулачки действуют осевые срезающие и сминающие на-

грузки от бурильных и обсадных труб. Они также воспринимают усилия крутящего момента при вращении труб, когда спуск хвостовика или секции обсадной колонны сопровождается проработкой ствола.

Кулачки должны выдерживать все воспринимаемые ими нагрузки и не подвергаться деформации, повреждениям или излому.

Прочность кулачкового разъединителя увеличивают, изменяя число кулачков или используя материал повышенной прочности, из которого изготавливают разъединитель.

Разъединитель в собранном виде испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление и проверяют на взаимодействие кулачкового ниппеля с муфтой.

Основные преимущества кулачковых разъединителей – возможность вращать колонну бурильных труб в процессе крепления скважин, предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных перед цементированием, а также использовать разделительные пробки при цементировании хвостовиков и секций обсадных колонн. Недостатки кулачковых разъединителей – сложность конструкции и необходимость разгрузки хвостовика или секции обсадной колонны для отсоединения от них бурильных труб.

В замковых разъединителях (рис. 5.28) основные части устройства – муфта и ниппель – соединяются между собой запирающимся изнутри замком, который имеет шарообразную или иную форму.

Замковые разъединители в отличие от кулачковых позволяют проводить все операции при спуске хвостовика: расхаживание с любой нагрузкой, вращение, промывку, а также цементировать обсадные трубы и отсоединять от них буриль-

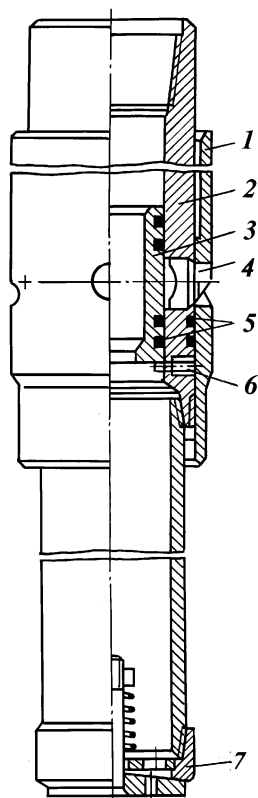


Рис. 5.28. Замковый разъединитель:

1 – муфта; 2 – ниппель; 3 – запорная втулка; 4 – замок; 5 – уплотнения; 6 – срезной штифт; 7 – обратный клапан

ные без разгрузки хвостовика или секций обсадных колонн. Замковый разъединитель практически является неразъемным при любых действующих на него внешних механических нагрузках.

Он работает следующим образом. После окончания цементирования обсадной колонны в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который, погружаясь в буровом растворе, достигает седла втулки. Далее в трубах создают избыточное давление, усилием которого штифты срезаются, втулка перемещается в нижнее положение до упора и размыкает замковое соединение.

При последующей подаче бурильных труб вниз замки со скошенными концами падают внутрь разъединителя и отсоединяют бурильные трубы от обсадных. Затем бурильные трубы поднимают из скважины вместе с ниппельной частью разъединителя и находящимися внутри нее втулкой, шаром и замками.

Замковые разъединители позволяют спускать хвостовик или секцию обсадной колонны неограниченной массы в ствол скважины любой конфигурации с наличием осложнений, отсоединять бурильные трубы от обсадных без их разгрузки и расхаживать колонну труб, прикладывая усилия, ограниченные только прочностью труб.

Основной недостаток замковых разъединителей заключается в том, что при их использовании нельзя отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовик с применением цементировочных пробок и получением сигнала "стоп".

Штифтовые разъединители используют в основном при креплении скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн незначительной длины и массой 5 т, а также при спуске в скважину нецементируемых забойных фильтров при малых кольцевых зазорах.

Бурильные трубы соединяют с обсадными при помощи срезных штифтов, которые также являются несущими элементами разъединителя и должны срезаться только при нагрузке, превышающей массу обсадной колонны.

Без пакерующего узла штифтовые разъединители не применяют. Необходимый диаметр срезаемых штифтов разъединителя

$$d_{\text{шт}} = \sqrt{1,7qkL/(z_{\text{шт}}\sigma_{\text{вр}})};$$

где q – вес 1 м обсадной группы в воздухе; $k = 1,5$ – коэффициент запаса прочности; L – длина хвостовика или секции обсадной колонны; $z_{\text{шт}} = 2\div 3$ – число штифтов; $\sigma_{\text{вр}}$ – предел прочности материала, из которого изготавливают штифты.

Изготовленные штифты с расчетным диаметром $d_{ш}$, как правило, проверяют на срез опытным путем при помощи пресса. Очевидно, что усилие среза должно быть больше веса хвостовика или секции обсадной колонны.

Для комплектования разъединителя штифтами из одного и того же материала изготавливают два комплекта одинаковых штифтов: один – контрольный, который используют при испытании штифтов на срез, а другой – рабочий (устанавливаемый в разъединителе).

Штифтовые разъединители также подвергают испытанию на герметичность избыточным давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое рабочее давление.

Как правило, хвостовики и секции обсадных колонн цементируют после предварительного среза штифтов разъединителя.

Бурильные трубы отсоединяют от обсадных после проверки надежности подвески плавной разгрузкой колонны до "собственного веса" бурильных труб следующим образом.

1. При использовании резьбовых соединений размыкают ротор и бурильную колонну – толчками проворачивают вправо с подсчетом числа оборотов. При этом поддерживают постоянную нагрузку на крюке и проверяют характер отсоединения по значению холостого хода обратного вращения ротора. Затем трубы приподнимают до полного выхода ведущей трубы из ротора, отсоединяют ее от колонны и готовятся к цементировочным работам.

2. При использовании кулачковых разъединителей после окончания спуска хвостовика или секции обсадной колонны на заданную глубину и подвески обсадных труб на клиньях или на упоре нагрузку на крюке снижают до значения "собственного веса" бурильных труб подачей их вниз до момента среза штифтов в разъединителе.

В этом положении, когда нагрузка на крюке соответствует только весу бурильной колонны, трубы поворачивают вправо на значение свободного хода радиального смещения кулачков и подачей труб вверх выводят их из зацепления по сквозным пазам муфты разъединителя.

Затем бурильную колонну поднимают до полного выхода ведущей трубы из ротора, отсоединяют ее от колонны и готовятся к цементированию хвостовика. В случае, когда обсадные трубы подвешиваются на цементном камне, бурильные трубы отсоединяют от них после цементирования и ОЗЦ аналогично отсоединению после подвески на клиньях или на упоре до цементировочных работ.

3. При использовании замковых разъединителей их размы-

кают при помощи шара или резиновой пробки, продвигаемых по бурильным трубам с дневной поверхности циркулирующей жидкостью. Бурильные трубы отсоединяют от обсадных только после цементирования хвостовика или секции обсадной колонны с подвеской их на цементном камне следующим образом. По окончании времени ОЗЦ или промывки скважины через боковые промывочные отверстия подвесного узла в бурильную колонну сбрасывают металлический шар. Шар тонет и достигает седла запорной втулки, которая запирает шаровой или иной формы замок.

При создании избыточного давления втулка срезает штифты и опускается ниже замка. Далее при подаче бурильной колонны вниз замковые элементы входят внутрь трубы и полностью замыкают систему обсадные трубы – бурильная колонна. После этого бурильные трубы поднимают из скважины.

4. При использовании штифтовых разъединителей бурильные трубы отсоединяют от обсадных до цементирования после подвески обсадной колонны или упора. Эту операцию осуществляют путем разгрузки колонны до момента среза штифтового разъединителя. Затем бурильные трубы приподнимают до полного выхода ведущей трубы из скважины.

В таком положении нижняя часть бурильной колонны с пакером должна находиться внутри обсадной трубы и обеспечивать герметичность разъединительной системы обсадные трубы – бурильная колонна. Без пакерующего узла указанные разъединители использовать нельзя.

Подвесные устройства. Существуют три принципиально отличающихся друг от друга способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин: на цементном камне, клиньях и опорной поверхности.

Хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают на цементном камне как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважины непосредственно в процессе их цементирования.

Принцип этого способа подвески заключается в подъеме тампонажного раствора на всю длину обсадной колонны, удерживаемой на весу бурильными трубами, в удалении тампонажного раствора, поднятого над хвостовиком, и в отсоединении бурильных труб от обсадных только после образования за обсадными трубами цементного камня. Обсадные трубы остаются зацементированными в растянутом состоянии.

На цементном камне можно подвешивать хвостовики или секции обсадной колонны без ограничения их длины, межколонных кольцевых зазоров и на любой глубине скважины.

Основное требование для осуществления этого способа под-

вески – необходимость обязательного подъема тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Для подвески хвостовиков и секций обсадных колонн, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют однотипные устройства, отличающиеся друг от друга незначительными конструктивными особенностями.

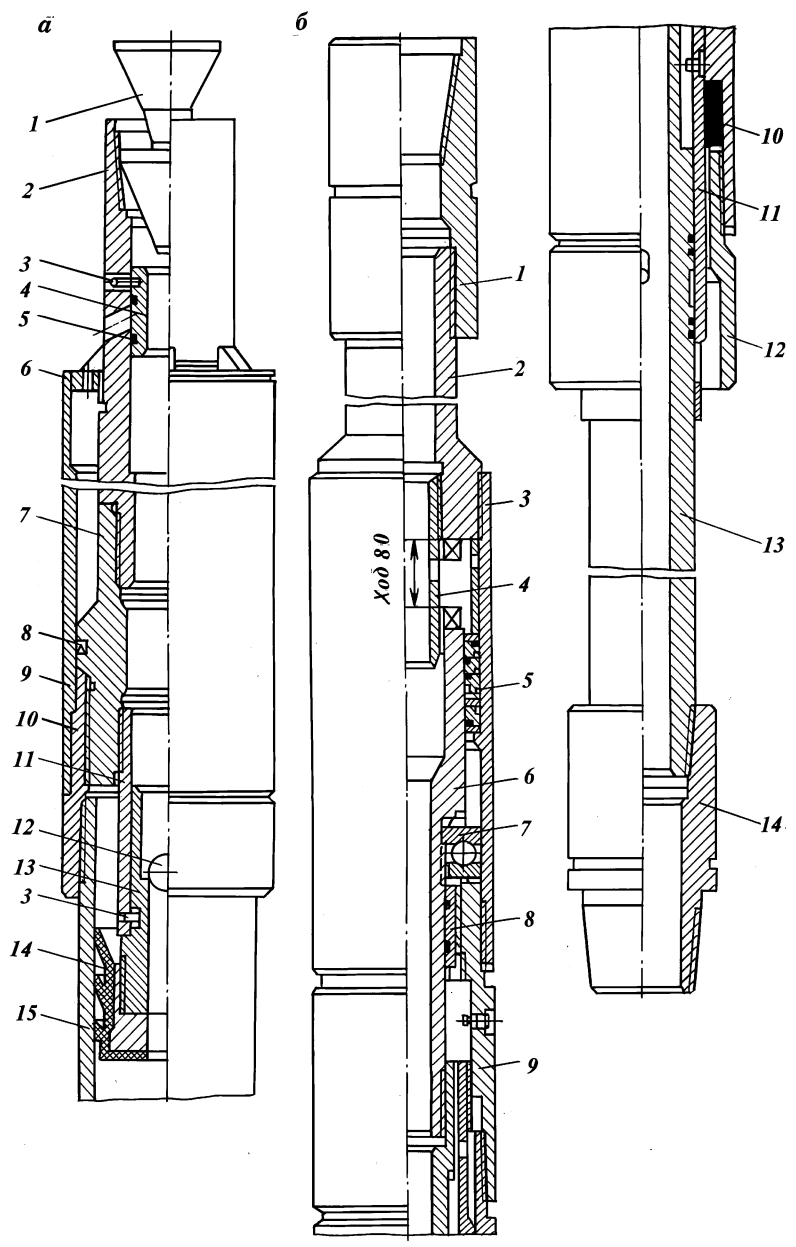
Узел подвески, образующий устройство этого вида, размещают в ниппельной части разъединителя любого типа. Для данного вида подвесок общими являются следующие конструктивные и эксплуатационные признаки: бурильные трубы остаются неподвижными в течение всего процесса крепления скважин и ОЗЦ, боковые промывочные отверстия устройств открываются при помощи прокачиваемых по бурильным трубам металлических шаров или резиновых пробок, продавочную жидкость закачивают по расчету и в основном без получения сигнала "стоп".

На рис. 5.29, *a* изображен общий вид такого устройства. Подвесное устройство с прокачиваемой пробкой готовят следующим образом. В верхний патрубок ниппельной части разъединителя против боковых промывочных отверстий вставляют втулку с уплотнительными кольцами и закрепляют ее калиброванными срезными штифтами. Затем полностью соединяют разъединитель и подвергают его гидравлическому испытанию на герметичность. При этом не допускается истечение жидкости через боковые промывочные отверстия. Далее разъединитель спускают в скважину на глубину до 25 м, прокачивают резиновую пробку, устанавливают характер ее взаимодействия с втулкой, определяют давление штифтов, поднимают разъединитель на поверхность и проверяют состояние подвесного узла. При отсутствии каких-либо повреждений подвесной узел снова готовят к работе. При этом устанавливают новые резиновые уплотнители и срезные штифты.

Собранный разъединитель с подготовленным подвесным уз-

Рис. 5.29. Устройство для подвески хвостовиков и секций обсадной колонны на цементном камне:

a – в обсаженном стволе с резьбовым разъединителем; 1 – управляемая пробка; 2 – удлинитель; 3 – срезные штифты; 4 – запорная втулка; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – крышка; 7 – ниппель разъединителя; 8 – манжета; 9 – раструбная часть разъединителя; 10 – муфта разъединителя; 11 – несущий патрубок; 12 – шар; 13 – седло; 14 – подвесная разделительная цементировочная пробка; 15 – обсадная труба; *б* – в необсаженном стволе: 1 – замковая муфта; 2 – переводник корпуса; 3, 9, 10 – соответственно верхняя, средняя и нижняя части корпуса; 4 – патрубок; 5 – набор манжетных уплотнителей; 6, 13 – верхняя и нижняя секции шпинделя; 7 – упорный подшипник качения; 8 – радиальный подшипник скольжения; 11 – золотник; 12 – нажимная гайка; 14 – замковый ниппель



лом повторно подвергают опрессовке и затем используют непосредственно при креплении скважин.

Если при цементировании хвостовиков или секций обсадной колонны с подвеской на цементном камне применяют металлический шар, то в подготовительные работы включают следующие этапы:

спуск устройства в скважину на бурильных трубах на глубину, на которой будет установлена верхняя часть обсадной колонны;

промывку скважины с подачей, не превышающей запланированную при закачке продавочной жидкости в процессе цементирования хвостовика;

фиксирование значения установившегося давления при промывке с заданным режимом;

сбрасывание в трубу металлического шара и прокачивание его при заданной подаче насосов;

определение времени движения шара по трубам до момента среза штифтов и давления, при котором были срезаны штифты;

подъем устройства из скважины, разборка и проверка его состояния.

Полученные результаты предварительного испытания учитывают непосредственно при выполнении работ по цементированию хвостовика или секции обсадной колонны.

При этом последняя часть продавочной жидкости, равная объему бурильных труб и закачиваемая вместе с шаром, должна нагнетаться в скважину цементировочными агрегатами с той же подачей, которая была при предварительном испытании.

Рекомендуется устанавливать штифты такого диаметра и прочности, чтобы избыточное давление при их срезе на 5–7 МПа превышало рабочее давление при цементировании.

После среза штифтов и открытия боковых промывочных отверстий непрерывно промывают скважину прямой и обратной циркуляцией с максимально возможной подачей цементировочных агрегатов до тех пор, пока не будет удален весь тампонажный раствор, находящийся за бурильными трубами.

Далее периодически промывают скважину до конца времени схватывания тампонажного раствора у верхней границы обсадной колонны, после чего бурильные трубы отсоединяют от обсадных и поднимают на поверхность.

При подвеске хвостовиков и секций обсадных труб, когда нижняя часть бурильной колонны находится в необсаженной части ствола и возникает опасность ее прихвата, применяют следующее устройство (рис. 5.29, б). В отличие от других это подвесное устройство многократного действия. Оно позволяет

удерживать и цементировать обсадные трубы в растянутом состоянии с применением разделительных пробок, получать сигнал "стоп", вращать бурильную колонну без отсоединения ее от обсадной в течение всего времени ОЗЦ, а также использовать разъединительные устройства любого типа.

Подвеска включает в себя составной корпус, подвешиваемый на бурильных трубах, двухсекционный шпindel, смонтированный внутри этого корпуса на упорном подшипнике качения, радиальный подшипник скольжения, золотник, перекрывающий радиальные отверстия шпинделя, наклоненные к его оси. Верхний торец шпинделя и нижняя часть переводника корпуса оборудованы кулачками, которые при вводе их в зацепление и последующем вращении взаимодействуют и обеспечивают отсоединение бурильных труб от обсадных. Наружная верхняя часть золотника и внутренний выступ средней части составного корпуса имеют трапецеидальную резьбу, на которой при вращении бурильных труб и, следовательно, составного корпуса происходит осевое перемещение золотника из крайнего нижнего положения в крайнее верхнее. Крайнее нижнее положение золотника определяется по совпадению его выступающего из корпуса торца с риской на наружной поверхности шпинделя. Корпус устройства заканчивается нажимной гайкой, нижняя часть которой выполнена в виде кожуха, образующего зазор между его внутренней поверхностью и золотником. Гайка одновременно поджимает манжетные уплотнения и направляет поток бурового раствора, прокачиваемого через радиальные отверстия шпинделя.

Тампонажный раствор, поднятый при цементировании выше обсадной колонны, вымывается из скважины через эти отверстия. Упорный шарикоподшипник и подшипник скольжения работают в масляной ванне, которая имеет два закрывающихся пробками отверстия (для подачи масла и выхода воздуха).

Принцип действия подвешенного устройства заключается в следующем. В исходном положении весь поток циркулирующей жидкости проходит через башмак обсадной колонны. После окончания ее цементирования и получения сигнала "стоп" вращением бурильной колонны вправо без какой-либо разгрузки приподнимают золотник, открывают боковые промывочные отверстия в подвесном устройстве и вымывают весь тампонажный раствор, поднятый выше обсадных труб. При этом периодически вращают колонну ротором в течение всего времени промывки в период ОЗЦ. Продолжительность и периодичность вращения бурильных труб для исключения их прихватов устанавливаются в каждом конкретном случае.

После окончания срока схватывания тампонажного раствора циркуляцию жидкости прекращают и колонну бурильных труб плавно опускают, пока нагрузка на крюке не станет соответствовать весу бурильной колонны. При этом торцовые кулачки подвески входят в зацепление друг с другом, давая возможность вращать ниппельную часть разъединителя и отсоединять бурильные трубы от зацементированного хвостовика или секции обсадной колонны.

Подвески типа ЦП также могут быть использованы при подвеске хвостовиков и секций обсадных колонн в обсаженной части ствола.

Подготовка подвешенного устройства к работе начинается с заполнения масляной камеры маслом, при этом золотник должен занимать крайнее нижнее положение. Для этого в условиях буровой устройство укладывают на мостки вверх отверстиями для смазки, вывинчивают из них пробки и через одно из отверстий заполняют масляную камеру, используя дизельное масло МТ-16.

Затем регулируют положение золотника таким образом, чтобы его выступающий из корпуса торец оказался совмещенным с риской на наружной поверхности шпинделя подвески. Подготовленное устройство опрессовывают водой на давление 22,5 МПа. При этом истечение воды через уплотнения между золотником и шпинделем, а также подтекание масла через манжетные уплотнения между золотником и корпусом не допускаются.

Подготовленную к работе подвеску типа ЦП собирают на мостках с разъединителем, заранее закрепленным на обсадной трубе. Затем собранную систему подают в буровую, закрепляют резьбовые соединения подвески с ниппелем разъединителя машинными ключами, устанавливают сборку на элеватор и вращением части подвески цепным ключом проверяют характер перемещения золотника и его положение относительно боковых промывочных отверстий. При этом подсчитывают число оборотов корпуса.

Далее собранную систему снова укладывают на мостки.

После спуска в скважину на заданную глубину хвостовика или секции обсадной колонны на бурильных трубах приступают к цементировочным работам. При этом вращение бурильных труб должно быть исключено.

В процессе цементирования хвостовика трубы расхаживают для предотвращения их прихвата. После получения сигнала "стоп" избыточное давление в колонне снижают до атмосферного. Устанавливают ведущую трубу и вращением бурильной ко-

лонны вправо приподнимают золотник подвешного устройства в крайнее верхнее положение. Затем восстанавливают циркуляцию через боковые промывочные отверстия подвески и промывают скважину, периодически вращая бурильную колонну до полного удаления тампонажного раствора, поднятого над обсадными трубами.

После истечения заданного периода ОЗЦ бурильные трубы подают вниз с разгрузкой до "собственного веса" и одновременной промывкой скважины одним насосом при подаче 10 л/с. При этом кулачки подвески сходятся, давление повышается и буровой насос останавливают.

Если при креплении скважины применяли резьбовой разъединитель, то последующим вращением бурильных труб вправо их отсоединяют от обсадных, приподнимают над верхней частью хвостовика, восстанавливают циркуляцию и после непродолжительной промывки подвешное устройство поднимают на поверхность.

После подъема из скважины подвешное устройство промывают водой, очищают, смазывают и хранят под навесом на выкладках. Это устройство можно применять многократно.

В табл. 5.16 приводятся характерные неисправности подвешных устройств и методы их устранения.

На клиньях хвостовика и секции обсадных колонн подвешивают только в обсаженной части скважины, где практически мал износ внутренней поверхности обсадных труб. Основной принцип этого способа подвески заключается в том, что спускаемую часть обсадной колонны заклинивают, вводя клиновидные плашки, расположенные на ее наружной поверхности, в кольцевой межколонный зазор.

Клиновое подвешное устройство устанавливается под разъединителем и служит для цементирования обсадных колонн в растянутом состоянии после отсоединения бурильных труб от обсадных. Подвеску на клиньях можно осуществлять при наличии поглощений любой интенсивности. Клиновые подвешные устройства невозможно применять в следующих случаях: скважину крепят при малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30 мм); спуск обсадной колонны в скважину сопряжен с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика или секции; значительный износ внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска; при весе спускаемого хвостовика или секций обсадной колонны, превышающем 10 кН.

По принципу действия клиновые подвешные устройства подразделяются на механические и гидравлические.

Т а б л и ц а 5.16

Возможные неисправности подвесных устройств и методы их устранения

Неисправность, внешние проявления и дополнительные признаки	Вероятная причина	Метод устранения
Заклинивание шпинделя внутри корпуса, шум и нагрев подшипника при вращении	Вышел из строя подшипник	Заменить подшипник
При опрессовке наблюдается течь масла через уплотнения	Негерметично верхнее манжетное уплотнение Негерметично верхнее уплотнение золотника Негерметично резьбовое соединение секций шпинделя	Подтянуть или заменить манжеты Проверить кольца и промыть канавки Закрепить резьбовое соединение
При опрессовке масло или вода просачиваются через резьбовые соединения составного корпуса	Не закреплены резьбовые соединения	Закрепить резьбовые соединения
При опрессовке вода просачивается через нижнее уплотнение золотника	Негерметично нижнее кольцевое уплотнение	Промыть уплотнительные канавки, проверить и заменить поврежденные кольца
Буровой раствор попадает в масляную камеру	Негерметичны манжетные уплотнения Негерметичны верхние кольцевые уплотнения золотника Ослаблено резьбовое соединение секций шпинделя	Подтянуть или заменить манжеты и заменить масло Заменить уплотнительные кольца, промыть масляную камеру и заменить масло Закрепить резьбовое соединение, промыть масляную камеру и заменить масло

На рис. 5.30 изображена механическая клиновая подвеска в транспортном положении. Она состоит из цилиндрического корпуса 8, верхняя часть которого заканчивается муфтой 1 с конусообразной наружной поверхностью, предназначенной для распора при скольжении по ней клиновых плашек. На корпус свободно надет перемещаемый по нему в осевом и радиальном направлениях узел подвески, состоящий из пружинного арочного центратора 6 и расположенных выше него четырех клиновидных плашек 2, каждая из которых связана с центратором посредством вертикальных пластин 3 одинакового размера. Каждая пластина верхним концом скреплена с соответствующей плашкой, а нижние концы пластины прикреплены к верхнему кольцу центратора 4. Это кольцо имеет крючок, который

Рис. 5.30. Механическая клиновая подвеска в транспортном положении:

1 – конусообразная муфта; 2 – клиновые плашки; 3 – соединительная пластина; 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинный центратор; 8 – корпус

замыкается на ввинчиваемый в корпус штифт. Клиновидные плашки имеют гладкую внутреннюю поверхность, которая обеспечивает скольжение плашек на конусообразной муфте 1, а снаружи – зубцы для качественного контакта с поверхностью обсадной трубы, на участке которой работают клинья и осуществляется подвеска хвостовика.

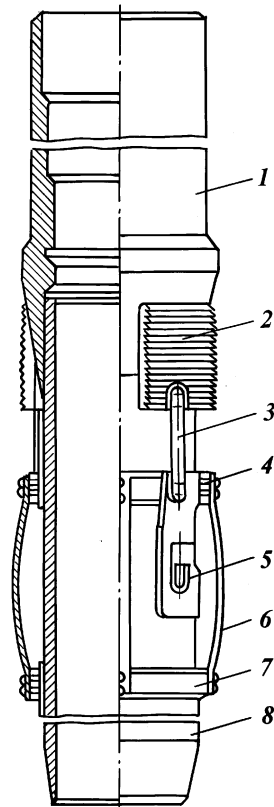
Штифт 5 ввинчивают в корпус 8 после того, как на него будет надет центратор с клиновидными плашками. Он предназначен для удержания клиньев в транспортном состоянии при спуске хвостовика или секций обсадной колонны.

Размер центратора должен соответствовать внутреннему диаметру обсадной колонны.

Клиновое устройство устанавливают на первой трубе под разъединителем в транспортном состоянии с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

После спуска хвостовика на заданную глубину колонну труб приподнимают на заданную высоту и поворачивают влево. При этом штифт, повернутый совместно с корпусом, выходит из зацепления с крючком, который остается неподвижным относительно корпуса подвески вследствие действия сил трения при взаимодействии распертого центратора со стенками обсадной колонны.

Далее колонну плавно подают вниз, конусообразная муфта начинает входить в клиновидные плашки, раздвигая их до полного расклинивания в кольцевом межколонном зазоре. Хвостовик остается подвешенным на клиновидных плашках, упирающихся в стенки обсадной трубы предыдущей колонны.



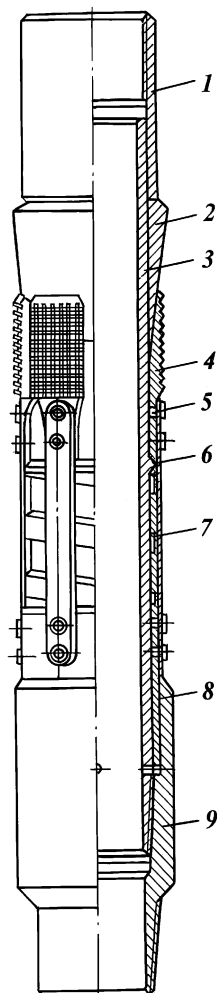


Рис. 5.31. Клиновое подвесное устройство гидравлического действия:

1 – обсадная труба; 2 – конусообразная муфта; 3 – корпус; 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинная планка центратора; 8 – поршень; 9 – соединительная муфта

Затем общий вес колонны (бурильных и обсадных труб) снижают на значение веса обсадных труб, вращением бурильных труб вправо отсоединяют их от обсадных и приступают к цементированию подвешенного на клиньях хвостовика.

На рис. 5.31 приведено клиновое подвесное устройство гидравлического действия. Принцип его работы заключается в использовании механизма передачи усилий внутреннего избыточного давления через гидравлический канал связи на поршень, взаимодействующий с клиновидными плашками подвески. При этом поршень распирает их между конусообразной муфтой и стенками обсадной колонны. Одновременно колонну труб подают вниз и обеспечивают подвеску хвостовика на клиньях.

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков первых секций или сплошных обсадных колонн на различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

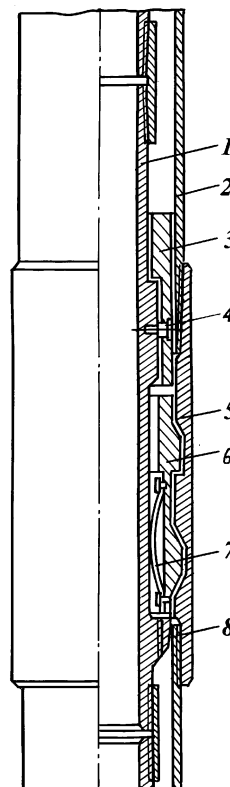
Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут быть внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

Каждому на указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

В отличие от подвесок на цементном камне данная группа устройств может быть использована только при условии допуска

Рис. 5.32. Принципиальная схема действия упорной подвески на кулачках:

1 – ниппель подвески; 2 – предыдущая обсадная колонна; 3 – патрубок; 4 – штифт; 5 – посадочная муфта; 6 – кулачок; 7 – пружина; 8 – опорная часть ниппеля



хвостовика до заданной глубины. При нарушении этого условия, в случае установки хвостовика или секции обсадной колонны выше намеченной глубины, устройство не дойдет до упора и не сработает. Поэтому способ подвески на упоре применяют в тех скважинах, где не наблюдаются случаи преждевременной остановки колонн при их спуске.

При креплении скважины хвостовиком или перед секцией обсадной колонны необходимо, чтобы глубина скважины была больше глубины установки башмака колонны примерно на 10 м.

Подвеска на упоре в ранее спущенной колонне заключается в применении подпружинивающих кулачков, которыми оборудуется верхняя часть спускаемого хвостовика. При движении хвостовика вниз кулачки прижимаются к стенкам предыдущей колонны и скользят по ней. При достижении ими внутренних проточек, выполненных в предыдущей колонне, кулачки входят в них и обеспечивают зависание спускаемого хвостовика. Площадь контакта опорных поверхностей такова, что практически обеспечивается подвеска колонны неограниченного веса.

Принципиальная схема действия упорной подвески на кулачках приведена на рис. 5.32.

Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика осуществляют при помощи опорной втулки, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости. Наружный диаметр втулки должен быть больше наружного диаметра зацементированного хвостовика, на котором подвершивают колонну. Упорную подвеску спускаемого хвостовика в двухразмерной обсадной колонне проводят в переходной части труб разных диаметров также при помощи аналогичной опорной втулки. Чтобы осуществить та-

кую подвеску, необходимо предусматривать в переводниках для двухразмерных колонн специальную площадку для установки опорной втулки.

Указанные подвески на упоре показаны на рис. 5.33.

Для соединения спускаемых секций обсадных колонн с предыдущими существует несколько разновидностей устройств, обеспечивающих стыковку секций на глубине и образование с их помощью сплошной обсадной колонны. Соединители подраз-

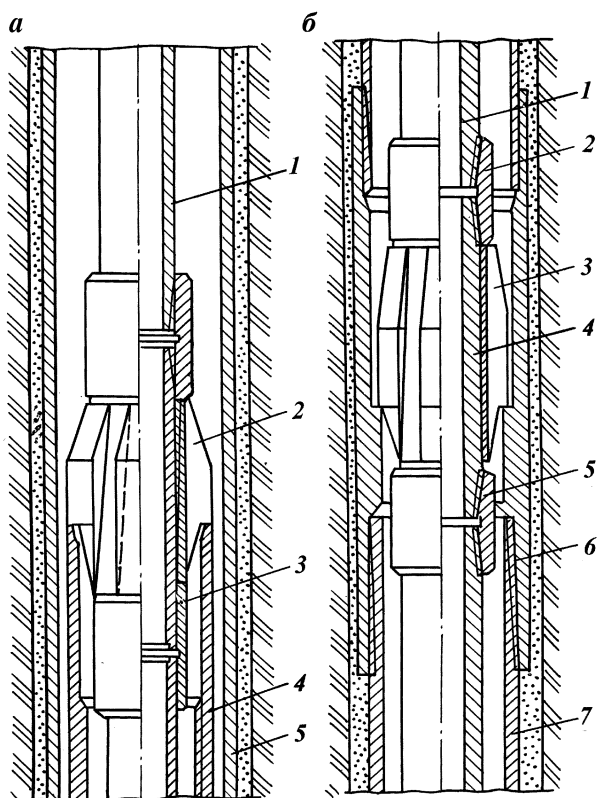


Рис. 5.33. Схема подвески:

a – спускаемая секция обсадной колонны с упором на верхней части зацементированного хвостовика: 1 – спускаемая секция обсадной колонны; 2 – стопорная втулка; 3 – муфта; 4 – зацементированный хвостовик; 5 – промежуточная обсадная колонна; *б* – хвостовик на упоре в двухразмерной колонне: 1 – спускаемый хвостовик; 2, 5 – муфты; 3 – опорная втулка; 4 – патрубок; 6 – переводная муфта; 7 – первая промежуточная колонна

деляются на устройства для соединения цементируемых и нецементируемых (съемных) секций обсадной колонны.

Ко всем соединительным устройствам предъявляются следующие основные требования: обеспечение соосности соединяемых секций, проходимости через них долот, а также различных инструментов и приборов; создание надежного герметичного соединения секций обсадных колонн.

Соединители для неразъемного соединения секций оснащены замком, который взаимодействует с раструбом разъединителя.

На рис. 5.34 показана заливочная муфта, которая совместно с резьбовым разъединителем и беззамковым соединителем с раструбной частью составляет комплекс под шифром РМСО.

Заливочная муфта состоит из патрубка, нижняя часть которого оборудована направляющей насадкой, и корпуса, закрепленного на другом конце патрубка. В корпусе выполнены боковые промывочные отверстия, над которыми изнутри закреплена срезными шпильками подвижная втулка с уплотнительными кольцами. Нижняя часть корпуса снаружи имеет наплавку для создания уплотнения при вводе патрубка в раструб муфты разъединителя и прижатия его частью веса цементируемой секции. Верхняя часть корпуса снабжена обратным клапаном.

Соединение секций и работа заливочной муфты осуществляется следующим образом. Патрубок с направляющей насадкой вводят в раструб разъединителя. По длине спущенных труб секцией и индикатору веса устанавливают факт соединения. Затем приступают к промывке и цементирующим работам без перемещения спущенной колонны.

При закачивании и продавливании тампонажного раствора весь поток жидкости выходит в кольцевое пространство. По окончании продавливания разъединительная цементирующая пробка садится на клапан, срезает шпильки и перемещает втулку вниз до упора. Втулка перекрывает боковые промывочные отверстия, циркуляция прекращается, а повышение давления в колонне свидетельствует об окончании процесса.

Одна из разновидностей заливочной муфты – стыковочный патрубок без корпуса. Патрубок имеет боковые промывочные отверстия, через которые цементируют секции обсадной колонны в неполностью стыкованном положении. После цементирования секцию разгружают, и боковые отверстия заходят в раструб муфтовой части разъединителя.

Стыковочное устройство конструкции для цементируемых секций обсадных колонн, входящее в комплекс под шифром РСЦ (рис. 5.35), состоит из стыковочного ниппеля с набором

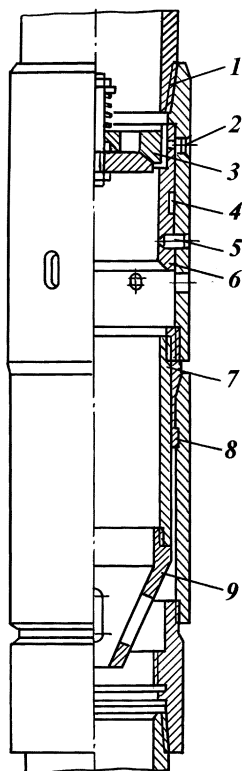


Рис. 5.34. Муфта заливочная комплекса под шифром РМСО:

1 – корпус; 2 – срезной штифт; 3 – обратный клапан; 4 – уплотнение; 5 – ограничивающий винт; 6 – втулка; 7 – патрубок; 8 – кольцо с наплавкой; 9 – направляющая насадка

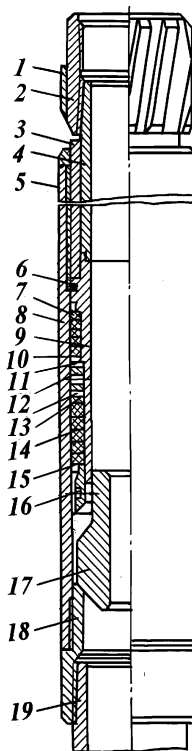


Рис. 5.35. Стыковочное устройство для цементируемых секций обсадных колонн в рабочем положении:

1 – центрирующие планки; 2 – соединительная муфта; 3 – направляющая планка; 4, 9 – верхняя и нижняя части соединительного патрубка; 5 – предохранительная втулка; 6 – срезной штифт; 7, 15 – верхнее и нижнее капролоновые кольца-скребки; 8 – раструбная часть муфты разъединителя; 10, 14 – верхнее и нижнее опорные капролоновые кольца; 11, 13 – уплотнительные кольца; 12, 16 – верхняя и нижняя гайки; 17 – направляющая насадка-центратор; 18 – муфта разъединителя; 19 – обсадная труба

уплотнительных элементов, установленных в его нижней части.

Набор уплотнителей представляет собой самоуплотняющиеся резиновые манжеты и капролоновые кольца, которые образуют верхний и нижний пакеты уплотнений, обеспечивающие

герметичность соединения секций при избыточном внутреннем и наружном давлении. Капролоновые кольца располагаются на концах каждого пакета. Крайние кольца, выполненные в виде скребков, предназначены для защиты резиновых манжет при осевом перемещении подвижного стыковочного устройства внутри раструба. Каждый пакет уплотнений поджимается металлической гайкой, имеющей ребра под ключ.

В транспортном положении пакеты уплотнений закрываются тонкостенной предохранительной втулкой, которая крепится к патрубку срезными штифтами. Под этой частью устройства устанавливают на резьбе направляющую насадку-центратор, изготавливаемую из легкоразбуиваемого материала. Верхняя часть ниппеля имеет муфту стандартной обсадной трубы с приваренными к ней центрирующими планками.

Подготовка к работе осуществляется в два этапа (на поверхности и в скважине) и заключается в его наружном осмотре, опрессовке и проверке работоспособности в условиях эксплуатации.

Первый этап подготовки проводят до крепления скважины секцией обсадной колонны. На этом этапе проверяют взаимодействие и герметичность соединения раструбной части разъединителя со стыковочным устройством, проходимость шаблона внутри стыковочного ниппеля и надежность крепления муфты направляющей насадки.

Подготовленное устройство в собранном виде помещают в стяжное рамочное приспособление, заполняют водой и опрессовывают на соответствующее давление с соблюдением всех требований безопасности.

Сборка считается герметичной при отсутствии пропусков воды. Затем стыковочное устройство извлекают из раструба, осматривают и при необходимости подтягивают манжеты гайками. После осмотра уплотнений их наружную поверхность смазывают консистентной смазкой, закрывают предохранительной втулкой, перемещая ее до упора, и вставляют на место все штифты. Проведением указанных операций заканчивается первый этап проверки стыковочного устройства и его подготовки к спуску в скважину.

После спуска и цементирования секции обсадной колонны, с которой будет соединяться нецементируемая секция, а также проверки проходимости неармированного лопастного долота через верхнюю часть зацементированной секции проводят второй этап испытания стыковочного устройства.

Для этого подготовленное устройство закрепляют на обсадных трубах соответствующего диаметра длиной 20–30 м и спу-

скают на бурильных трубах в скважину до раструбной части зацементированной секции. Затем промывают скважину, прекращают циркуляцию и плавно вводят стыковочное устройство в раструб, фиксируя максимальную разгрузку труб по индикатору веса до момента срезания штифтов предохранительной втулки, и наносят отметку на ведущей трубе.

Далее, подавая бурильные трубы вниз, выводят уплотнения стыковочного ниппеля из предохранительной втулки в рабочее положение и замеряют свободный ход стыковочного устройства в раструбе до начала вторичной посадки труб.

В таком положении проверяют стыкованный узел избыточным внутренним давлением в пределах 4–5 МПа с выдержкой не менее 10 мин.

При положительных результатах проверки характера соединения секций проверяют износостойкость уплотнительных элементов методом расхаживания стыковочного устройства в раструбе на длину свободного хода, не допуская расстыковки. Число возвратно-поступательных перемещений бурильных труб со стыковочным устройством подбирают равным возможному максимальному числу рейсов при последующем углублении скважины после установки нецементируемой секции.

Затем проводят аналогичную повторную опрессовку и подъем устройства из скважины.

Поднятое устройство осматривают, при необходимости заменяют уплотнительные элементы и закрепляют на первой обсадной трубе спускаемой секции обсадной колонны.

Секции стыкуют следующим образом. Ниппель соединителя вводят в раструб, предохранительная втулка садится на торец раструба, и индикатор веса показывает "посадку колонны". При этом усилие разгрузки не должно превышать усилия среза штифтов, удерживающих предохранительную втулку на ниппеле соединителя.

Далее подбирают длину обсадных труб на верхнем конце секции с расчетом, чтобы при конечной глубинной стыковке оставался свободным ход вверх и вниз ее нижнего конца, а вся секция оказалась жестко подвешенной на колонном фланце. Подобранные по длине трубы с установкой на верхней трубе конусообразной подвесной муфты и заменив ими верх секции, разгружают колонну до момента срезания предохранительной втулки и вывода уплотнений из транспортного положения в рабочее. При этом на индикаторе веса восстанавливается полный вес нецементированной секции. Измеряя свободный ход, секцию подают вниз до тех пор, пока конусообразная муфта не окажется подвешенной на колонном фланце.

ГЛАВА 6

ЦЕМЕНТНО-СМЕСИТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ И АГРЕГАТЫ

Для транспортирования тампонажных материалов к буровым скважинам и для механизированного приготовления растворов применяют цементно-смесительные машины и агрегаты, которые принято называть установками смесительными (УС). До создания этих машин цемент затворяли с помощью гидромешалок, засыпая вручную из мешков.

Создание этих машин позволило механизировать и облегчить труд обслуживающего персонала, снизить потери сухого материала, повысить качество и стабильность свойств растворов, т.е. повысить качество цементирования скважин. Эти машины могут быть использованы также и для приготовления промывочных жидкостей и сухих смесей.

Цементно-смесительные машины, имеющие в качестве основных узлов бункер, погрузочно-разгрузочное устройство и устройство для приготовления растворов, монтируют на автомобилях ил и прицепах. Существуют два типа смесительных машин: с механической и пневматической разгрузкой бункера. Распространение получили установки смесительные УС6-30, которые являются модернизацией цементно-смесительной машины с механической разгрузкой 2СМН-20.

УСТАНОВКА СМЕСИТЕЛЬНАЯ МЕХАНИЧЕСКАЯ УС6-30

Передвижная установка смесительная механическая УС6-30 предназначена для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей и др.), механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при

цементировании нефтяных и газовых скважин. Она работает совместно с цементировочным агрегатом, от насоса которого к смесительному устройству подводится жидкость затворения.

Установка предназначена для работы в районах с умеренным и холодным климатом.

Техническая характеристика установки УС6-30

Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Наибольшая масса транспортируемого материала по дорогам, т:	
с твердым покрытием	11,5
без твердого покрытия, включая участки без дорожья	9,5
Масса догрузки бункера на месте цементирования, т, не более	20,0
Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см ³ (расчетная), дм ³ /с	27
Плотность приготавливаемого раствора, г/см ³	1,3 -2,4(+0,02)
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40
Наибольшая производительность по сухому цементу, т/ч:	
загрузочного винтового конвейера	15,0
дозировующих винтовых конвейеров (расчетная)	132,0
Привод винтовых конвейеров	От двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные валы
Вместимость бункера, м ³	14,5
Устройство смесительное	Гидровакуумное
Давление жидкости, МПа:	
оптимальное	1,5
максимальное	2,0
Диапазон регулирования плотности (от заданной) при изменении проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП, г/см ³	0,3 -0,5
Управление установкой	Централизованное с поста, расположенного у смесительного устройства Согласно ПДД
Наибольшая скорость передвижения установки	275
Дорожный просвет, мм	275
Габаритные размеры, мм:	
длина	8860
ширина	2500
высота	3430
Масса полная, кг:	
без груза	12 240
с грузом	23 740
Допускаемое отклонение массы, %	+3
Распределение полной массы установки на дорожку, кг:	
без груза:	
через переднюю ось	4930
через заднюю ось	7310
с грузом:	

через переднюю ось.....	5860
через заднюю ось.....	17 880

Комплект поставки установки УС6-30

Установка в собранном виде со следующими снятыми и уложенными в транспортное положение составными частями, шт.:	1
устройство смесительное, шт.	1
огнетушитель, шт.	1
футляр медицинской аптечки, шт.	1
фара, компл.	1
сменные насадки, компл.	1
воронка загрузочная, шт.	1
рукоятка перемещения заслонки, шт.	1
опора съёмная, шт.	1
подставка, шт.	1
Запасные части:	
цепь роликовая ПРЛ-19.05-2950 (ГОСТ 13568-75), компл.	1
кольца уплотнительные, шт.:	
045-053-46	2
055-065-58	4
090-098-46	1
Запасные детали к автошасси в упаковке заводо-поставщиков, компл.	1
Инструмент и приспособления:	
ломик домкрата, шт.	1
инструмент к автомобилю, компл.	1
Документация:	
паспорт	1
документация к покупным и комплекующим изделиям, компл.	1
Свидетельство о согласовании с органами ГАИ	1

Устройство и принцип работы установки. Оборудование установки монтируют на шасси автомобиля КраЗ-250. Состоит оно из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозировочного винтовых конвейеров, устройства смесительного, системы управления и вспомогательного оборудования (рис. 6.1, 6.2).

Бункер установки предназначен для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляет собой влагонепроницаемую емкость, боковые и передняя стенки которой имеют угол наклона, превышающий естественный угол откоса цемента.

В верхней части бункера предусмотрены два люка с крышками, днище выполнено в виде двух параллельных корыт, в которых размещаются дозировочные винтовые конвейеры. Полость между передней стенкой бункера и наклонным листом, установленным внутри бункера, закрыта с боков откидными дверцами и используется как ящик для перевозки запасных деталей, инструмента и приспособлений.

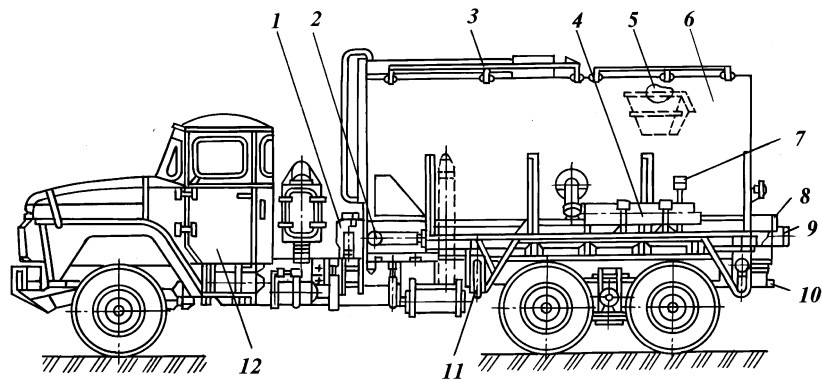


Рис. 6.1. Установка смесительная механическая УС6-30:

1 – коробка отбора мощности; 2 – карданные валы; 3 – привод загрузочного шнека; 4 – загрузочный шнек; 5 – загрузочная воронка; 6 – бункер; 7 – вибратор; 8 – приемная камера; 9 – дозирующие шнеки; 10 – смесительное устройство; 11 – домкраты; 12 – автошасси

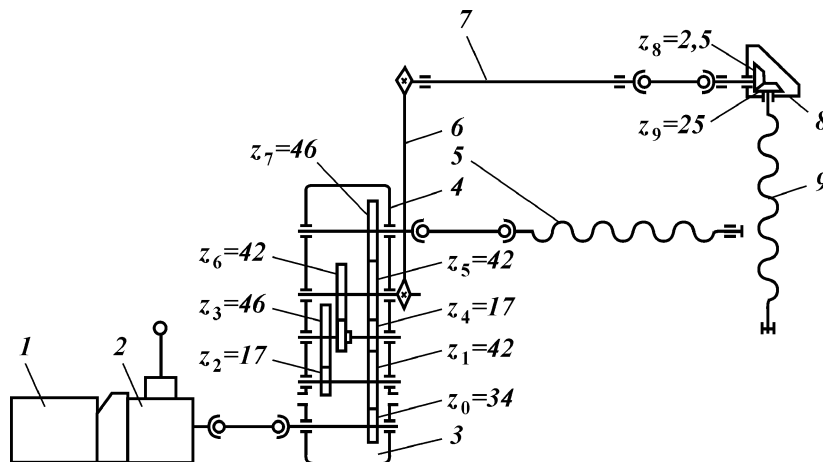


Рис. 6.2. Кинематическая схема установки смесительной УС6-30:

1 – двигатель ЯМЗ-238; 2 – коробка перемен передач КраЗ-250; 3 – раздаточная коробка КраЗ-250; 4 – коробка отбора мощности установки; 5 – дозирующий винтовой конвейер; 6 – цепная передача; 7 – привод загрузочного винтового конвейера; 8 – угловой редуктор; 9 – загрузочный винтовой конвейер

Передняя стенка бункера утеплена в нижней части и служит базой для крепления передних опор дозирующих винтовых конвейеров.

На верхней площадке бункера имеются настил и откидные перила с фиксаторами. Для подъема оператора на верхнюю площадку предусмотрена стационарная лестница на передней стенке бункера.

Приемная камера приварена к задней стенке бункера. Передняя стенка приемной камеры имеет смотровое окно, закрытое прозрачной откидной крышкой, для визуального контроля поступления тампонажного материала к смесительному устройству, и служит базой для крепления задних опор дозирующих винтовых конвейеров.

В нижней части приемной камеры расположена заслонка с зубчатыми рейками и приводной рукояткой для ее выдвижения. В транспортном положении заслонка закрывает приемную камеру.

К фланцу приемной камеры крепят смесительное устройство с помощью двух полухомутов, один из которых неподвижный, а другой – откидной.

Устройство смесительное гидровакуумного типа (рис. 6.3) работает по принципу струйного насоса и представляет собой камеру с диффузором, переходящим в сливную трубу. Сливная

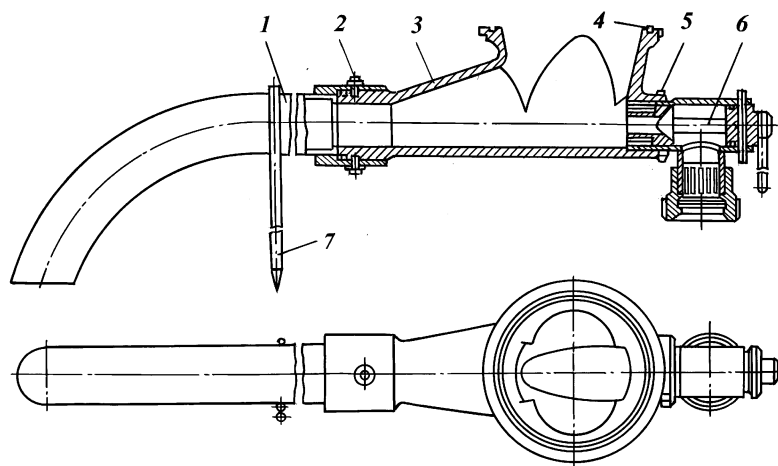


Рис. 6.3. Смесительное устройство:
1 – сборный ствол; 2 – зажимной болт; 3 – корпус смесителя; 4 – уплотнение;
5 – крепление; 6 – щелевидные поворотные насадки; 7 – упорный штырь

труба в рабочем положении одним концом крепится с помощью болтов-фиксаторов к смесительному устройству, а на другом конце имеет деаэрактор. В транспортном положении сливную трубу крепят с правой стороны бункера.

Принцип работы смесительного устройства основан на следующем: струя жидкости затворения, выходя из щелевидного насадка, создает разрежение в камере устройства, при этом тампонажный материал из приемной камеры попадает в сливную трубу, в которой за счет турбулентности потока происходит перемешивание материалов. Далее готовый раствор поступает в приемный бачок насосной установки.

Внутри гильзы устанавливают сменные щелевидные насадки с проходным сечением, эквивалентным диаметрам 10, 12, 18 и 22 мм. Размер проходного сечения насадки подбирается в зависимости от необходимой плотности приготавливаемого тампонажного раствора.

Отличительная особенность смесительного устройства – возможность регулирования плотности раствора без замены насадки путем поворота пробки крана гидросмесителя ГРПП на требуемый угол.

Перемещают сухой тампонажный материал внутри бункера установки и подают его к приемной камере и смесительному устройству с помощью двух дозировочных винтовых конвейеров (шнеков), расположенных в бункере. Передний и задний концы конвейеров находятся в подшипниковых опорах, установленных на переднем листе бункера и сзади на приемной камере. Каждый подшипниковый узел смазывают индивидуально.

Загрузочное устройство предназначено для механизированной догрузки бункера у скважины (до 20 т) и загрузки бункера из мешков в случае отсутствия механизированных складов.

Загрузочный винтовой конвейер (шnek) выполнен из двух секций. Верхняя секция с неподвижным кожухом вварена под углом непосредственно в бункер, в верхней части ее имеется конический редуктор, с которым связан конвейер. Привод винтового конвейера включает, кроме этого, карданную передачу, установленную на верхней площадке бункера, вращение которой передается от цепной передачи. Ведущая звездочка цепной передачи смонтирована на конце среднего вала коробки отбора мощности, а ведомая звездочка установлена на валу трансмиссии, закрытом трубчатым кожухом, на верхней площадке. Натяжение цепной передачи осуществляется перемещением по пазам кронштейнов, несущих на себе трубу трансмиссии.

Откидная часть загрузочного винтового конвейера соединяется с неподвижной частью с помощью вилки, поводка, пальца

и передвижной муфты. Загрузочный винтовой конвейер оборудован консольной опорой, закрепляемой в рабочем положении в направляющей трубе.

После соединения и закрепления на опоре откидной части шнека устанавливают загрузочную воронку.

Отбор мощности для привода рабочих органов установки производится с помощью коробки отбора, установленной на раздаточной коробке автомобиля КрАЗ-250. Коробка отбора мощности – пятивальная.

Приемный вал используют для привода датчика тахометра магнитоиндукционного типа.

Коробку отбора мощности крепят к раздаточной коробке автомобиля, а также к лонжеронам автомобиля через опорные лапы. Точность установки обеспечивается двумя контрольными штифтами в плоскости разъема раздаточной коробки и коробки отбора мощности. Вращение от выводных боковых валов коробки отбора мощности к дозировочным конвейерам передается двумя карданными валами, расположенными в передней части бункера, а вращение загрузочного конвейера – через цепную передачу. Для предохранения коробки отбора мощности от перегрузки при заклинивании конвейеров во фланцах карданных валов установлены опломбированные срезные пальцы.

Пневматический вибратор устанавливается на левой стенке бункера.

Питание вибратора – от пневмосистемы автомобиля. Режим работы – повторно-кратковременный.

Система управления – дистанционная, централизованная с поста, расположенного в задней части установки у смесительного устройства. На панели поста управления находятся органы управления подачей топлива (ручка газа), сцеплением, ручка включения вибратора, тахометр – прибор для контроля частоты вращения винтовых конвейеров, а также тумблеры осветительных приборов и отключения тахометра. Под корпус поста управления выведена рукоятка включения дозировочных шнеков.

Управление подачей топлива – механическое, дублированное. С помощью тяг и рычагов усилие передается от ручки газа на панели поста к педали управления подачей топлива в кабине автомобиля. Перемещением ручки по вертикали из нижнего положения в верхнее увеличивают частоту вращения двигателя.

Выключение фрикционной муфты сцепления – пневматическое, дистанционное.

Питание исполнительного органа тормозной камеры осуществляется от пневмосистемы автомобиля через краны на посту

управления. Питание включают поворотом ручки разобщительного крана, установленного на ресивере над подножкой кабины автомобиля.

Сцепление выключают поворотом ручки крана "Сцепление".

Выключение тахометра в транспортном положении достигается тумблером "Тахометр".

Рабочее место оператора освещают фарой, смонтированной на кронштейне поста управления, а панель поста – включением соответствующих тумблеров "Фара" и "Приборы".

Для разгрузки оси заднего моста шасси автомобиля от действия массы тампонажного материала, догружаемого в бункер у скважины, установка имеет четыре домкрата. В транспортном положении домкраты подвешивают к продольным уголкам бункера установки.

Установка работает следующим образом. При включении двигателя монтажной базы, используемого для привода рабочих органов установки, вращение передается через сцепление и коробку передач автомобиля на ведущую шестерню $z_0 = 34$ раздаточной коробки автомобиля, с которой производится отбор мощности пятизвальной коробкой отбора мощности установки.

Установка работает в режиме загрузки и в режиме дозирования сухого тампонажного материала при приготовлении тампонажных растворов.

Режим загрузки. Перемещением рукоятки включения на себя с помощью тяги передается усилие на валик включения. Вилка включения при этом переводит зубчатую муфту из нейтрального в крайнее левое положение. Зубчатая муфта входит в зацепление с зубчатым колесом $z_6 = 42$, передавая вращение на карданный вал привода загрузочного конвейера. Далее вращение передается через цепную передачу и промежуточный вал на карданный вал привода углового редуктора. Угловой редуктор преобразует вращение под углом 90° и передает его загрузочному винтовому конвейеру.

Лопasti конвейера, вращаясь, захватывают тампонажный материал, засасываемый в загрузочную воронку, и переносят его по трубе конвейера в бункер установки.

Режим дозирования. Перемещением рукоятки включения от себя с помощью тяги передается усилие на валик включения. Вилка валика включения при этом переводит зубчатую муфту из нейтрального в крайнее правое положение. Зубчатая муфта входит в зацепление с зубчатым колесом $z_6 = 42$, передающим вращение на левое и правое колеса $z_7 = 46$. Далее вращение передается двумя карданными валами на левый и правый дозирующий винтовые конвейеры.

Лопастей конвейера, вращаясь, захватывают тампонажный материал, засыпанный в бункер установки, и переносят его в приемную камеру и далее в смесительное устройство.

При работе установки для предупреждения сводообразования тампонажного материала в бункере и достижения стабильности дозирования необходимо периодически поворотом ручки крана, расположенного на посту управления, включать пневмовибратор.

УСТАНОВКА СМЕСИТЕЛЬНАЯ МЕХАНИЧЕСКАЯ 1СМР -20

Эта установка предназначена, как и все цементно-смесительные машины, для приготовления тампонажного раствора при цементировании скважин и для доставки к месту работ некоторого количества сухого тампонажного материала с догрузкой бункера на месте проведения работ. Оборудование установки смонтировано на саях для возможности ее буксировки трактором по снегу. В исключительных случаях на небольшие расстояния ее можно транспортировать на внешней подвеске вертолета.

Установка может быть использована на морских нефтяных месторождениях, где может быть установлена на эстакаде или на палубе судна, обслуживающего морские месторождения.

На установке отсутствует водоподающий насос, поэтому она должна работать совместно с цементировочным агрегатом (насосной установкой).

Техническая характеристика установки смесительной 1СМР-20

Вместимость бункера, м ³	14,5
Вместимость по цементу, т	20,0
Максимальная масса транспортируемого сухого цемента при буксировке на саях, т.....	8
Максимальная теоретическая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см ³ , дм ³ /с	27
Плотность приготавливаемого раствора, г/см ³	1,3-2,4
Требуемое время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40
Диапазон регулирования плотности (от заданной) при изменении проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП, г/см ³	0,3-0,5
Допускаемые колебания плотности раствора относительно заданной, г/см ³ , не более	+0,02
Максимально допустимое давление на насадку смесителя, МПа	2
Устройство смесительное	Струйного типа
Монтажная база	Рама
Привод основных и загрузочных шнеков	От установленного двигателя ГАЗ-52 через редуктор и цепную передачу

Максимальная теоретическая производительность по сухому цементу, т/ч:	
загрузочного винтового конвейера	15,0
дозировочных винтовых конвейеров	132
Габаритные размеры, мм:	
длина	9185
ширина	2600
высота	3350
Масса, кг	6200
Наработка на отказ, ч.....	200
Средний ресурс до капитального ремонта, ч	1000

Устройство и принцип работы. Установка смесительная механическая 1СМР-20 (рис. 6.4) состоит из смесительного устройства 7 со сменными насадками, бункера 6, оборудованного основными 4 и загрузочными 5 шнеками, редуктора 3, а также из силовой установки 2. Силовая установка расположена на монтажной раме 1 и состоит из двигателя ГАЗ-52 с фрикционной муфтой, коробки перемены передач, систем питания, охлаждения и смазки, электрооборудования, управления КИП.

Рама установки цельносварная с четырьмя откидными кронштейнами 8, по два с каждой стороны, для подвески к вертолету при транспортировании по воздуху. Для транспортирования тягачом рама устанавливается на сани 9, состоящие из двух полозьев, жестко связанных между собой поперечинами.

Привод всех механизмов установки осуществляется от двигателя ГАЗ-52 через редуктор. Вращение основным шнекам передается от редуктора, а к загрузочному шнеку – через редуктор и систему зубчатых и цепных передач. Управление

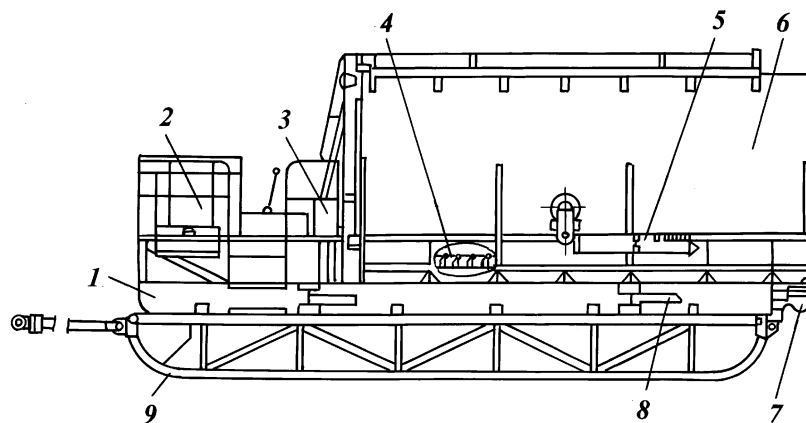


Рис. 6.4. Установка смесительная механическая 1СМР-20

редуктора осуществляется рычагами, находящимися на редукторе.

В корытах днища бункера размещены два шнека, которые производят подачу цемента из емкости в приемную воронку и дальше на смесительное устройство. Смесительное устройство крепят на фланцах к нижней части приемной камеры. Работает оно по принципу струйного насоса, благодаря чему из приемной камеры цемент подсасывается водой и, проходя через смесительное устройство и выкидную трубу, перемешивается за счет турбулентного движения.

УСТАНОВКА СМЕСИТЕЛЬНАЯ ПНЕВМАТИЧЕСКАЯ УС5-30

Установка смесительная УС5-30 оснащена пневматической системой. Цифра 5 в шифре – тип установки, а 30 – производительность приготовления тампонажного раствора (в $\text{дм}^3/\text{с}$).

К преимуществам данной установки следует отнести возможность выполнения следующих технологических операций:

приготовление тампонажного раствора при работе в составе комплекса оборудования, предназначенного для цементирования скважин;

пневматическая перегрузка тампонажных материалов, минная сепаратор в другие смесительные установки пневматического или механического типов, а также в склады с помощью собственного или постороннего компрессора;

вакуумная самозагрузка из складов напольного типа и крытых вагонов;

гравитационная и пневматическая загрузка собственных бункеров из складов силосного типа;

загрузка собственных бункеров из автоцементовозов.

К недостаткам установки следует отнести сравнительно небольшое количество перевозимого тампонажного материала в двух имеющихся бункерах (11 т).

Техническая характеристика установки УС5-30

Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Максимальная масса транспортируемого тампонажного материала, т.....	11,0
Максимальная производительность приготовления тампонажного раствора плотностью $1,35 \text{ г/см}^3$, $\text{дм}^3/\text{с}$	3 0
Плотность приготавливаемого раствора, г/см^3	(1,3-2,4)+0,02
Число бункеров цилиндрово-конической формы	2
Вместимость бункера, м^3	4,0
Система загрузки тампонажного материала из	

бункера.....	Пневматическая
Максимальная производительность разгрузки, т/мин	2,2
Максимальное рабочее давление в бункере, МПа	0,06
Система загрузки бункеров тампонажным материалом	Пневматическая вакуумного типа
Максимальная производительность вакуумной загрузки, т/ч	2 0
Максимальный вакуум в бункере, МПа	0,06
Точность измерения массомера, кг	+100
<i>Компрессор</i>	
Тип.....	РКВН-6-У (ротационный)
Подача, м ³ /мин	6,0+5 %
Абсолютное давление, МПа:	
нагнетания	0,22
всасывания	0,1
Привод	Через двухвальную коробку отбора мощности, установленную на раздаточной коробке автомобиля, и карданный вал
<i>Смесительное устройство</i>	
Тип.....	Гидروвакуумный с поворотной целевидной насадкой
Давление, МПа:	
оптимальное	1,5
максимальное	2,0
Угол поворота насадки, градус	9 0
Диапазон регулирования плотности за счет поворота насадки, г/см ³	0,12–0,14
Управление установкой	Централизованное с поста, расположенного у смесительного устройства
Транспортные данные:	
максимальная скорость передвижения, км/ч:	
на прямолинейном участке шоссе	5 0
на повороте радиусом 12 м	2 0
дорожный просвет, мм	275
углы свеса, градус:	
передний	3 0
задний	2 5
Габаритные размеры, мм:	
длина	9500
ширина	2500
высота	3150
Масса, кг:	
комплекта	12 700
полная без груза	12 990
полная с грузом	23 990
Распределение массы на дорогу, кг:	
полной без груза:	
через переднюю ось.....	4875
через заднюю тележку	8115
полной с грузом:	
через переднюю ось.....	5920
через заднюю тележку	18 070

Устройство и принцип работы установки УС5-30. Оборудование установки (рис. 6.5) монтируется на шасси автомобиля КрАЗ-250 и состоит из двух бункеров, коробки отбора мощности с карданным валом, компрессора, пневмосистемы, фильтрующей системы вакуумной загрузки и обеспыливания, смесительного устройства, системы разгрузки и системы управления с устройством для взвешивания гидравлического типа, системы выхлопа и обогрева бачка компрессора.

Бункеры установки предназначены для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляют собой две вертикальные влагонепроницаемые емкости цилиндрической формы (рис. 6.6).

Нижняя часть бункера – коническая с углом при вершине, равным естественному углу откоса цемента. Бункер имеет загрузочный люк с откидной крышкой и встроенным тканевым фильтром, загрузочную трубу для загрузки с помощью вакуумного устройства самой установки или цементовозом. К нижнему фланцу бункера крепится коробка со съемным аэроднищем, к средней части аэроднища внутри бункера подведена разгрузочная труба с раструбом на одном конце и выходом в цилиндрическую часть бункера на другом.

Коробка аэроднища имеет решетку с тканевым фильтром, под которую подводят сжатый воздух от компрессора установки. Оба бункера закреплены на монтажной раме шестью болтами с возможностью демонтажа. Бункеры снабжены загрузочной трубой и отводами к фильтру первой ступени.

В верхней части бункера, вокруг загрузочных люков, имеются ограждения. Оба бункера оборудованы стационарными лестницами для подъема к люкам.

Система разгрузки включает продуктопроводы для пневмотранспорта тампонажного материала из бункеров к сепаратору установки и далее – к смесительному устройству. Разгрузочные трубы бункеров имеют заслонки и объединены в общий коллектор, который соединен с сепаратором. Управление заслонками выведено с помощью вертикальных тяг к посту управления установкой.

Сепаратор цилиндрической формы с тангенциальным вводом в верхней цилиндрической части крепится к заднему бункеру установки. В верхней части сепаратора находится колпак для отвода отделяемого воздуха в фильтр. К нижней части сепаратора крепится тканевый рукав. Отделение воздуха от транспортируемого тампонажного материала внутри сепаратора происходит под действием центробежных сил.

Отбор мощности для привода компрессора установки про-

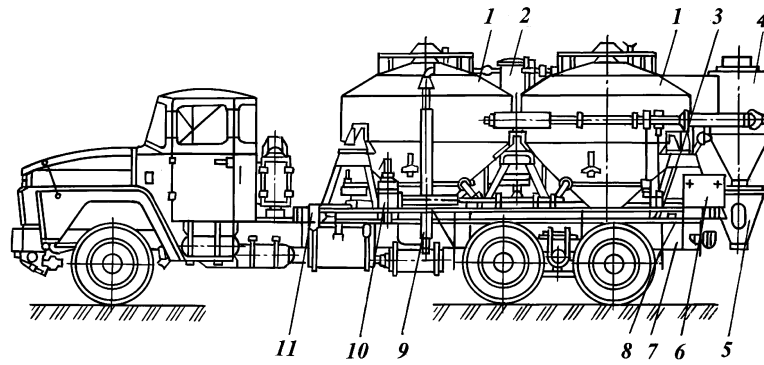


Рис. 6.5. Установка смесительная УС5-30:
 1 – бункеры; 2 – фильтрующая система; 3 – вспомогательное оборудование; 4 – циклон; 5 – смесительное устройство; 6 – система управления; 7 – шасси КрАЗ-250; 8 – брызговики; 9 – система выхлопа и обогрева бачка компрессора; 10 – пневмосистема; 11 – привод компрессора

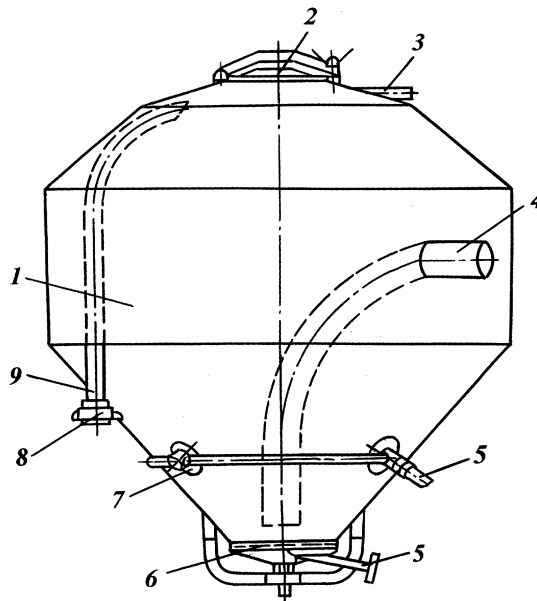


Рис. 6.6. Бункер:
 1 – корпус; 2 – крышка люка; 3 – отвод воздуха к фильтру; 4 – разгрузочная труба; 5 – подвод воздуха; 6 – крышка аэроднища; 7 – фланец; 8 – присоединительный узел; 9 – труба загрузки

изводится с помощью коробки отбора, установленной на раздаточной коробке автомобиля КрАЗ-250.

Коробка отбора мощности (КОМ) – двухвальная (рис. 6.7). Вращение от ведущей шестерни раздаточной коробки автомобильного шасси передается через промежуточную ось на выводной вал. На промежуточной оси на двух подшипниках монтируется прямозубая шестерня с числом зубьев 42, а на выводном валу на шлицах установлена скользящая шестерня с числом зубьев 22, которая посредством вилки, укрепленной на

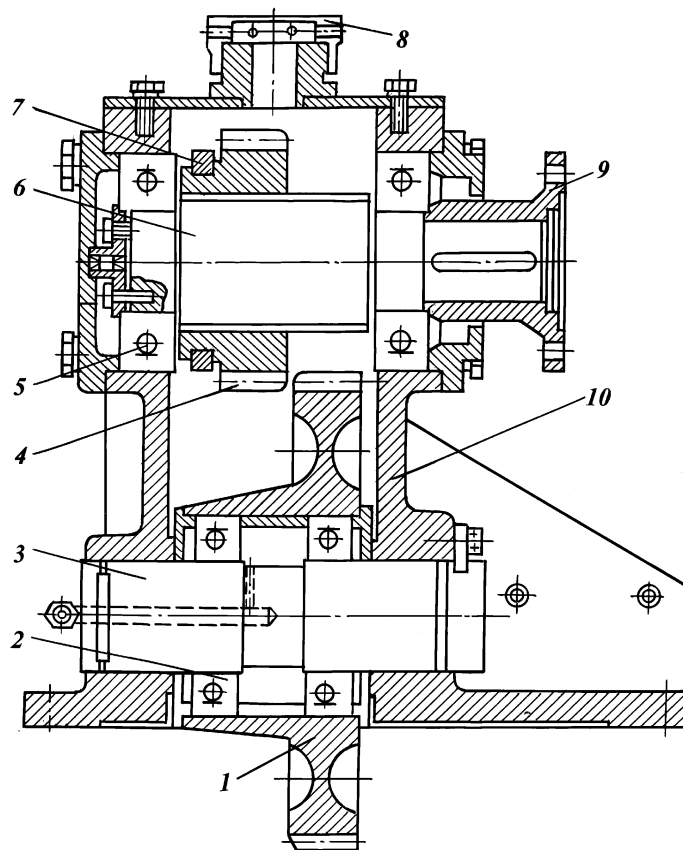


Рис. 6.7. Коробка отбора мощности для привода компрессора установки УС5-30:

1 – шестерня ($z = 42; m = 5$); 2, 5 – подшипники соответственно № 210 и 309; 3 – промежуточная ось; 4 – шестерня ($z = 22, m = 5$); 6 – выводной вал; 7 – вилка; 8 – сапун; 9 – фланец; 10 – корпус

штоке включения, перемещается по выводному валу. Перемещение штока включения КОМ производится с пульта управления с помощью пневмокамеры, получающей питание от тормозной системы автошасси.

При включении шестерни выводного вала КОМ вращение передается на вал компрессора с помощью карданного вала, закрытого кожухом. КОМ крепится болтами к корпусу раздаточной коробки автошасси. Точность установки обеспечивается двумя контрольными штифтами в плоскости разъема КОМ и раздаточной коробки.

Пневмосистема установки (рис. 6.8) включает: напорную и всасывающую линии и систему обеспыливания.

Питание пневмосистемы осуществляется от ротационного компрессора 17 с вентилятором на роторе для охлаждения корпуса.

Напорная линия 13 присоединена к нагнетательной линии компрессора через влагомаслоотделитель 15, в верхнюю часть которого ввинчен предохранительный клапан 16, отрегулированный на давление срабатывания 0,06 МПа. В нижней части влагомаслоотделителя имеется пробка для слива отстоя. Сжатый воздух из влагомаслоотделителя поступает в раздающий коллектор и затем через краны 9 и обратные клапаны 8 – к аэроднищам бункеров 6. Через краны 10 воздух подается к

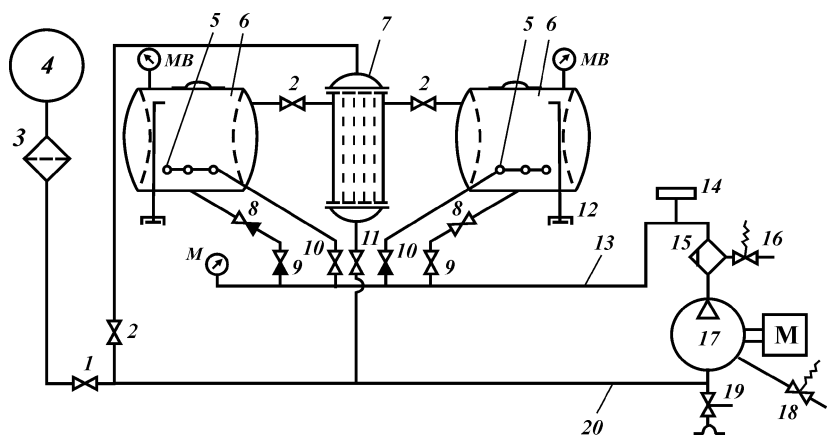


Рис. 6.8. Схема пневмосистемы:
 1, 2, 9–11 – проходные краны; 3 – система обеспыливания; 4 – сепаратор; 5 – пневмоотсекатели; 6 – бункеры; 7 – фильтр первой ступени; 8 – обратный клапан; 12 – загрузочная труба; 13 – напорная линия; 14 – заглушка; 15 – влагомаслоотделитель; 16, 18 – предохранительные клапаны; 17 – компрессор; 19 – дроссельный кран; 20 – всасывающая линия

пневмоотсекателям 5, установленным внутри бункеров для устранения сводообразования сыпучего материала. Через кран 11 воздух подается к аэроднищу фильтра первой ступени.

Всасывающая линия 20 присоединена к приему фильтра второй ступени, установленного на компрессоре 17. В комплект фильтра входит предохранительный клапан 18, отрегулированный на вакуум 0,06 МПа. Вакуум внутри бункеров создается при открытии кранов 2. Воздух, отсасываемый из бункеров, проходит через набор рукавных фильтров, которые установлены в корпусе фильтров первой ступени очистки 7. Очистку фильтров 7 после работы производят без их разборки обратной продувкой – открытием крана 11 и одного из кранов 2 перед входом в бункер 6.

Система обеспыливания присоединяется через кран 11 к всасывающей линии и служит для устранения пыления тампонажного материала, подающегося в сепаратор 4 вместе с транспортирующим воздухом при разгрузке установки.

Система управления установкой УС5-30 – дистанционная, централизованная с поста, расположенного в задней части установки, у смесительного устройства.

На панель поста управления (рис. 6.9) выведены органы управления подачей топлива (ручка "Больше" – "Меньше"), сцеплением (кнопка "Сцепление"), включением компрессора (кнопка "Компрессор"); контрольно-измерительные приборы – "Тахометр" для контроля частоты вращения вала компрессора, шкала указателя для определения массы тампонажного материала в бункерах ("Массомер"), манометры для определения давления в раздающем коллекторе ("Компрессор"), мановакуумметры для определения давления (разрежения) в бункерах ("Бункер 1", "Бункер 2"), а также тумблеры осветительных приборов.

Выключение фрикционной муфты сцепления двигателя, а также включение в работу компрессора и массомера – пневматическое, дистанционное. Питание исполнительных органов пневматических камер – осуществляется от воздушного баллона пневмосистемы автомобиля через трехходовые клапаны на посту управления. Питание включается поворотом ручки разобцительного крана, установленного на воздушном баллоне за кабиной автомобиля по левому борту.

Установка работает следующим образом.

При включении двигателя автошасси, используемого для привода компрессора установки, вращение передается через сцепление, коробку перемены передач и раздаточную коробку на КОМ установки и далее – к валу компрессора. Компрессор

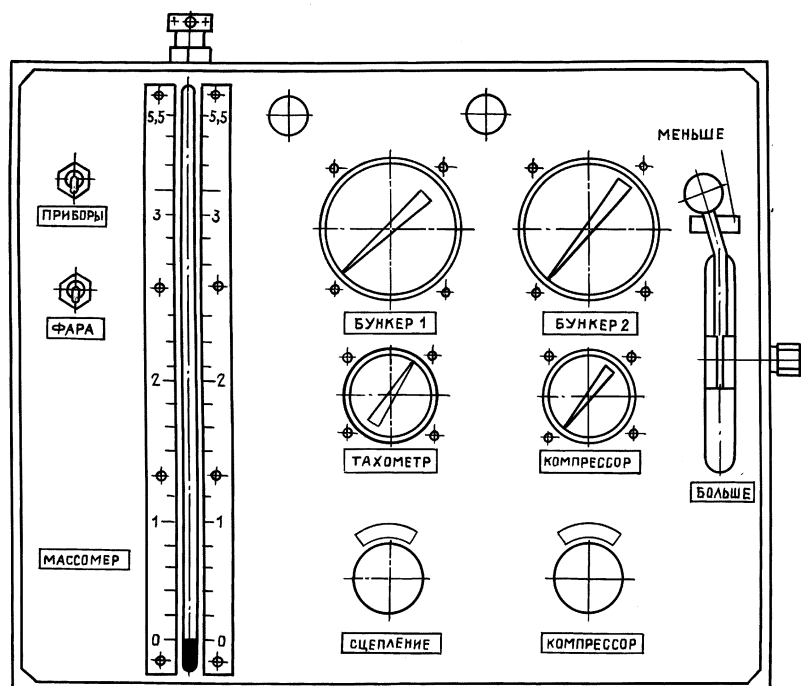


Рис. 6.9. Панель управления установкой УС5-30

используют для создания давления или вакуума в бункерах установки и для осуществления пневмотранспорта сухих порошкообразных тампонажных материалов.

Установка работает в режиме дозирования при приготовлении тампонажных растворов и в режиме загрузки.

Режим дозирования. При включении компрессора сжатый воздух через влагомаслоотделитель поступает под аэроднище бункеров, проходит через тканевую прокладку, аэрирует тампонажный материал и создает избыточное давление в бункере. Аэрированный материал поступает в разгрузочную трубу и транспортируется в сепаратор. В сепараторе тампонажный материал отделяется от воздуха и по тканевому рукаву поступает в воронку смешительного устройства, а затем в гидровакуум-смеситель, где смешивается со струей жидкости затворения, подаваемой под давлением насосной установкой. Готовый тампонажный раствор по сливной трубе поступает в приемный бачок насосной установки. Такая конструкция смешительной ус-

тановки позволяет регулировать расход сухого тампонажного материала изменением проходного сечения разгрузочных труб (с помощью заслонок). Конструкция гидروвакуум-смесителя обеспечивает регулирование плотности приготавливаемого раствора без остановки процесса.

Режим загрузки. При включении компрессора в режим вакуум-насоса воздух через фильтры первой и второй ступеней отсасывается из бункеров установки, и при достижении рабочего вакуума 0,06 МПа сыпучий тампонажный материал по загрузочной трубе и рукаву с загрузочным соплом поступает в бункер установки.

Загружать установку можно также из автоцементовоза, используя переводник на загрузочном рукаве установки и компрессор автоцементовоза, и через верхние люки из складов силосного типа.

ЦЕМЕНТНО-СМЕСИТЕЛЬНАЯ МАШИНА СМ-4М

Эта машина (рис. 6.10) предназначена для транспортирования сухого цемента на буровую и механизированного приготовления цементного раствора.

Все оборудование смонтировано на шасси автомобиля ЗИЛ-131А высокой проходимости и включает следующие устройства: смеситель 8, механизм управления оборотами дозирующего шнека 6, бункер 4, муфту редуктора 2, карданный вал 3, коробку отбора мощности 1, контрольно-измерительные приборы 5, приемную воронку 7 и напорную трубу 9.

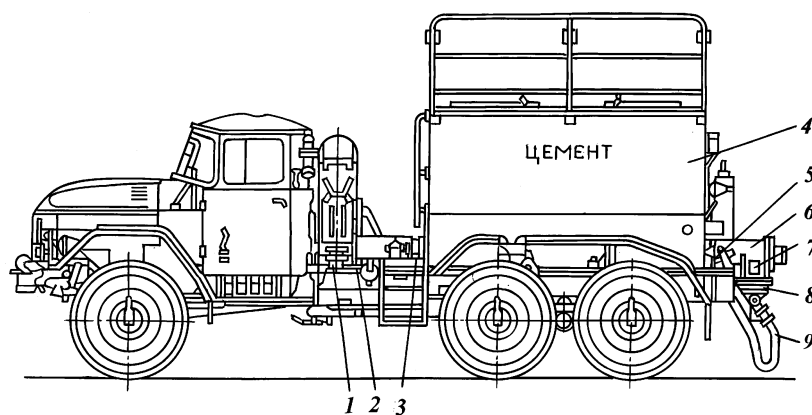


Рис. 6.10. Цементно-смесительная машина СМ-4М

Техническая характеристика цементно-смесительной машины СМ-4М

Масса перевозимого цемента в бункере, т:	
по дорогам с различными видами покрытий, включая грунтовые дороги и участки бездорожья	3,0
по дорогам с асфальтовым покрытием хорошего состояния	4,0
Максимальная скорость передвижения, км/ч	8 0
Производительность машины по раствору, м ³ /мин	0,4 –0,6
Плотность приготавливаемого раствора, г/см ³	1,7 –2,0
Тип смесителя	Вакуумно-гидравлический
Давление жидкости перед смесительным устройством, МПа	0,6 –0,1
Привод дозирующего шнека	От двигателя автомобиля
Монтажная база	Шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-131А
Габаритные размеры, мм:	
длина	7080
ширина	2380
высота	2500
Масса, т	6,800
Погрузчик цемента в бункер	Стационарный или другие средства
Нагрузка на передний мост при грузе 3–4 т, кН	30,45
Нагрузка на задние мосты, кН:	
груз 3 т	69,20
груз 4 т	79,20
Масса машины, кг:	
груз 3 т	9965
груз 4 т	10 965

Устройство и принцип работы отдельных узлов машины СМ-4М. Машина СМ-4М представляет собой сочетание ряда узлов: бункера, дозирующего шнека, смесительного устройства и контрольно-измерительных приборов. Для монтажа оборудования используют шасси автомобиля ЗИЛ-131А без лебедки, с которого сняты буксирный прибор и задник буфера. Схема управления машиной СМ-4М приведена на рис. 6.11.

Цемент загружают в бункер через люки стационарным шнеком или другими средствами, имеющимися на цементном складе.

Дозирующий шнек приводится в движение от двигателя через коробку перемены передач (вторую передачу), коробку отбора мощности КОМ-1, установленную на раздаточной коробке автомобиля, карданный вал, редуктор и предохранительную муфту.

Включают коробку отбора мощности из кабины водителя рычагом управления. Цемент подается шнеком к задней стенке бункера в приемную воронку и далее в смесительное устройство.

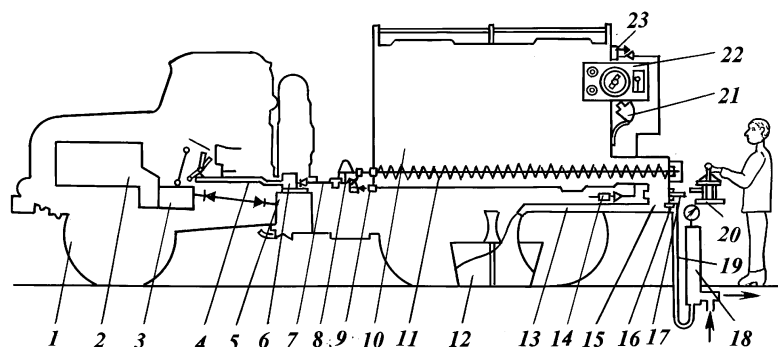


Рис. 6.11. Схема управления цементно-смесительной машиной СМ-4М:
 1 – шасси автомобиля ЗИЛ-131А; 2 – двигатель автомобиля; 3, 5, 6 – коробки соответственно перемены передач, раздаточная и отбора мощности; 4 – управление коробкой отбора мощности; 7 – карданный вал; 8 – редуктор; 9 – датчик тахометра; 10 – бункер; 11 – шнек; 12 – бачок цементировочного агрегата; 13, 19 – труба соответственно напорная и обводная; 14 – пробковый кран; 15 – смесительное устройство; 16 – сменный штуцер; 17 – шибер приемочной воронки; 18 – регулятор давления; 20 – рычаг дублирующего управления педалью акселератора; 21 – фара поворотная с выключателем; 22 – щиток прибора с тахометром, выключателем зажигания и двумя контрольными лампами; 23 – вибратор пневматический С-820

С другой стороны к смесительному устройству через регулятор давления подводится вода. Струя воды, истекающая из сопла штуцера смесительного устройства, создает в нем разрежение и, захватывая цемент, направляет его в напорную трубу, в которой благодаря турбулентности потока цемент перемешивается с жидкостью.

В зависимости от заданной плотности раствора и производительности в смесительное устройство устанавливают штуцер необходимого сечения. В комплект входят штуцера с диаметрами отверстий 9,55; 12,35; 13,5; 14,6 и 15,6 мм.

Плотность цементного раствора регулируют изменением количества цемента, подаваемого в смесительное устройство.

В задней части машины у рабочего места установлены: дублирующее управление акселератором двигателя (управление частотой вращения вала двигателя); тахометр ТЗ-1, показывающий частоту вращения шнека; манометр, показывающий давление воды перед смесительным устройством; дополнительный выключатель зажигания для аварийного отключения двигателя; фара для освещения рабочего места в ночное время; контрольные лампы. Рекомендуемые режимы работы машины СМ-4М приведены в табл. 6.1.

Т а б л и ц а 6.1

Режимы работы машины СМ-4М для получения раствора плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$

Производительность, л/с	Частота вращения шнека, об/мин	Давление перед смесительным устройством, (МПа), при диаметре отверстия штуцера, мм					Расход воды, л/с
		11,0	12,35	13,50	14,60	15,60	
6,75	61	1,0	0,65	0,45	–	–	4,1
8,25	76	–	0,7	0,7	0,52	–	5,15
10,00	91	–	1,0	–	0,74	0,54	6,25

Бункер представляет собой емкость с наклонными боковыми стенками и днищем, выполненным в виде корыта для шнека. Передняя и задняя стенки бункера вертикальные. В верхней части бункера расположены два загрузочных люка, в нижней находится аварийный люк. Внутри бункера над шнеком приварен козырек, который служит для устранения уплотнения цемента у шнека. На внутренних частях передней и задней стенок бункера имеются три метки. Нижняя метка соответствует объему бункера 1 м^3 , средняя – 2 м^3 и верхняя – 3 м^3 . Бункер крепится к раме автомобиля с помощью стремянок и кронштейнов.

Дозирующий шнек служит для подачи цемента из бункера через приемную воронку в смесительное устройство. Шнек выполнен в виде сплошного винта. Передняя опора шнека имеет сферический шариковый подшипник, а задняя – два радиально-упорных конических подшипника. Для предохранения подшипников от попадания цемента установлены сальниковые уплотнения.

Для привода шнека используется редуктор одноступенчатый с прямозубым зацеплением (передаточное отношение 2,6).

На конце ведущего (нижнего) вала редуктора установлена зубчатая передача с малым модулем ($m = 0,8$) для привода датчика тахометра. Выходной конец ведомого (верхнего) вала при помощи муфты с предохранительными штифтами соединяется с дозирующим шнеком.

Предохранительная муфта служит для предупреждения поломки привода шнека при его заклинивании. Муфта также передает крутящий момент шнеку и состоит из двух муфт: гибкой с эластичными дисками и предохранительной со срезными штифтами. Направление вращения шнека указано на кожухе редуктора.

Коробка отбора мощности служит для отбора мощности от двигателя. Карданный вал передает крутящий момент от выходного вала коробки отбора мощности к валу редуктора.

Система управления дроссельной заслонкой двигателя авто-

мобиля предназначена для изменения частоты вращения шнека с рабочего места у смесительного устройства. При этом частоту вращения изменяют воздействием на тягу педали акселератора автомобиля с помощью вилки, тяги и рукоятки изменения подачи топлива. При перемещении рукоятки сектора газа на себя увеличивается частота вращения шнека и, как следствие, количество сухого материала, поступающего в смеситель.

Регулятор давления служит для поддержания постоянного давления жидкости перед смесительным устройством. На регуляторе установлен клапан 17С12НКС на давление срабатывания 1,0 МПа.

Смесительное устройство вакуумно-гидравлического типа со сменными штуцерами подвешивается к приемной воронке с помощью специального разъемного хомута.

По окончании работ смесительное устройство укладывают в ящик. Приемная воронка служит для направления цемента в смесительное устройство, здесь же установлен шиберный затвор. Открывают и закрывают затвор с помощью специального ключа через зубчатую пару.

Пневматический вибратор установлен на задней торцовой стенке бункера и служит для предотвращения зависания цемента в бункере. Его необходимо периодически включать на 2–3 с во время приготовления раствора. Питание вибратора воздухом осуществляется от разобщительного крана пневмосистемы автомобиля через специальный пробковый кран.

Наиболее сложный и ответственный узел смесительной машины – коробка отбора мощности (рис. 6.12), предназначенная для передачи вращения от двигателя к шнеку. Она установлена на раздаточной коробке автомобиля ЗИЛ-131А, допускает отбор мощности от двигателя при движении и на стоянке автомобиля в пределах до 45 кВт при частоте вращения коленчатого вала двигателя 2000 об/мин и прямой передаче в коробке передач (V-передача).

Детали механизма коробки отбора мощности смонтированы в литом чугунном корпусе – картере 29. Все шестерни имеют косые зубья.

Ведущая шестерня 5 коробки отбора мощности входит в постоянное зацепление с шестерней первичного вала раздаточной коробки и вращается на неподвижной оси 7 на роликовом подшипнике 6, ось запрессована в передней и задней стенках и застопорена пластиной.

На оси по торцам ступицы шестерни 5 установлены опорные шайбы 9, которые предотвращают выработку опорных торцов картера. При включении КОМ-1 муфта 16, установленная

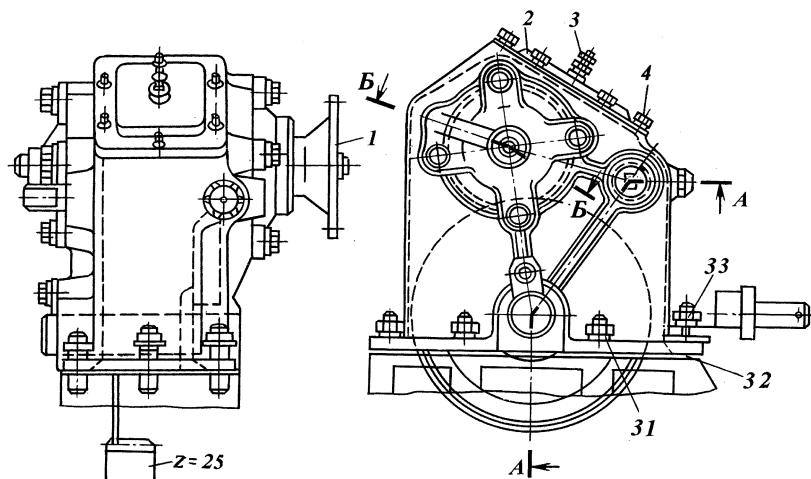


Рис. 6.12. Коробка отбора мощности цементно-смесительной машины СМ-4М:

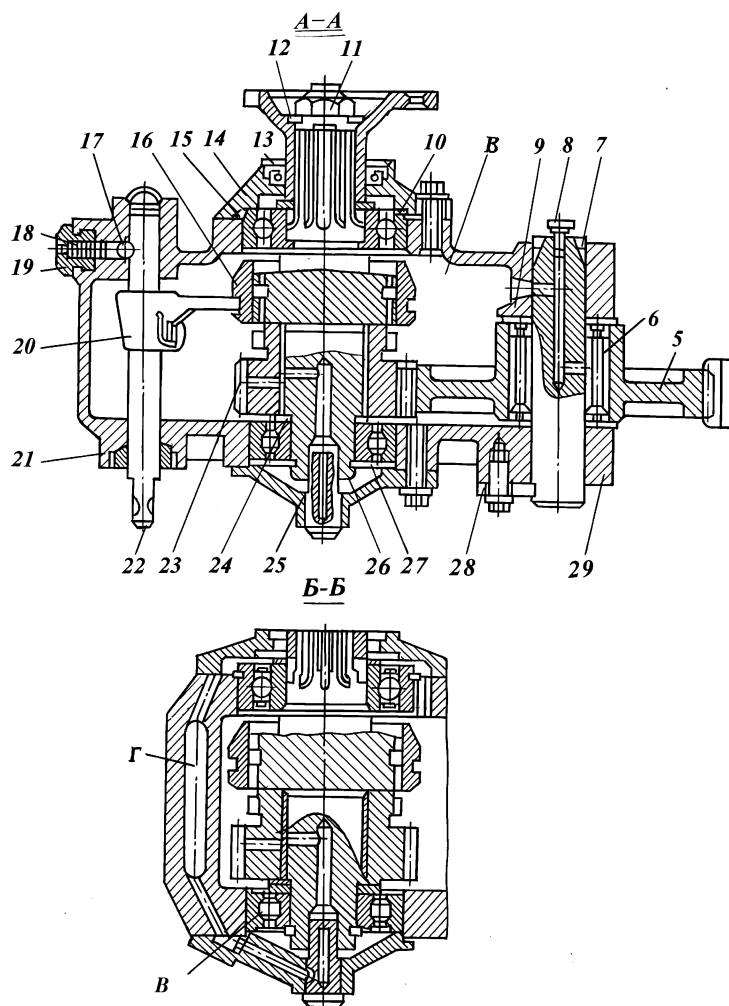
1 – фланец вала; 2 – крышка люка картера; 3 – предохранительный клапан; 4 – болт; 5 – шестерня; 6, 10 – роликовый и шариковый подшипники; 7 – ось шестерни постоянного зацепления; 8 – пробка; 9 – опорная шайба шестерни; 11 – гайка крепления фланца; 12, 14 – шайбы; 13 – крышка заднего подшипника; 15 – стопорное кольцо подшипника; 16 – муфта включения коробки отбора мощности; 17, 18, 19 – шарик, пробка и пружина фиксатора соответственно; 20 – вилка включения; 21 – сальник; 22 – шток вилки включения; 23 – ведомая шестерня; 24 – опорная шайба ведомой шестерни; 25 – крышка подшипника; 26 – главный вал; 27 – стопорное кольцо подшипника; 28 – стопорная пластина оси шестерни; 29 – картер коробки отбора мощности; 30 – роликовый подшипник; 31 – шпилька крепления коробки отбора мощности; 32 – прокладка; 33 – шпилька; С, Е – карманы

подвижно на шлицах главного вала 26, входит в зацепление со шлицами ведомой шестерни 23. Главный вал 26 вращается на двух подшипниках, из которых один шариковый 10 с опорным кольцом, а второй – роликовый с цилиндрическими роликами 30. Наружные кольца подшипников закреплены в гнездах картера коробки, а внутренние напрессованы на шейки вала. Подшипники закрыты крышками 25 и 13.

В крышку 13 запрессован сальник, предотвращающий вытекание масла и попадание грязи в коробку, а в крышку 25 – маслоуловитель, подающий масло по сверлению к валу, к подшипнику-втулке ведомой шестерни, к роликовому подшипнику-втулке ведомой шестерни и к роликовому подшипнику.

Если главный вал установлен правильно, то он вращается свободно усилием руки и без заеданий.

На шлицевом конце главного вала установлен фланец 1



крепления карданного вала. Фланец закреплен на валу гайкой 11. Включение муфты 16 в зацепление с ведомой шестерней осуществляется вилкой 20, закрепленной неподвижно на штоке 22. Шток перемещается в отверстиях передней и задней стенок картера. Отверстие в задней стенке картера закрыто заглушкой, а в передней стенке – сальником 21, предотвращающим вытекание масла по выходному концу штока.

Шток имеет две канавки для фиксации муфты 16 с помощью

шарика 17. Шарик и пружина 19 помещаются в отверстие картера и закрыты пробкой 18. Шарик под давлением пружины 19 удерживает шток в положении включения или выключения муфты.

Смазка рабочих поверхностей деталей коробки отбора мощности осуществляется разбрызгиванием масла по стенкам картера шестернями раздаточной коробки и коробки отбора мощности.

Масло, стекающее со стенок картера коробки отбора, улавливается маслоприемными карманами В и Г (см. рис. 6.12).

Из маслоприемного кармана Г по сверлениям в картере, крышке подшипника и маслоуловителе масло поступает к подшипникам 10 и 30, а по сверлению в главном валу – к подшипнику-втулке ведомой шестерни. Из маслоприемного кармана В картере по сверлению в оси масло поступает к роликовому подшипнику 6 шестерни коробки отбора мощности.

Подшипники и шестерни раздаточной коробки смазываются маслом, стекающим со стенок картера раздаточной коробки. Масло, применяемое для смазки коробки отбора мощности, то же, что и для раздаточной коробки автомобиля.

Коробка отбора мощности монтируется на фланце люка картера раздаточной коробки автомобиля на шпильках и закрепляется гайками. С верхней стороны фланца коробки отбора мощности на трех шпильках закреплен гайками кронштейн тормоза.

Между картером раздаточной коробки и картером коробки отбора мощности установлена прокладка, предотвращающая вытекание масла и попадание грязи в раздаточную коробку.

Неправильная установка коробки отбора мощности приводит к преждевременному износу шестерен, износу и заклиниванию подшипников, выходу муфты из зацепления с ведомой шестерней и муфтой шестерен, возникновению шума шестерен коробки во время работы. Перед установкой коробки отбора мощности на фланец люка раздаточной коробки необходимо проверить отсутствие густой смазки, грязи или посторонних предметов в масляных каналах картера коробки отбора мощности. Для этого нужно снять крышку люка картера коробки отбора и при необходимости промыть промывочным маловязким индустриальным маслом масляные каналы и продуть сжатым воздухом. Затем промыть и продуть сжатым воздухом раздаточную коробку. После промывки установить рычаг управления коробкой передач в нейтральное положение и приступить к установке коробки отбора мощности на раздаточную коробку.

Коробку отбора мощности необходимо устанавливать в следующем порядке:

проверить вращение первичного вала раздаточной коробки и главного вала 26 (см. рис. 6.12) коробки отбора мощности;

ввинтить шпильки крепления коробки в картер раздаточной коробки (если последние были не ввинчены);

установить коробку отбора мощности на шпильки и проверить зацепление ее шестерен с шестернями раздаточной коробки вращением за фланец 1 выходного вала;

навинтить гайки на шпильки до появления легкого нажима на пружинные шайбы;

вести в зацепление муфту 16 коробки отбора мощности с ведомой шестерней 23 и повернуть главный вал несколько раз за фланец. Вращение вала устраняет перекося зубьев шестерен в зацеплении и обеспечивает правильное прилегание боковых поверхностей зубьев на получение пятна контакта.

После этого следует легко повернуть гайки на шпильках и несколько раз главный вал. Затем крест-накрест затянуть до отказа все гайки и снова проверить вращение главного вала.

Если после закрепления коробки отбора мощности вал вращается легко и без заеданий, то коробка отбора мощности установлена правильно. Если главный вал вращается с приложением большого усилия руки, с заеданием или совсем не вращается – это значит, что зубья шестерни 5 постоянного зацепления уперлись в дно впадин зубьев шестерен раздаточной коробки и образовался распор в зубьях шестерен, вызванный сближением межцентрового расстояния.

УСТАНОВКИ ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ

Известны различные конструкции осреднительных установок, применяемых во многих тампонажных организациях, изготовленные своими силами. Все они предназначены для улучшения качества тампонажного раствора за счет улучшения его однородности по всему объему и более полного его диспергирования. Эффект применения этих установок вследствие различия их конструкции неодинаков. Достаточный эффект применения осреднительной установки достигается при сочетании определенных ее параметров (вместимости, кратности перемешивания и величины подачи используемой жидкости). Для расчетов необходимо задаваться качеством готового раствора (величиной колебаний его плотности на выходе из осреднительной установки), фактическими данными колебаний его плотно-

сти на входе осреднительной установки и требуемой пропускной способностью, обеспечивающей непрерывность цикла нагнетания тампонажного раствора в скважину.

Расчеты позволяют определить необходимую вместимость осреднительной установки, выбрать перемешивающее устройство для обеспечения заданных параметров тампонажного раствора. Некоторые исследователи считают, что для улучшения качества тампонажного раствора следует вместо осреднительных установок применять установки для порционного приготовления раствора. Однако сопоставительные расчеты показывают, что такой способ приготовления раствора, обеспечивающий его высокое качество, не всегда целесообразно использовать, особенно при больших объемах закачиваемого тампонажного раствора.

Более сложная задача возникает в том случае, когда появляется необходимость цементирования скважины с использованием различных тампонажных растворов, например облегченных и нормальной плотности, которые необходимо закачивать последовательно один за другим, сводя к минимуму их смешение.

В б. ВНИИКРнефти разработана конструктивная схема и предложена технология приготовления и осреднения двух типов тампонажных растворов, которую можно осуществить, используя списанное цементировочное оборудование. Кроме своего основного назначения эта осреднительная установка может быть использована как емкость для приготовления затворяющей и буферных жидкостей, а также для накопления продавочной жидкости.

Техническая характеристика осреднительной установки для двух типов тампонажных растворов

Производительность по осреднению раствора, л/с, не более:	
для большого отсека (две цементно-смесительные машины)	30
для малого отсека (одна цементно-смесительная машина)	15
Колебания плотности раствора на выходе из осреднительной установки, г/см ³ , не более:	
из чистых и облегченных цементов	+0,03
из утяжеленных цементов	+0,05
Допустимые колебания плотности раствора на входе в емкость, г/см ³ , не более	+0,1
Применяемые материалы для приготовления тампонажных материалов	Цемент, гелцемент, многокомпонентные композиции на основе песка, цемента и т.д.

ОСНОВНЫЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ
К ОСРЕДНИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ ДЛЯ ДВУХ ТИПОВ
ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Установка осреднительная монтируется на шасси автомобиля КраЗ-257 или КраЗ-250 и включает следующие блоки:

емкость, разделенную на два отсека с перемешивающими устройствами механического типа, оснащенную уровнемерами поплавкового типа;

манифольд для обвязки с цементировочными агрегатами и цементно-смесительными машинами;

пробоотборники для взятия контрольных проб раствора, выходящего из отсеков емкости.

Осреднительная установка должна быть оснащена:

легкоуправляемой запорной арматурой для раздачи раствора (жидкости) в приемные линии цементировочных агрегатов; дренажными устройствами для слива жидкости при мойке внутренней поверхности;

откидными ограждениями, лестницами и площадками для обслуживания установки.

Для работы в ночное время установка должна иметь две поворотные фары наружного освещения и для освещения внутренней поверхности емкости в процессе ее очистки.

В качестве заготовки для емкостей установки рекомендуется использовать мерные баки списываемых цементировочных агрегатов для подачи раствора и арматуру, установленную на них, в том числе донные клапаны с рычагами управления для отбора тампонажного раствора и нагнетания его в скважину. Емкость должна состоять из трех мерных баков и должна быть разделена на два отсека, один из которых имеет вместимость 6 м^3 (используется без демонтажа агрегата ЦА-320М), а другой – $8-12 \text{ м}^3$. Второй отсек сваривают из двух мерных баков (из них убирают перегородки и стенки, по которым они стыкуются) и устанавливают между мерным баком агрегата и кабиной автомобиля. Из первого мерного бака убирают только перегородку. На верхней части баков устанавливают металлоконструкцию для монтажа мотор-редуктора с мешалками. В каждом из двух отсеков емкости устанавливают поплавковый уровнемер и по одному пробковому крану диаметром 25 мм для отбора проб и контроля плотности раствора. Дополнительно к имеющимся на цементировочном агрегате домкратам устанавливают еще два в средней части шасси, за кабиной шофера.

Общий вид осреднительной установки представлен на рис. 6.13. Шасси автомобиля 1, мерный бак 4 с обвязкой 5 и рычага-

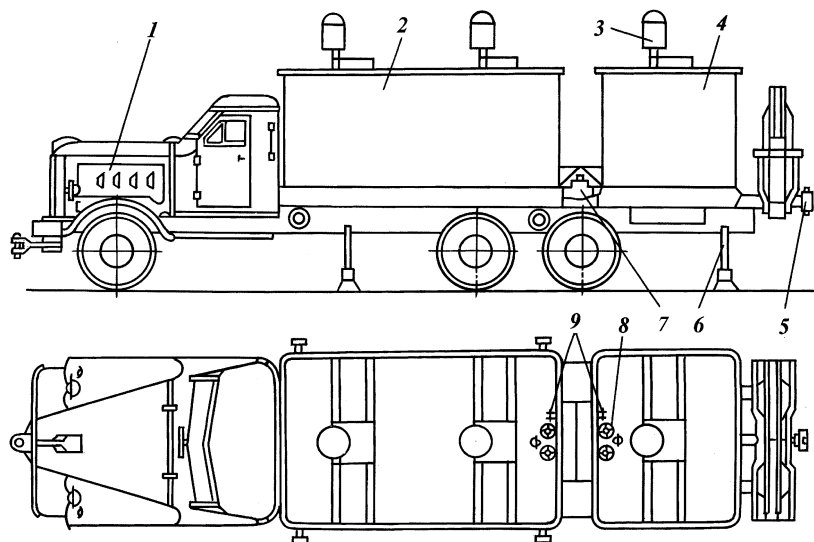


Рис. 6.13. Общий вид осреднительной установки:

1 – шасси автомобиля; 2 – второй отсек; 3 – мотор-редуктор; 4 – первый отсек (мерный бак); 5 – обвязка; 6 – домкраты; 7 – трехходовой кран; 8 – донные клапаны; 9 – рычаги управления

ми управления 9 используются в установке без демонтажа с шасси цементировочного агрегата. Вместо технологического оборудования (насосов 9Т, 1В и двигателя ГАЗ-51А) устанавливают второй отсек емкости 2, изготовленной из двух мерных агрегатов, причем рычаги управления донными клапанами и сами клапаны одного из свариваемых мерных баков остаются без изменения, а из другого удаляются. Сварной отсек 2 устанавливают на шасси таким образом, чтобы рычаги управления 9 и донные клапаны 8 располагались напротив рычагов управления и донных клапанов первого отсека 4, а укороченный патрубок отбора раствора из него фланцем был подсоединен к фланцу трехходового крана 7 первого отсека (вместо приемного коллектора насоса 9Т). Для того чтобы иметь возможность управлять донными клапанами, расстояние между отсеками должно быть 700 мм. Площадка для обслуживания изготавливается по месту. В верхней части отсеков на сварных металлоконструкциях устанавливают три механические мешалки с индивидуальными электроприводами от мотор-редукторов 3 МПО2-15 мощностью по 7,5 кВт каждый (мешалка типа 05, диаметр перемешивающего органа 710 мм, частота вращения 63 об/мин). В плане ме-

шалки располагают на пересечении диагоналей мерных баков. Перемешивающие органы мешалок расположены на расстоянии 350 мм от дна отсеков.

Два отсека предусмотрены для возможности одновременного приготовления и осреднения тампонажных растворов из различных исходных материалов и проведения нагнетания их в скважину без остановки процесса при минимальном их смешении. Раствор, подаваемый в осреднительные отсеки, не должен содержать комкообразных включений.

Технология осреднения раствора и работа установки осуществляются следующим образом. Приготавливаемый одновременно двумя цементно-смесительными машинами гелцементный раствор подается насосами двух цементирувочных агрегатов в большой отсек установки со стороны, противоположной донным клапанам. При накоплении в отсеке определенного количества раствора, когда перемешивающие органы мешалок будут погружены в него на 0,5 м, включаются в работу оба перемешивающие устройства большого отсека и продолжается накопление раствора до уровня, при котором еще не происходит перелив раствора из-за интенсивного перемешивания (во избежание попадания излишнего раствора на платформу агрегата целесообразно по отдельному трубопроводу подавать его в приемный бачок либо на землю). Работ а осред н и т е л ь н о й у с т а н о в к и с п е р е л и в о м р а с т в о р а н е д о п у с т и м а!

Затем включают в работу вторую пару цементирувочных агрегатов и начинают закачивать раствор в скважину с таким темпом, чтобы уровень раствора в отсеке был наибольшим и постоянным в течение всего времени приготовления гелцементного раствора. Начинают приготавливать нормальный цементный раствор и подавать его в малый отсек в момент, когда

$$V_{\text{гц}} = 4 \frac{\sum Q_{\text{ар}}}{Q_{\text{ц}}} + 1,$$

где $V_{\text{гц}}$ – остаточный объем гелцементного раствора в большом отсеке; $\sum Q_{\text{ар}}$ – суммарная производительность агрегатов по откачке из большей емкости гелцементного раствора; $Q_{\text{ц}}$ – производительность смесительной машины по приготовлению нормального цементного раствора.

Перемешивающие устройства включают в момент, когда перемешивающий орган мешалки закроется на 0,5 м раствором. Перемешивающие устройства при откачке отключают в момент, когда уровень раствора окажется выше перемешивающего органа на 0,5 м. По окончании закачивания в скважину гелцементного раствора начинают закачивать в скважину одним

цементировочным агрегатом цементный раствор из малого отсека, открыв его донные клапаны и переключив трехходовой кран в необходимое для этого положение.

В это время большой отсек необходимо промыть водой, удалить из него остатки раствора и набрать в него продавочную жидкость. Малый отсек в начале процесса можно использовать для накопления затворяющей или буферной жидкости.

В качестве привода мешалок можно применять также мотор-редуктор типа МПО2-15 мощностью 5,5 кВт, который изготавливается заводом "Тамбовполимермаш" в комплекте с мешалкой и узлом присоединения к мотор-редуктору. Мешалка и узел присоединения разработаны ВНИИнефтемашем, их небольшие партии выпускает Хадыженский машиностроительный завод под шифром 2ПМ1.

Для осреднения гелцементного раствора можно применять мотор-редукторы типа МПО2-10 мощностью 3,0 кВт с перемешивающим устройством типа 2ПМ3.

ОСРЕДНИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА УО

Установка предназначена для обработки тампонажных растворов в процессе их приготовления при цементировании нефтяных и газовых скважин. Основное назначение установки – понижение колебаний плотности тампонажного раствора при его непрерывном приготовлении или накоплении отдельных порций с последующей откачкой. Кроме того, установку применяют для приготовления буферных и других рабочих жидкостей, содержащих труднорастворимые вещества.

Установка работает только в комплексе с насосными и смесительными установками, предназначенными для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Техническая характеристика установки УО

Шифр	УО
Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Вместимость осреднительной установки, м ³ , не менее	16
Объем порции раствора при порционном приготовлении, м ³ :	
максимальный	15
минимальный	5
Максимальная плотность приготовленного раствора, г/см ³	2,50
Допускаемое колебание плотности приготовленного раствора, г/см ³	+0,01
Подача исходного тампонажного раствора в осреднительную емкость, дм ³ /с, не более	44

Характеристика мешалки

Принцип действия	Механический
Тип	Двухвальная ленточная винтовая
Частота вращения валов мешалок, об/мин	40-60
Привод	От ходового двигателя ЯМЗ-238
Транспортные данные установки:	
наибольшая скорость движения	Согласно ПДД
дорожный просвет, мм	275
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	9850
ширина	2500
высота	3360
Масса установки, кг, не более:	
снаряжения	13 160
в собранном виде (без заправки)	12 890
Распределение снаряженной массы установки на дорогу, кг, не более:	
через переднюю ось	4600
через заднюю ось	8300

Устройство и принцип работы осреднительной установки УО. Осреднительная установка (рис. 6.14) представляет собой резервуар 5 с перемешивающим устройством 6 внутри, смонтированным на шасси трехосного автомобиля 1. В нижней части задней стенки резервуара расположена горловина 7 с установленным в ней фильтром. К горловине прикреплен коллектор 10, выполненный из трубы диаметром 168 мм и снабженный запорным устройством 9 и патрубком 8 для подсоединения цементоручных агрегатов посредством приемных рукавов с целью откочки обработанного раствора из резервуара.

Перемешивающее устройство 6 состоит из двух ленточных

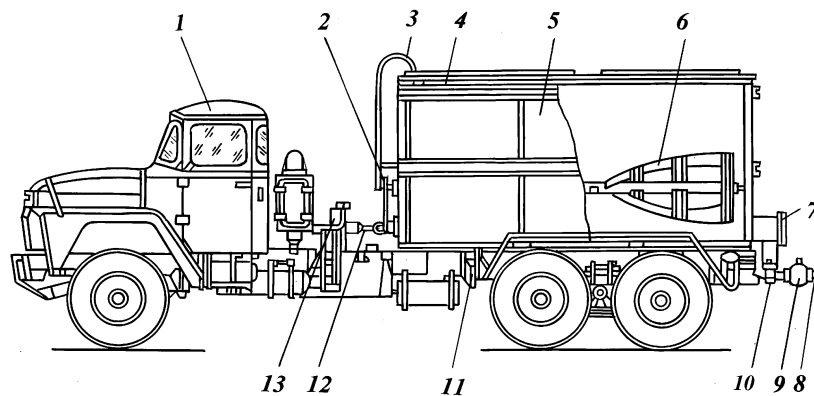


Рис. 6.14. Установка осреднительная УО

мешалок, лопасти которых направлены по спирали в разные стороны. При вращении мешалок образуются два встречных потока, способствующие лучшему перемешиванию раствора. Форма днища резервуара, размеры и конструкции мешалок выполнены с учетом уменьшения до минимума застойных зон.

Привод перемешивающего устройства обеспечивается ходовым двигателем шасси автомобиля через коробку отбора мощности 13, карданную передачу 12 и цепную трансмиссию 2. Валы перемешивающего устройства расположены на концевых и промежуточных опорах. Концевые опоры представляют собой подшипники скольжения из текстолита, заключенные в металлические корпуса. Промежуточные опоры выполнены в виде роликов с осями. Находясь погруженными в растворе при низкой частоте вращения валов, подшипники обеспечивают достаточно надежную работу перемешивающего устройства в течение 80–120 ч.

Смена подшипников предусмотрена при техническом обслуживании установки. Уплотнение наконечников валов в передней торцовой стенке резервуара обеспечивается с помощью сальникового устройства. Соединение этих наконечников с основной частью валов мешалок осуществляется устройством со свободным сцеплением. Такое соединение исключает передачу биения вала наконечнику, что способствует сохранению сальниковых уплотнений и предотвращению пропусков жидкости во время работы мешалок.

В центре резервуара установлена мерная линейка с ценой делений $0,5 \text{ м}^3$, предназначенная для контроля за объемом раствора, поступающего или откачиваемого из резервуара. Резервуар установки открытого типа (без крыши). Это создает удобство при монтаже мешалок, их ремонте и обслуживании установки в целом.

Над резервуаром расположены мостики с поручнями 4 и лестница 3. На раме закреплены четыре домкрата 11, которые устанавливаются в рабочее положение перед заполнением резервуара для обеспечения устойчивости установки в процессе работы. Резервуар оборудован наливными стояками, приспособленными для подачи раствора непосредственно от цементно-смесительной машины или цементировочного агрегата.

Работа установки обеспечивается вращением мешалок с определенной частотой и выполняется следующим образом.

Вращение от коленчатого вала двигателя передается через сцепление и коробку передач автомобиля на ведущую шестерню раздаточной коробки $z_0 = 34$, от которой производится отбор мощности посредством пятивальной коробки.

Кинематическая схема установки приведена на рис. 6.15. Перемещением рукоятки включения от себя с помощью тяги передается усилие на валик включения. Вилка валика включения при этом переводит зубчатую муфту из нейтрального в крайнее правое положение. Зубчатая муфта входит в зацепление с зубчатым колесом $z_6 = 42$, передающим вращение на левое и правое колеса $z_7 = 46$. Далее вращение передается карданным валам и через цепную передачу к валам мешалок. При откачивании обработанный раствор поступает к насосам через коллектор с фильтром.

Очистка фильтра от комков при заполненном резервуаре не предусмотрена.

Порядок работы на осреднительной установке УО. Установку располагают на площадке у буровой вблизи мостков, обвязывают с цементировочными агрегатами (насосными установками) по схемам рис. 6.16 и рис. 6.17 соответственно.

Располагая установку на площадке, необходимо обеспечить небольшой уклон (1:50) – (1:70) вдоль оси в направлении к коллектору. Установить домкраты.

Приготовление буферных составов и жидкостей затворения. Для приготовления жидкости затворения или буферных составов (рис. 6.18) необходимо сделать следующее.

Набрать в резервуар расчетный объем воды, нагнетательную линию цементировочного агрегата подсоединить к одному из наливных стояков установки, открыть соответствующую заслонку (кран) на отводе коллектора, включить насос и создать циркуляцию по системе установка – агрегат – установка. Включить мешалки и постепенно загружать химические реагенты в резервуар. Включение мешалок производить перемещением рукоятки от себя. Перемешивание и циркуляцию продолжать до полного растворения химических реагентов в жидкости.

Приготовленную жидкость откачать в специально приготовленную емкость или в мерные баки цементировочных агрегатов.

Обработка раствора с целью понижения колебания его плотности. Обработку тампонажного раствора установкой производят в следующем порядке. Через стояки из цементно-смесительных машин непосредственно или с помощью цементировочных агрегатов подать в резервуар установки исходный тампонажный раствор.

Включить мешалки, обеспечив частоту вращения 20–30 об/мин. После подъема уровня раствора в резервуаре выше опор валов частоту вращения мешалок довести до 45–50 об/мин.

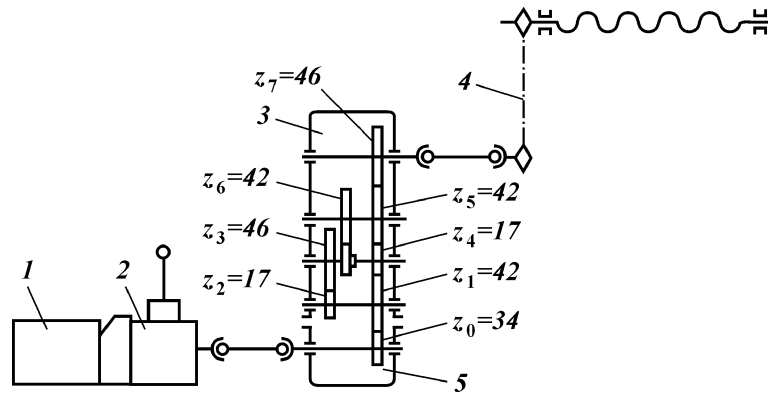


Рис. 6.15. Кинематическая схема осреднительной установки:
 1 – двигатель автомобиля; 2 – коробка перемены передач; 3 – раздаточная коробка; 4 – цепная трансмиссия; 5 – коробка отбора мощности

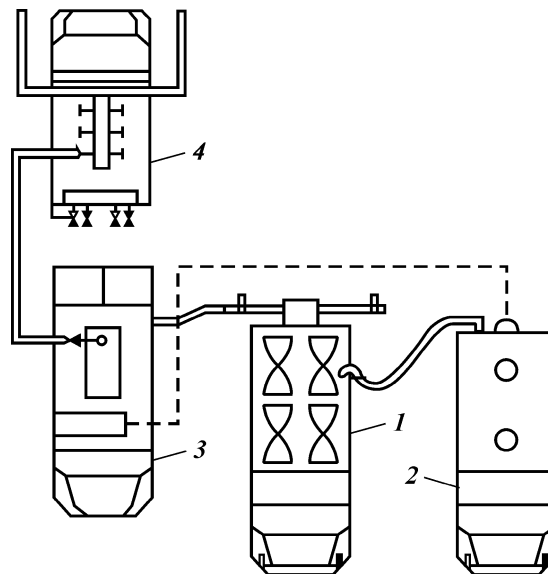


Рис. 6.16. Схема обвязки оборудования при приготовлении тампонажного раствора с участием насосной установки типа УНБ:
 1 – осреднительная емкость; 2 – цементно-смесительная машина; 3 – насосная установка УНБ-630 (УНБ-400); 4 – блок манифольдов

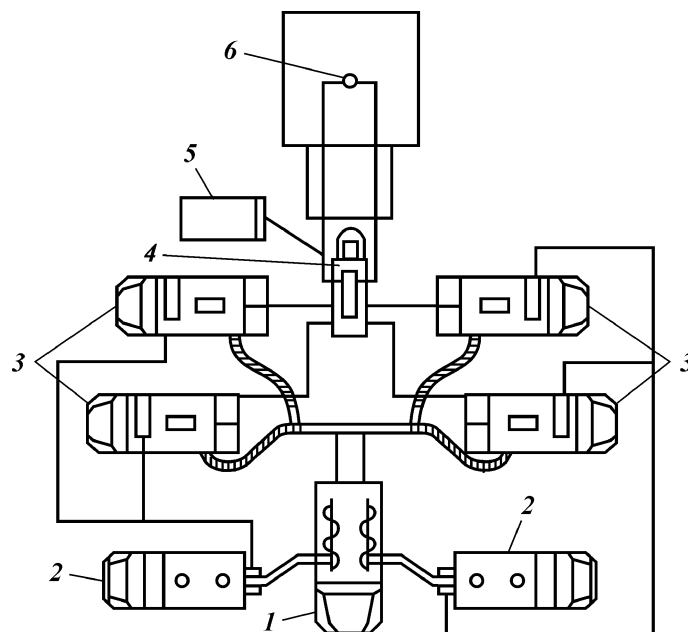


Рис. 6.17. Схема обвязки оборудования при приготовлении тампонажного раствора с помощью цементировочных агрегатов ЦА-320А:
 1 – осреднительная емкость; 2 – цементно-смесительная машина УС6-30 (2СМН-20); 3 – цементировочный агрегат ЦА-320А; 4 – блок манифольдов; 5 – СКЦ2М-69; 6 – скважина

Накопив раствор в резервуаре объемом 6–7 м³, начать откачивание его в скважину, не прекращая работы мешалок.

Приготовление тампонажного раствора порциями. Если расчетный объем тампонажного раствора не превышает емкости резервуара установки, то откачивание его следует начать после накопления и тщательной обработки всего объема. Время перемешивания при этом должно составлять примерно 1 мин на 1 м³, т.е. при полной загрузке – 12–15 мин. В процессе перемешивания следует постоянно, через каждые 1,5–2 мин, замерять плотность раствора. При цементировании ответственных зон в скважинах время перемешивания определяют по результатам контрольных замеров плотности.

При необходимости доутяжеления раствора, приготовляемого отдельными порциями, операцию производить в следующем порядке.

Заменить штуцер смесительного устройства цементно-смесительной машины на другой, имеющий диаметр 20 мм.

Подключить к смесительному устройству нагнетательную линию цементировочного насоса и подать раствор из резервуара под давлением 2,0–2,5 МПа, обеспечив циркуляцию по системе резервуар – цементировочный насос – смесительное устройство – резервуар.

Подать дозирующими шнеками цементно-смесительной машины утяжеляющий материал в смесительное устройство.

При осуществлении операции по утяжелению тампонажного раствора мешалки должны работать непрерывно до конца его откачивания из резервуара. Операцию продолжать до получения заданной плотности, после чего остановить работу цементно-смесительной машины и переключить цементировочный насос на откачивание раствора в скважину.

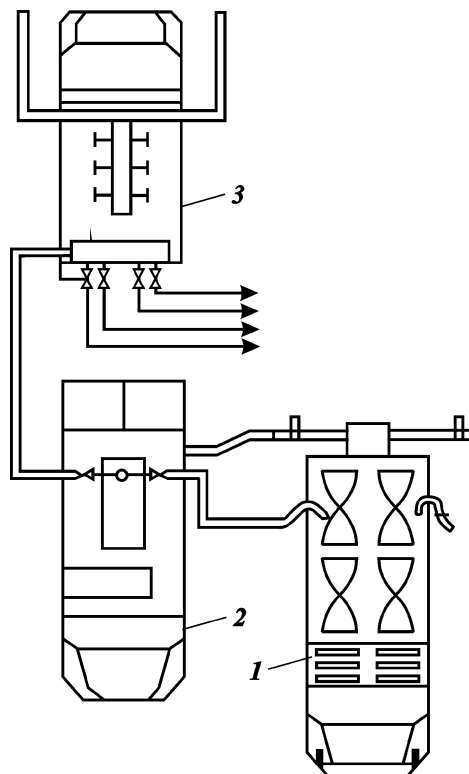


Рис. 6.18. Схема обвязки цементировочного агрегата с осреднительной емкостью для приготовления жидкости затворения (буферной жидкости): 1 – осреднительная емкость; 2 – цементировочный агрегат; 3 – блок манифольдов

После окончания работы установка должна быть вымыта. Особое внимание необходимо уделить при этом внутренней полости резервуара.

УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ И ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ АГРЕГАТЫ В СПЕЦИАЛЬНОМ ИСПОЛНЕНИИ

Разработан комплекс оборудования для цементирования скважин в труднодоступных районах, состоящий из цементировочного агрегата, цементовозов и смесительного блока. Каждый агрегат представляет собой единый блок, который может быть использован не только при цементировании скважин, но и для проведения других работ. Цементировочный агрегат можно применять для нагнетания жидкостей при гидропескоструйной перфорации, установке нефтяных ванн, глушении фонтанов и т.д. Смесительный блок может быть использован при цементировании обсадных колонн с помощью буровых насосов, для подачи воды и т.д.

Цементировочные агрегаты в специальном исполнении отличаются друг от друга транспортными базами и способами доставки к месту проведения работ. Они могут быть смонтированы на раме (5ЦА-320), на санях (5ЦА-320С), а также на прицепе с болотными гусеницами (5ЦА-320ГБ).

ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЙ АГРЕГАТ 5ЦА-320

Цементировочные агрегаты типа 5ЦА-320 состоят из силовой установки, включающей двигатель внутреннего сгорания с воспламенением от сжатия и пятискоростную коробку передач; цементировочного насоса 9Т; мерного бака вместимостью 4 м³; вспомогательного оборудования и пульта управления, смонтированных на транспортной базе.

Агрегаты этого типа разработаны АЗИНМАШем и Грозненским заводом "Красный молот". Ими же разработана вся сопроводительная документация к этим агрегатам, в том числе инструкция по уходу и эксплуатации.

Техническая характеристика агрегатов типа 5ЦА-320

Приводная мощность, кВт.....	176
Максимальное давление, МПа	32,0
Максимальная подача, л/с.....	23,5
Гидравлическая мощность, кВт	105
Габариты агрегата на раме (5ЦА-320), мм:	
длина	6680
ширина	2650

высота	2510
Масса агрегата, кг	7993
<i>Силовая установка</i>	
Шифр	6УС-20
Двигатель	ЯМЗ-238
Максимальная мощность двигателя при частоте вращения вала двигателя 2100 об/мин, кВт.....	176
Максимальный крутящий момент при частоте вращения вала двигателя 1500 об/мин, Н·м.....	295
Эксплуатационная мощность при частоте вращения вала двигателя 1800 об/мин, кВт	128
Вместимость, л:	
топливного бака	150
системы смазки	32
системы охлаждения, л	20
топливного насоса высокого давления, л	0,2
<i>Коробка перемены передач ЯМЗ-236С</i>	
Сцепление	Двухдисковое сухое фрикционного типа с периферийными цилиндрическими пружинами
Шифр сцепления	ЯМЗ-238К
Вместимость картера, л	4,5
<i>Цементировочный насос 9Т</i>	
Тип.....	Поршневой горизонтальный двухцилиндровый двойного действия с глобоидной червячной передачей
Диаметр сменных цилиндрических втулок, мм	100, 115 и 127
Ход поршня, мм	250
Передаточное число глобоидной передачи	20,5
Максимальная частота вращения вала насоса, об/мин	133
Максимальное давление, МПа.....	32
<i>Манифольд агрегата</i>	
Диаметр трубопровода, мм:	
нагнетательного	50
приемного.....	100
раздаточного из мерной емкости	100
Число труб вспомогательного трубопровода.....	6
Общая длина вспомогательного трубопровода, м	24
Соединение труб.....	Шарнирными металлическими коленами
Диаметр шланга приемного резинометаллического, мм	100
Вместимость мерного сварного бака, м ³	4

Режимы работы агрегатов типа 5ЦА-320 приведены в табл. 6.2.

Устройство и принцип работы цементировочного агрегата 5ЦА-320. Цементировочный агрегат 5ЦА-320 (рис. 6.19) состоит из силовой установки, насоса 9Т, мерного бака и вспомога-

Т а б л и ц а 6.2

Рекомендуемые режимы работы агрегатов типа 5ЦА-320

Гидравлическая мощность, кВт	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Включенная передача	Частота вращения вала насоса, об/мин	Давление (МПа) при диаметре цилиндрической втулки, мм			Подача насоса (л/с) при диаметре цилиндрической втулки, мм		
				100	115	127	100	115	127
				116	2000*	II	33,6	32,0**	23,0**
		III	64,2	16,8	12,6	10,0	6,80	9,08	11,36
		IV	97,5	11,1	8,3	6,6	10,30	13,79	17,25
		V	147,8	7,3	5,4	4,4	15,65	20,90	26,16
105	1800	II	30,2	32,0**	23,0**	18,5**	3,20	4,27	5,34
		III	57,7	17,6	13,2	10,5	6,11	8,16	10,21
		IV	87,8	11,6	8,6	6,9	9,30	12,42	15,54
		V	133,0	7,6	5,7	4,6	14,08	18,81	23,54
95	1500	II	25,2	32,0**	23,0**	18,5**	2,67	3,56	4,46
		III	48,1	18,9	14,2	11,3	5,09	6,80	8,51
		IV	73,2	12,4	9,3	7,4	7,75	10,35	12,96
		V	110,9	8,2	6,1	4,9	11,75	15,69	19,63

*При этой частоте вращения вала двигателя допускается кратковременная, не более 10 % от времени цикла, работа.

**При этих давлениях допустима кратковременная работа.

тельного оборудования, установленных на специальной жесткой раме, а также поста управления.

На раме предусмотрены четыре пальца, к которым крепят тросы для транспортирования агрегата на внешней подвеске вертолета.

Силовая установка БУС-240. Эта установка расположена в передней части рамы и состоит из двигателя ЯМЗ-238, сцепления, коробки перемены передач, систем питания

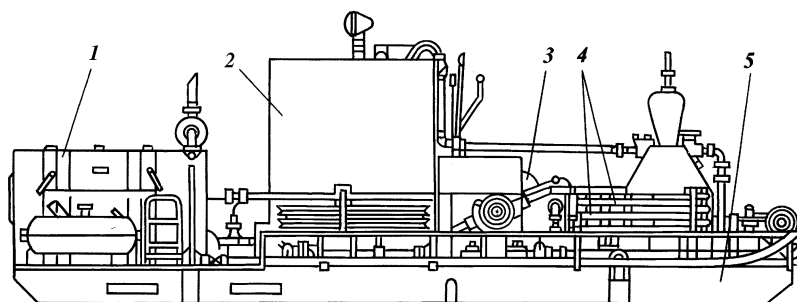


Рис. 6.19. Цементирующий агрегат 5ЦА-320:

1 – силовая установка с коробкой передач; 2 – мерный бак; 3 – цементирующий насос; 4 – манифольд; 5 – рама

топливом, смазки, водяного охлаждения, выпуска газов, а также электрооборудования.

Двигатель ЯМЗ-238 – У-образный восьмицилиндровый четырехтактный дизельный. На маховике двигателя установлено сухое двухдисковое сцепление. К картеру маховика крепится пятискоростная коробка перемены передач ЯМЗ-236С.

Двигатель установлен на трех опорах: двух задних и одной передней. Кроме того, предусмотрена дополнительная опора на заднем торце коробки перемены передач, служащая для разгрузки болтов крепления картера сцепления.

Система питания двигателя топливом состоит из одного топливного бака от автомобиля ЗИЛ-157 вместимостью 150 л, расположенного на настиле слева от двигателя, фильтра-отстойника и трубопроводов. Система смазки смешанная – под давлением и с разбрызгиванием с дополнением картера маслом.

Для охлаждения масла в систему смазки параллельно включены два последовательно соединенных радиатора трубчато-пластинчатого типа, установленных впереди водяного радиатора. Давление масла на прогревом двигателе должно составлять 0,4–0,7 МПа при $n = 2100$ об/мин и не менее 0,1 МПа при минимальной частоте вращения холостого хода.

После длительной эксплуатации допускается работа двигателя при давлении масла в системе смазки не ниже 0,35 МПа на номинальной частоте вращения вала и не ниже 0,05 МПа на минимальной.

Насос нагнетает масло в систему через фильтр грубой очистки, в корпусе которого установлен клапан. Вследствие загрязнения фильтра перепад давления до фильтра и после него достигает 0,2–0,25 МПа, и часто клапан пропускает неочищенное масло в систему.

Система охлаждения двигателя жидкостная закрытого типа с принудительной циркуляцией охлаждающей жидкости. Радиатор трубчато-пластинчатого типа. Для повышения теплоотдачи радиатора к его боковинам прикрепляется специальный диффузор, внутри которого вращается вентилятор. Система охлаждения оборудована двумя термостатами, регулирующими температуру охлаждающей жидкости.

Клапаны термостатов начинают открываться при температуре $70+2$ °С и полностью открываются при температуре 85 °С, направляя жидкость к насосу; система охлаждения снабжена также дистанционным термометром.

Для нормальной работы двигателя температура охлаждающей жидкости не должна превышать 75–95 °С. При понижении температуры до 70 °С следует прикрывать жалюзи,

а если необходимо, утеплять капот и радиатор защитными кожухами.

Система выпуска выхлопных газов состоит из двух выхлопных труб, которые соединяются в одну, выведенную из-под капота вверх. Последняя соединена с расположенным поперек капота искрогасителем. Выхлопные газы, пройдя искрогаситель, через вертикальный патрубок выбрасываются в атмосферу.

Вся силовая установка помещается под капотом, снабженном двумя съемными боковыми дверцами и двумя откидывающимися крыльями. На передней стенке капота крепится облицовка радиатора. Капот прикреплен болтами к настилу и раме радиатора.

Пост управления. Рычаги управления силовой установкой и клапанами мерной емкости расположены на централизованном посту управления. Сюда же выведены рычаги управления подачей топлива, остановки двигателя, включения сцепления, переключения скоростей коробки передач.

На посту управления также установлены выключатели массы и кнопка стартера.

Коробка перемены передач. Коробка перемены передач – трехходовая пятиступенчатая. Все шестерни коробки находятся в постоянном зацеплении.

Первичный вал коробки перемены передач на двух шариковых подшипниках, из которых задний установлен в передней стенке картера коробки и воспринимает осевые и радиальные нагрузки. Второй подшипник помещается в маховике двигателя.

Промежуточный вал также смонтирован на двух подшипниках, из которых передний – роликовый, а задний, воспринимающий радиальные и осевые нагрузки, – шариковый. Вторичный вал коробки перемены передач передним концом опирается на роликовый подшипник, помещенный в гнезде первичного вала. Задний конец вторичного вала опирается на шариковый подшипник, установленный в задней стенке картера коробки перемены передач и удерживающий вал от продольных перемещений. Все шестерни вторичного вала, кроме шестерни I передачи, свободно вращаются относительно вала на игольчатых подшипниках. Для безударного включения II, III, IV и V передач предусмотрены два синхронизатора инерционного типа.

Для смазки коробки перемены передач используют трансмиссионное масло ТС-14,5 с присадкой ДФ-11. Заменители: зимой – авиационные масла МС-20, летом – МС-14, а также все-seasonное масло МТ-16П.

Зубья шестерен и подшипники валов смазываются разбрызгиванием масла, игольчатые подшипники шестерен вторичного вала – маслом под давлением. Для этого на картере коробки перемены передач установлен шестеренчатый масляный насос, приводимый во вращение от переднего конца промежуточного вала.

В верхней крышке коробки расположены узлы механизма переключений. Уход за коробкой передач заключается в периодической проверке уровня масла, своевременной смене масла и переходе на соответствующий сезону сорт масла.

Через каждые 50 ч работы нужно проверять уровень масла в картере. Для этого необходимо отвинтить контрольную пробку, расположенную на левой стенке картера коробки внизу. Масло требуется менять через каждые 200–300 ч работы. Масло из картера коробки перемены передач нужно сливать через оба сливных отверстия.

Масло заливают через заливное отверстие, расположенное на верхней крышке коробки перемены передач справа. При смене масла картер коробки следует обязательно промывать дизельным топливом.

Карданный вал открытого типа с шарнирами, установленными на игольчатых подшипниках, передает крутящий момент от коробки перемены передач к насосу. Шлицевое соединение смазывают с помощью масленки, ввинченной в скользящую вилку. Смазка к игольчатым подшипникам поступает от пресс-масленки через сквозные каналы в крестовине. В центре крестовины помещен предохранительный клапан, который выпускает излишнее масло при заполнении им каналов крестовины и предотвращает повышение давления масла внутри крестовины при нагреве ее во время работы.

В первый раз необходимо смазать узел агрегата после 50 ч работы, а в последующие – через каждые 100 ч работы.

Запрещается смазывать игольчатые подшипники солидолом или другой смазкой, так как они быстро выходят из строя вследствие затвердевания солидола в каналах. Через каждые 40–50 ч работы следует проверять крепления фланцев карданного вала. Все болты крепления должны быть затянуты до отказа.

Необходимо также проверять люфт крестовины в подшипниках. При наличии значительного радиального и торцового зазора в подшипниках крестовин требуется разобрать шарниры и в случае необходимости заменить подшипники и крестовины. Через каждые 100–120 ч работы надо проверять состояние шлицевого конца вала. При наличии задиров или больших износов

шлицев необходимо заменить вал. Скользящее шлицевое соединение после разборки должно быть собрано так, чтобы стрелки, нанесенные на валу и скользящей вилке, располагались на одной прямой.

Шарниры после сборки должны иметь свободное вращение. Если вращение их несколько затруднено, значит, крестовины зажаты с торцов крышками подшипников.

Цементировочный насос 9Т. Цементировочные насосы, установленные на агрегатах типа 5ЦА-320 и ЦА-320М, абсолютно одинаковы. При эксплуатации и ремонте этих насосов необходимо руководствоваться материалами, относящимися к агрегату ЦА-320М.

Манифольд агрегата. Манифольд агрегата включает мерный блок, трубопроводы и арматуру для приема, раздачи и нагнетания жидкости.

Мерная емкость агрегата установлена на раме между насосом и силовой установкой и разделена перегородкой на две равные части: в каждой половине установлены мерные рейки с ценой деления 0,1 м³.

Донные клапаны, как и в агрегатах других типов, позволяют соединять ту или другую половину (или обе половины) мерной емкости с небольшой камерой под ее днищем. Одна приемная 102-мм линия связывает камеру под днищем мерной емкости через трехходовой кран с коллектором насоса. От этой приемной линии через трехходовой кран в торец отходит раздающая 102-мм линия.

На приемной линии предусмотрен сливной краник. В холодную погоду после окончания работы агрегата жидкость, оставшаяся в приемной линии, обязательно нужно слить, открыв сливной краник.

Вторая приемная 102-мм линия позволяет забирать жидкость из цементного бачка, расположенного на земле.

Нагнетательная 51-мм линия насоса 9Т выведена вправо и назад, на этой линии установлен проходной кран диаметром 51 мм.

Сборная 51-мм линия через секторный 25,4-мм кран связывает левый напорный трубопровод насоса с мерной емкостью.

Наливная 51-мм линия расположена с левой стороны агрегата и служит для наполнения мерной емкости жидкостью.

Мерная емкость заполняется жидкостью по трубопроводу диаметром 50 мм, имеющему разветвления с проходными кранами и угольниками на концах в каждую половину бака. Кроме того, в мерную емкость выведена нагнетательная линия насоса, снабженная краном с верньером, условный проход

которого составляет 25 мм. От этой же линии идет основной нагнетательный трубопровод с проходным краном диаметром 50 мм. От мерной емкости к насосу идет приемный трубопровод диаметром 100 мм, имеющий после донных клапанов трехходовой кран с ответвлением и непосредственно у насоса – второй трехходовой кран и вторую приемную линию. На гидравлической части насоса установлены воздушный колпак небольших размеров с манометром и предохранительный клапан.

Для соединения нагнетательной линии агрегата с устьем скважины служит гибкий металлический шланг, состоящий из 51-мм труб высокого давления, установленных на специальных стойках с правой и левой сторон агрегата, и шарниров, установленных на настиле с правой стороны агрегата.

АГРЕГАТ 5ЦА-320С

Цементировочный агрегат 5ЦА-320С отличается от базовой модели 5ЦА-320 наличием специальных саней, к которым он крепится. Сани сварены из труб и проката и представляют собой два полоза, связанные между собой через раму агрегата. Высота саней 700 мм. Конструкция саней позволяет транспортировать агрегат тягачом на небольшие расстояния по заболоченной местности и бездорожью. К полозьям с помощью пальцев крепят дышло с пружинными амортизаторами. Оно может быть прикреплено к передней и задней частям саней. Конструкция полозьев предусматривает возможность подвода пара во внутреннюю полость полозьев для растепления грунта перед транспортированием после длительной стоянки.

Габариты агрегата (мм) – 8830×2650×3210; масса с санями 9820 кг.

АГРЕГАТ 5ЦА-320ГБ

Агрегат в этом исполнении вследствие невысокого удельного давления на грунт, не превышающего давления болотного трактора С-100Б, может транспортироваться этим трактором по заболоченной местности и слабым грунтам. Основное отличие его от агрегата 5ЦА-320С заключается в том, что его базовая модель 5ЦА-320 смонтирована не на санях, а на прицепе, оборудованном гусеничными тележками болотного трактора С-110Б.

Габариты агрегата (мм) – 8050×3300×3870; масса 16 040 кг.

При эксплуатации агрегата 5ЦА-320ГБ, кроме обслужива-

ния основного оборудования, необходимо тщательно следить за состоянием гусеничных тележек прицепа агрегата.

Сорта смазок для различных узлов указаны в инструкции по эксплуатации агрегата.

Основные правила по уходу и эксплуатации:

категорически запрещается смазывать шарнирные соединения гусениц, так как при этом вследствие налипания пыли и грязи они быстро изнашиваются;

следует наполнять смазкой верхние и нижние катки через каждые 120 ч работы гусеничных тележек (общая вместимость одного катка 480–500 г);

через каждые 480 ч работы гусеничных тележек полости катков нужно промывать маслом с помощью шприца до удаления загрязненного и выхода чистого масла;

необходимо ежемесячно следить за наличием масла в полости катков и проводить его дозаправку;

смазывать натяжные колеса той же смазкой и с той же периодичностью, как и катки;

необходимо наполнять смазкой подшипники гусеничных тележек на полуосях через каждые 10 ч работы гусениц (до выхода старой смазки);

концевые подшипники тележек нужно наполнять смазкой через каждые 120 ч работы гусениц;

необходимо контролировать натяжение гусеницы, приподняв ее ломиком над верхним катком (при правильной регулировке ее можно приподнять на 40–50 мм).

При регулировке натяжения гусеницы необходимо: отпустить гайки на вилке натяжного колеса; поворачивая регулировочный винт натяжного устройства, довести натяжение гусеницы до необходимой величины; продвинуть прицеп назад и вперед для равномерного распределения гусеницы; вторично проверить регулировку и затем затянуть гайки на вилке натяжного колеса.

Для предупреждения отвинчивания регулировочного винта необходимо следить за тем, чтобы расстояние между вилкой натяжного колеса и направляющим кронштейном регулировочного винта не превышало 210 мм. При большем ослаблении можно снять одно звено.

БЛОК ВОДОПАДАЮЩИЙ БВ-15

При цементировании, а также при выполнении других работ часто возникает необходимость перекачивать какую-либо жид-

кость. Например, при приготовлении тампонажного раствора нужно подавать жидкость затворения в смешительное устройство или воду в цементировочные агрегаты и т.п. Использовать для этого цементировочный агрегат нерационально. Для этой цели был создан так называемый водоподающий блок, в который входят трехплунжерный насос 1В с приводным двигателем ГАЗ-51А и коробкой перемены передач с рычагами управления, пульт с приборами контроля температуры охлаждающей воды и давления масла в системе смазки двигателя, а также средства управления режимом приводного двигателя.

Водоподающий блок БВ-15 (рис. 6.20) оснащается цементно-смесительным устройством гидровакуумного типа с приемной воронкой и напорной трубой, цементным бачком с сеткой, всасывающим и нагнетательным шлангами в сборе, благодаря чему он может быть использован для автономного приготовления различных растворов. Оборудование водоподающего блока БВ-15 смонтировано на прицепе или на санях.

Ремонт и техническое обслуживание водоподающего блока необходимо проводить в соответствии с разделами инструкций

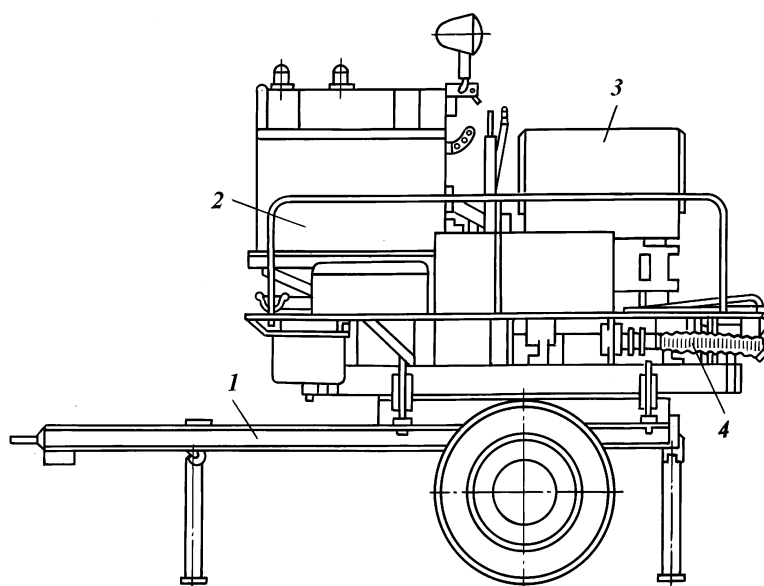


Рис. 6.20. Водоподающий блок БВ-15:
 1 – прицеп; 2 – двигатель с коробкой перемены передач и рычагами управления; 3 – водоподающий насос 1В; 4 – манифольд

по эксплуатации агрегата ЦА-320М, относящимися к двигателю ГАЗ-51А и насосу 1В, а также цементно-смесительной машине 2СМН-20. Различие заключается лишь в том, что в смесительную воронку блока БВ-15 сухой материал подается вручную.

Общая характеристика водоподающего блока

БВ-15

Максимальная подача насоса, л/с.....	13
Давление, МПа	1,5
Производительность цементно-смесительного устройства (в пересчете на сухой цемент), т/мин ...	1,0
Габаритные размеры, мм:	
на прицепе-ропуске	
длина	4000
ширина	2400
высота	2780
на санях	
длина	5250
ширина	2400
высота	2330
Масса (без заправки), кг:	
на прицепе-ропуске	2740
на санях	2860

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ УНБ1Р-400

Данная насосная установка предназначена для выполнения тех же работ, что и другие насосные установки, но отличается от них тем, что ее оборудование смонтировано не на шасси автомобиля, а на раме (буква "Р" в шифре). Она предназначена для выполнения работ на морских нефтяных и газовых скважинах, расположенных на отдельных основаниях и приэстакадных площадках, а также может быть использована при бурении отдельно расположенных и кустовых скважин.

Установка УНБ1Р-400 (рис. 6.21) смонтирована на раме. В ее состав входит следующее оборудование: силовая установка с дизельным двигателем и фрикционной муфтой, промежуточный вал, коробка перемены передач, зубчатая муфта, насос 11Т, манифольд и прочее оборудование, аналогичное оборудованию цементировочного агрегата ЗЦА-400А.

Техническая характеристика установки насосной УНБ1Р-400

Полезная мощность, кВт.....	257
Максимальное давление, МПа	40
Идеальная подача при максимальном давлении, дм ³ /с	7,4
Максимальная идеальная подача, дм ³ /с.....	36,5
Давление при максимальной идеальной подаче, МПа	8
Монтажная база	Рама

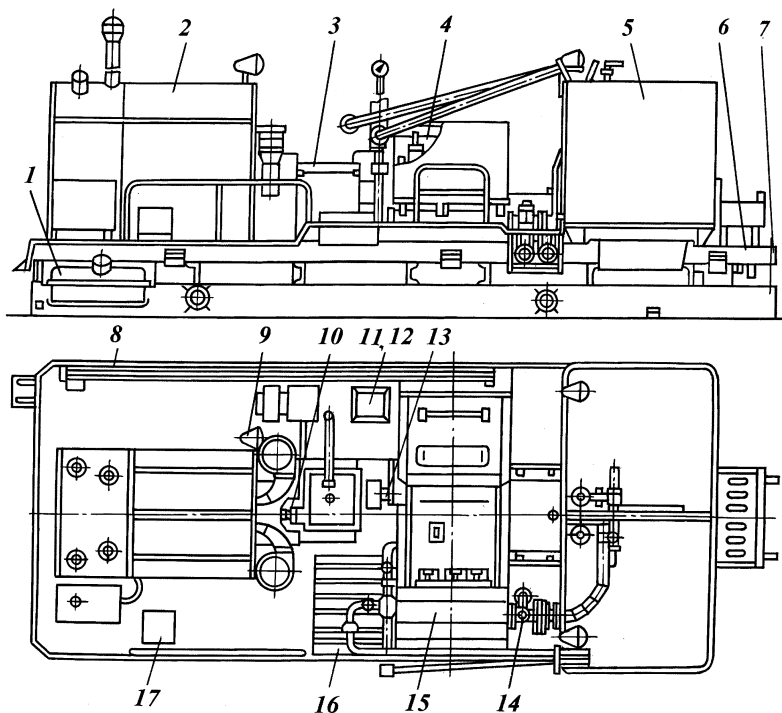


Рис. 6.21. Насосная установка УНБ1Р-400:

1 – установка топливных баков; 2 – силовая установка; 3 – коробка перемены передач; 4 – насос; 5 – замерный бак; 6 – монтаж агрегата; 7 – подрамник; 8 – вспомогательный трубопровод; 9 – электрооборудование; 10 – промежуточный вал; 11 – пост управления; 12 – контрольно-измерительные приборы; 13 – редуктор с муфтой; 14 – манифольд; 15 – ограждение гидравлической части насоса; 16 – установка аккумуляторов; 17 – инструментальный ящик

Привод насоса высокого давления	От силового агрегата, смонтированного на платформе установки
Габариты установки, мм:	
длина	7340
ширина	2900
высота	2800
Масса установки полная, кг	13 320
<i>Двигатель В2-500АВ-СЗ</i>	
Тип	Четырехтактный быстроходный с непосредственным впрыском топлива и жидкостным охлаждением

Номинальная мощность двигателя при частоте вращения вала 1800 об/мин, кВт	368
Эксплуатационная мощность двигателя при частоте вращения вала 1600 об/мин, кВт	344
Удельный расход топлива на эксплуатационном режиме, г/(кВт·ч)	230
Система охлаждения	Жидкостная с принудительной циркуляцией охлаждающей жидкости
Система смазки	Циркуляционная под давлением
Система запуска	Электростартером или сжатым воздухом
Вместимость топливного бака, л	110
Тип аккумуляторов	6ТСТ-132ЭМС
<i>Насос высокого давления 11 Т</i>	
Тип	Трехпоршневой приводной горизонтальный двойного действия
Ход поршня, мм	200
Диаметр сменных втулок, мм	110, 125, 140
Наибольшее число двойных ходов	127
Передаточное число приводной части	4,38
Редуктор	Одноступенчатый с косозубой цилиндрической парой
Передаточное число	1,81
<i>Коробка перемены передач 4КПм-500</i>	
Тип	Двухходовая четырехскоростная
Передаточные числа	I-4,66; II-3,26; III-2,20; IV-1,59
Зубчатые передачи	Цилиндрические с косым зубом: модуль нормальный $m_n = 8$ мм; угол наклона зубьев - $8^{\circ}86'34''$
Опоры валов	Роликовые подшипники конические
Управление коробкой перемены передач	Механическое
<i>Манифольд</i>	
Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	100
раздающего	100
нагнетательного	50
Объем мерной емкости, м ³	6

Эксплуатационные режимы установки УНБ1Р-400 при частоте вращения вала двигателя 1600 об/мин приведены в табл. 6.3.

Установка УНБ1Р-400 не может быть использована для приготовления тампонажного раствора, так как не имеет водоподающего насоса.

Таблица 6.3

Режимы работы установки УНБІР-400

Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Включенная передача	Давление (МПа) при диаметре втулки, мм			Идеальная подача (дм ³ /с) при диаметре втулки, мм		
		110	125	140	110	125	140
43,2	I	40,0*	30,0*	23,5*	7,4	9,8	12,5
62,0	II	27,5	21,0	16,2	10,5	14,0	18,0
91,8	III	18,5	14,0	11,0	15,7	20,6	26,5
127,0	IV	13,5	10,0	18,0	21,5	28,7	36,5

*Величины ограничиваются предохранительным клапаном.

МАНИФОЛЬД И ПРОЧЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Манифольд установки состоит из приемной, раздающей и нагнетательной линий. Приемная линия соединена с насосом 11Т, оборудована трехходовым краном, заглушкой и позволяет откачивать жидкость либо из мерной емкости, либо из цементного бачка, расположенного на земле.

Раздающая линия оборудована трехходовым краном и предназначена в основном для соединения с водоподающей установкой.

Трубопровод нагнетательной линии имеет воздушный колпак, предохранительный клапан, разделитель с манометром и проходными кранами высокого давления.

Нагнетательная линия выведена в заднюю часть агрегата и заканчивается уплотнительным конусом и гайкой.

Сбрасывают жидкость из насоса по контрольной линии, расположенной с противоположной от нагнетательной линии стороны, в мерную емкость.

Предохранительный клапан имеет сменные предохранительные гвозди на давление 40, 32 и 23 МПа, в зависимости от установленных цилиндрических втулок с диаметрами соответственно 110, 125 и 140 мм. При срабатывании предохранительного клапана жидкость от него отводится по трубе в мерную емкость.

Установка также оснащена приемным рукавом диаметром 100 мм и вспомогательным трубопроводом высокого давления (условный проход 50 мм) общей длиной 22 м (пять труб длиной по 4 м и одна труба короткая) и шестью шарнирными металлическими соединениями. Вспомогательный трубопровод в транспортном положении уложен на специальных стойках на настиле установки. Приемный рукав крепят под настилом.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ И ДРУГИХ РАБОТ

Большинство тампонажных организаций выполняют различные технологические работы при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. При этом используется цементировочное специальное оборудование, в состав которого входят насосные установки для гидроразрыва пласта типа УН, песко-смесительные установки различных типов и автоцистерны для перевозок жидкостей, используемых при проведении таких операций.

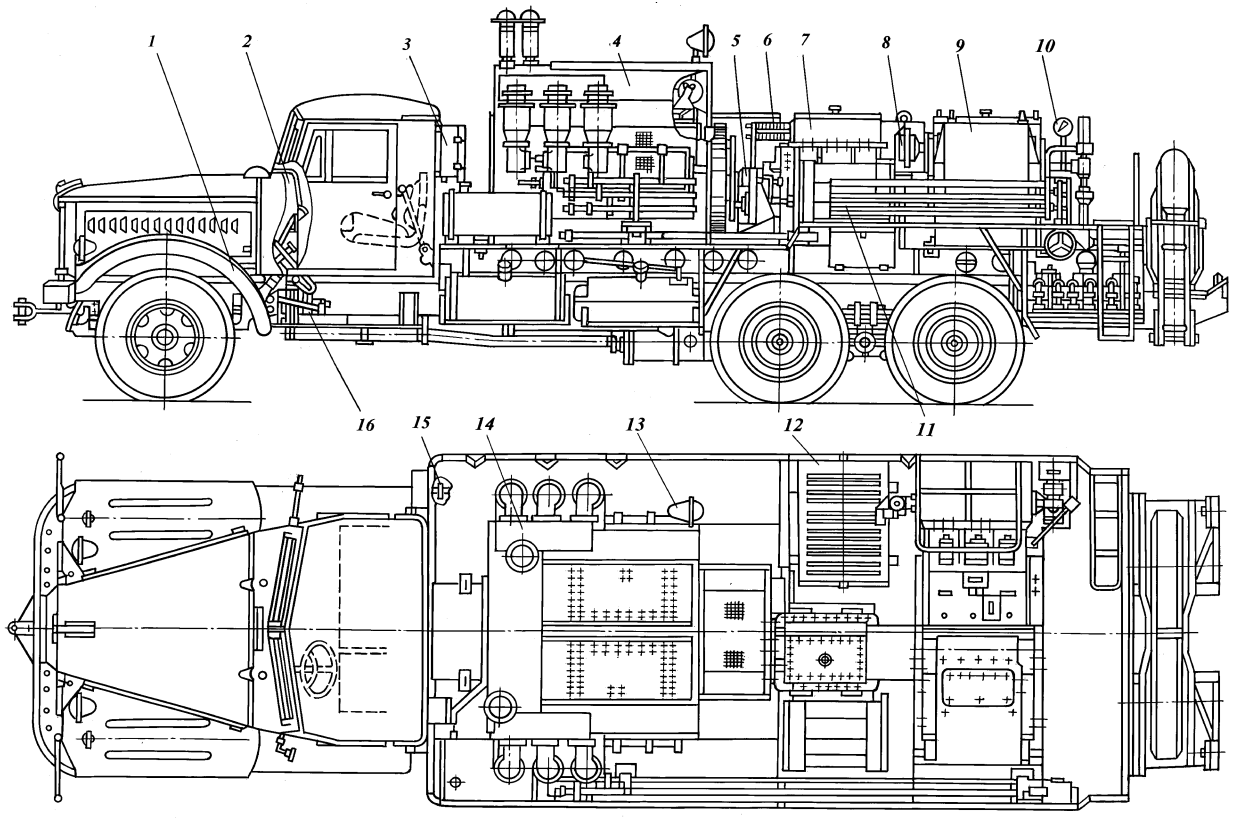
НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ 4АН-700

Насосный агрегат 4АН-700 (рис. 6.22) предназначен в основном для нагнетания смеси жидкости и песка при гидравлическом разрыве пласта, гидроперфорациях и для выполнения других работ. В некоторых тампонажных конторах эти агрегаты используют также при цементировании скважин. Для этого их дополнительно оснащают небольшими мерными баками и необходимой арматурой и трубопроводами. В отличие от других типов агрегатов на агрегате 4АН-700 установлены плунжерные насосы 4Р-700 (рис. 6.23), что дает возможность использовать их для нагнетания абразивных жидкостей (жидкость с песком и др.).

Агрегат 4АН-700 смонтирован на шасси автомобиля КраЗ-287. На агрегате установлен мощный двигатель (590 кВт), позволяющий насосу развивать давление 70 МПа при подаче 6,3 л/с. Режимы работы агрегата приведены в табл. 6.4. При работе этого двигателя рекомендуется применять наушники с антифонами. Основные технические данные агрегата, его конструкция и правила эксплуатации приводятся в материалах инструкции по эксплуатации агрегата 4АН-700, составленной АЗИНМАШем и Грозненским заводом "Красный молот".

Техническая характеристика насосного агрегата 4АН-700

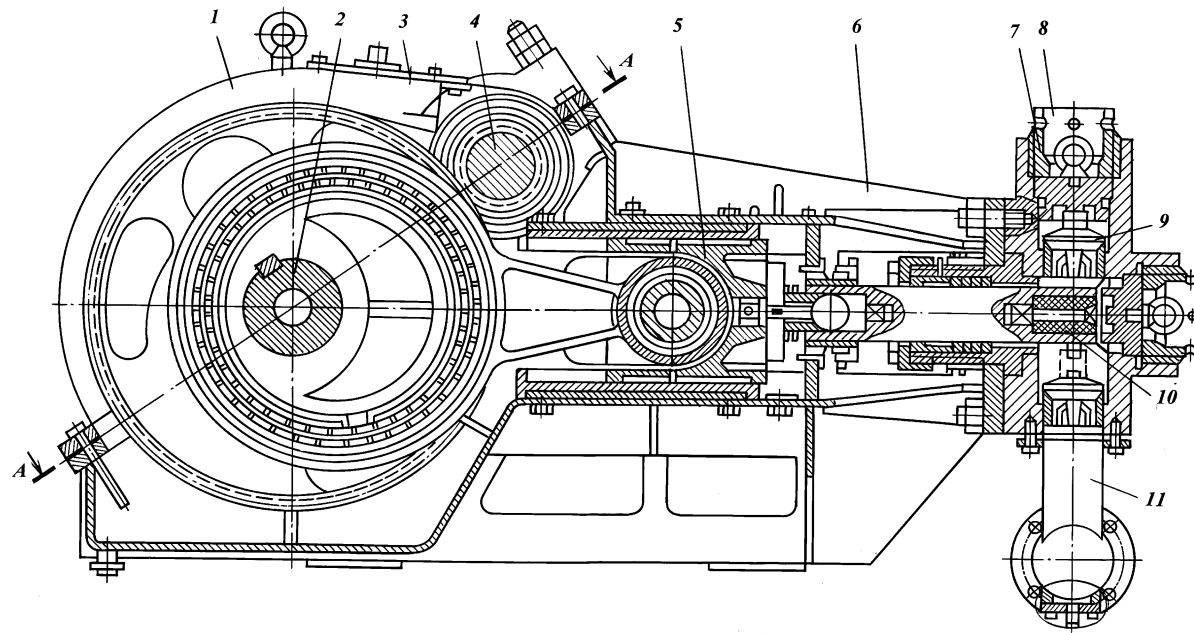
Максимальная подача, л/с.....	22
Давление при максимальной подаче, МПа	20,7
Максимальное давление, МПа	70
Подача при максимальном давлении, л/с	6,3
Монтажная база	Трехосный грузовой автомобиль КраЗ-257
Грузоподъемность автомобиля, т	10-12
Двигатель	Внутреннего сгорания четырехтактный



Максимальная мощность двигателя при частоте вращения вала 2100 об/мин, кВт	175
<i>Силовая установка</i>	
Шифр	4УС-80
Двигатель	Бескомпрессорный дизельный с воспламенением от сжатия марки В2-800ТК
Максимальная мощность при частоте вращения вала 2000 об/мин, кВт	590
Максимальный крутящий момент при частоте вращения 1200 об/мин, кН·м	3,06
Устойчивая частота вращения холостого хода, об/мин	500
Эксплуатационная мощность (с учетом расхода на привод вентилятора), кВт	530
Частота вращения вала двигателя, соответствующая эксплуатационной мощности, об/мин	1800
Удельный расход топлива на эксплуатационном режиме, г/(кВт·ч)	200
Топливо	Дизельное
Суммарная вместимость топливных баков, л.....	300
Общая вместимость баков, включая топливные баки автомобиля, л.....	780
Система смазки	Циркуляционная под давлением с охлаждением масла в радиаторах, обдуваемых воздухом
Масло	Указанное в описании и руководстве по эксплуатации дизеля В2
Удельный расход масла на эксплуатационном режиме, г/(кВт·ч)	20
Давление масла в трубопроводе после масляного фильтра, МПа:	
при эксплуатационном режиме	0,6–0,9
при минимально устойчивой частоте вращения вала двигателя	≥ 0,2
Температура масла на входе в масляную систему дизеля, °С	40–80
Температура масла на выходе из масляной системы дизеля, °С	≤ +90
Вместимость масляного бака, л	160
Охлаждение дизеля	Водяное принудительное циркуляционное
Температура воды, °С:	
входящей	≥ 50
выходящей	≤ 90

Рис. 6.22. Насосный агрегат 4АН-700:

1 – шасси автомобиля; 2 – контрольно-измерительные приборы; 3 – щиток электроаппаратуры; 4 – силовая установка; 5 – промежуточный вал; 6 – система механического управления коробкой перемены передач; 7 – коробка перемены передач четырехскоростная с механическим управлением; 8 – зубчатая муфта; 9 – трехплунжерный насос для гидроразрыва пласта; 10 – манометр; 11 – вспомогательный трубопровод; 12 – установка аккумуляторов; 13 – фара; 14 – установка воздухоочистителей; 15 – электрооборудование; 16 – управление фрикционным и топливным насосом



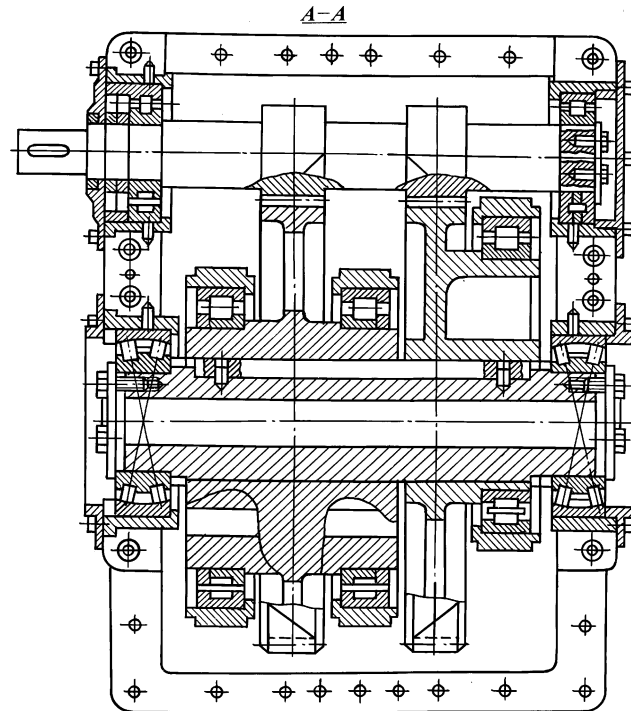


Рис. 6.23. Насос 4P-700:

1 – станина насоса; 2 – вал коренной в сборе; 3 – крышка; 4 – трансмиссионный вал; 5 – шатунно-крейцкопфная группа; 6 – крышка станины; 7 – гидравлическая часть; 8 – крышка клапана; 9 – клапан; 10 – заглушка; 11 – приемный коллектор

Т а б л и ц а 6.4

Режим работы агрегата 4АН-700

Включенная передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Теоретическая подача (л/с) при диаметре плунжера, мм		Давление (МПа) при диаметре плунжера, мм	
		100	120	100	120
I	80	6,3	9,0	71,9	50,0
II	109	8,5	12,3	52,9	36,6
III	153	12	17,3	37,4	26,0
IV	192	15	22,0	29,8	20,7

Примечание. Приведенные параметры определены при коэффициенте полезного действия агрегата $\eta = 0,83$, коэффициенте наполнения $\alpha = 1$ и частоте вращения вала дизеля 1800 об/мин.

Тип радиатора	Трубчатый
Число радиаторов.....	4
Вместимость заправочной емкости для воды, л.....	260
Система запуска	Электростартером
Подогреватель воды и масла перед запуском дизеля.....	ПЖД-600 (поставляемый по специальному заказу)
<i>Коробка перемены передач</i>	
Шифр	ЗКПМ
Максимальная передаваемая мощность при частоте вращения ведущего вала 1800 об/мин, кВт	530
Число ступеней	4
Передаточные числа на передаче:	
I.....	4,67
II.....	3,43
III.....	2,43
IV.....	1,94
Зубчатые передачи	Цилиндрические с косым зубом (модуль $m_n = 8$; угол наклона зубьев $- 8^{\circ}6'34''$)
Опоры валов.....	Роликовые подшипники конические
Система смазки зубчатых колес и подшипников валов.....	Разбрызгиванием из общей масляной ванны
Система смазки подшипников скольжения зубчатых колес выводного вала	Принудительная, шестеренчатым насосом
Масло	Летом – промышленное 50, зимой – промышленное 30
Управление коробкой	Механическое дистанционное из кабины водителя автомобиля
Заправочная вместимость коробки перемены передач, л.....	40
<i>Манифольд агрегата</i>	
Диаметр проходного сечения трубопровода, мм:	

приемного	130
нагнетательного	50
Число труб вспомогательного трубопровода	6
Общая длина вспомогательного трубопровода, м....	23,5
Условный диаметр приемного шланга, мм	127
Соединение труб	Шарнирное
<i>Насос 4P-700</i>	
Тип.....	Трехплунжерный горизонтальный одинарного действия со сменными плунжерами
Диаметр сменных плунжеров, мм	100; 120
Ход плунжера, мм	200
Максимальная частота вращения вала насоса, об/мин	192
Максимальная подача, л/с.....	22
Максимальное допустимое давление, МПа	70,0
Подача от трансмиссионного вала к коренному	Зубчатая с косым зубом (торцовый модуль $m_s = 8$)
Передаточное число	4,83
Система смазки:	
приводной части	Разбрызгиванием из масляной ванны
плунжеров	Пресс-масленками
масло	Трансмиссионное для промышленного оборудования (нигрол), летнее и зимнее (ТУ 38-101529-78)
Вместимость заправочной емкости, л	65
Диаметр проходного сечения коллектора, мм:	
приемного	130
нагнетательного	70
Смазка плунжера	Консистентная: летом – солидол УС-1, зимой – солидол УС-2

КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ИМ

Для успешного проведения процесса цементирования и качественного разобщения пластов необходимо выполнение ряда условий. Основные из них – соблюдение заданного режима цементирования, обуславливающего достижение максимально допустимой скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве при допустимых давлениях на цементированной головке, забое и в необсаженном стволе скважины, а также заданного времени цементирования в соответствии с рецептурой выбранного для цементирования тампонажного раствора.

Основным параметром, по которому можно судить о соответствии свойств тампонажного раствора, приготовляемого при цементировании и выбранного в лаборатории, является

его плотность ρ . В настоящее время применяются растворы плотностью от 1,0 до 2,5 г/см³. Даже весьма незначительные отклонения плотности раствора от заданной приводят к значительным изменениям его свойств. Для раствора из чистых портландцементов допускается отклонение плотности от заданной не более $\pm 0,03$ г/см³, а для утяжеленных или облегченных растворов – не более $\pm 0,05$ г/см³.

В связи с этим контролировать плотность раствора при цементировании нужно таким прибором, который позволяет проводить измерения с требуемой точностью. Кроме того, следует отметить, что применяемый в настоящее время метод подсчета плотности раствора как среднеарифметического всех замеров в процессе приготовления раствора непригоден для оценки, поскольку среднее арифметическое не дает представления о фактических отклонениях плотности раствора от заданной и о количествах некондиционного раствора, закачанного в скважину, в случае значительных отклонений его плотности и, естественно, свойств.

Обычно требуется определить плотность приготавливаемого раствора каждой цементно-смесительной машиной (установкой смесительной) специальным ареометром типа АБР (АГ-2), по данным которого вносят коррективы в режим работы по приготовлению раствора. В начальный период приготовления раствора плотность замеряют каждые 30–50 с. Это позволяет сократить время выхода на заданную плотность раствора. Последние смесительные установки УС6-30 оснащаются тахометрами, что позволяет, ориентируясь на опыт предшествующих цементирований, быстрее получать кондиционный раствор. В смесительных установках с пневматической подачей сухого материала в смесительное устройство скорость подачи регулируется задвижкой.

При цементировании обязательно должна использоваться станция контроля цементирования типа СКЦ. Эта станция позволяет замерять и регистрировать основные параметры цементирования, в том числе и плотность закачиваемого раствора. Таким образом, по диаграммной ленте после цементирования можно оценить, какой по качеству раствор закачан в различные интервалы скважины. Однако оперативно управлять процессом приготовления раствора каждой смесительной установкой по показаниям СКЦ нельзя.

В процессе цементирования весьма важно иметь представление о так называемой подвижности раствора, т.е. о возможности прокачивания его насосами цементировочных агрегатов по гидравлической системе наземное оборудование – скважина.

Подвижность раствора определяют по конусу АзНИИ. Величину диаметра расплыва раствора на стеклянной шкале этого прибора принято считать подвижностью (растекаемостью) раствора. Раствор считается соответствующим действующим ГОСТам, если диаметр круга его расплыва не менее 180 мм. Для глубоких скважин с малыми зазорами величину подвижности следует увеличивать до 220 мм. Растекаемость с помощью прибора АзНИИ можно определять очень быстро, что позволяет при необходимости оперативно регулировать качество раствора.

Поскольку растекаемость раствора не определяет его реологических свойств и не дает представления об изменении его подвижности во времени, ее необходимо рассматривать как ориентировочно отражающую свойства раствора.

Для получения раствора с помощью гидровакуумного смесительного устройства, которым оснащаются смесительные установки, очень важно правильно выбрать соотношение между сухим материалом и жидкостью, подаваемыми в смесительное устройство. О темпе подачи сухого материала в смеситель можно судить по частоте вращения подающих шнеков (по показаниям тахометра), а жидкости затворения – по давлению в линии перед смесительным устройством.

Давление нагнетания тампонажного раствора, буферной и продавочной жидкостей контролируется по манометрам, установленным на насосах установок и цементировочной головке, и регистрируется на диаграммной ленте вторичного прибора станции контроля, датчик которого установлен на блоке манифольда.

Вследствие высокой пульсации давления в нагнетательных линиях цементировочных агрегатов манометры оснащают демпфирующими устройствами, предохраняющими механизм манометра от поломок, однако такое "заглубление" прибора затрудняет определение момента посадки верхней разделительной пробки на стоп-кольцо, при котором не допускается превышение давления над рабочим более чем на 2,5– 3,0 МПа. Кроме того, максимальные давления пульсации в большинстве случаев превосходят значения давления опрессовки, что недопустимо, а между тем манометры с демпфером величину этих пиковых давлений не фиксируют.

В последней модели станции контроля предусмотрена возможность регистрации момента посадки разделительной пробки на стоп-кольцо по давлению на диаграммной ленте в большем масштабе, что значительно облегчает фиксирование этого момента.

Темп и объем закачанного в скважину тампонажного раствора следует контролировать по данным станции контроля цементирования и количеству использованной жидкости затворения. Расхождение фактического и расчетного объемов приготовленного раствора более чем на 5 % не допускается.

Объемы буферной и продавочной жидкостей, закачаных в скважину, контролируют с помощью мерных емкостей насосных установок и расходомера станции контроля цементирования. Если после закачивания расчетного объема продавочной жидкости "давление стоп" не зафиксировано, допускается закачать еще 5 % жидкости от расчетного объема.

В настоящее время вместо станции контроля цементирования СКЦ2М-69 выпускаются более совершенная станция СКЦ2М-80 и ее модификации.

СТАНЦИЯ КОНТРОЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКЦ2М-80

Станция СКЦ2М-80 предназначена для автоматического контроля на устье нефтяных и газовых скважин основных параметров закачиваемых электропроводящих жидкостей и технологических режимов процесса, а также для оперативного управления этим процессом и параметрами раствора.

Станция СКЦ2М-80 является самоходным комплексом измерительных и вспомогательных средств, размещенных на двух автомашинах повышенной проходимости, и состоит из блока манифольдов с измерительными преобразователями и блока лаборатории со вторичными и вспомогательными приборами. С помощью аппаратуры станции можно контролировать и регистрировать следующие технологические параметры: давление, мгновенный расход, суммарный объем и плотность закачиваемой жидкости.

Станцию СКЦ2М-80 можно использовать при проведении гидроразрыва пласта и других технологических операций.

Выпускаются также блочные модификации станции с индексами в шифре 01 и 02. Первая предназначена для использования в составе систем контроля на морских плавучих буровых установках, буровых судах и стационарных многоярусных платформах, вторая – для использования на морских эстакадах, одиночных мелководных платформах и на труднодоступных разведочных буровых на суше.

Структурная схема станции СКЦ2М-80 приведена на рис. 6.24.

Основой функционирования станции являются приборы измерения давления, плотности и расхода раствора, прокачанно-

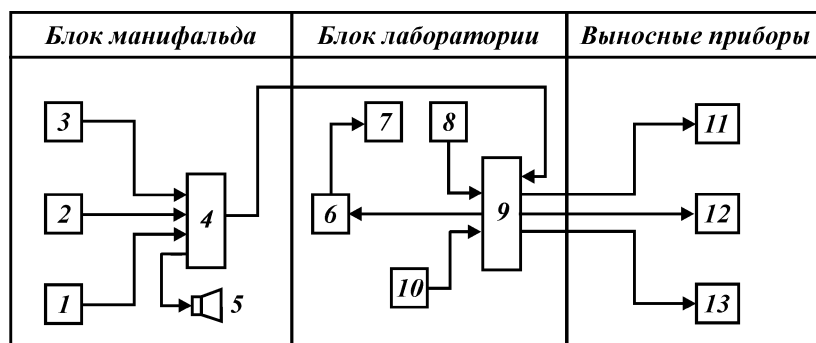


Рис. 6.24. Структурная схема станции контроля цементирования СКЦ2М-80: 1, 2, 3 – преобразователь соответственно расхода, плотности и давления; 4 – вводная коробка; 5 – громкоговоритель; 6 – блок режимов цементирования; 7 – блок регистраторов; 8 – блок силовой и связи; 9 – панель разъемов; 10 – усилитель громкоговорящей связи; 11 – выносной указатель контролируемых параметров; 12 – выносной указатель плотности; 13 – выносной блок связи

го через цементировочный манифольд. Электрические сигналы, несущие измерительную информацию от преобразователей расхода 1, плотности 2 и давления 3, расположенных в линии цементировочного манифольда, поступают через вводную коробку 4 и панель разъемов 9 на блок режимов цементирования 6 и блок регистраторов 7. Информация о наличии давления, плотности и расхода отображается на стрелочных показывающих приборах блока режима цементирования, а объем закачанного раствора – на электронном и электромеханическом счетчиках. Дублирование показаний осуществлено с целью повышения надежности получаемых данных при ответственных технологических операциях, а также на случай кратковременного отключения электропитания. Вся измерительная информация регистрируется на диаграммных лентах четырех приборов Н-392, на боковом поле которых дополнительно регистрируется объем закачанного раствора.

Три самопишущих прибора регистрируют на диаграммной ленте величины давления, расхода и плотности раствора, а четвертый – изменение давления при работе в режиме "Стоп". Все эти приборы имеют отметчик, фиксирующий закачку 1 м³ жидкости.

Каналы контроля давления и плотности раствора имеют световую сигнализацию, мигающий режим горения которых означает отклонение величин контролируемых параметров от заданных рукоятками соответствующих установок.

В состав станции контроля включена система оперативного

управления процессом: громкоговоритель 5 и усилитель громкоговорящей связи 10, выносные указатели контролируемых параметров 11 и выносной указатель плотности 12, дублирующие показания прибора блоков регистраторов, а также телефонную связь с оператором станции, находящимся в автомобиле-лаборатории, и прямой выход на громкоговорящую установку.

Плотность раствора измеряют прибором, действие которого основано на измерении собственной частоты колебаний F U-образного трубчатого элемента (вibrатора), через который прокачивается измеряемая жидкость. При этом

$$F = K \sqrt{C / (m_{\text{ж}} + m_{\text{с}})},$$

где K – коэффициент; C – жесткость вibrатора; $m_{\text{ж}}$, $m_{\text{с}}$ – соответственно масса жидкости и стали в приборе.

Как видно из формулы, при измерении массы жидкости в U-образном вibrаторе собственная частота его колебаний при постоянных K , $m_{\text{с}}$ и C будет изменяться, что будет фиксироваться на приборе как изменение плотности перекачиваемой жидкости.

Для компенсации влияния температуры, давления и внешних механических воздействий в приборе применяются два вibrатора с разными массами, что обуславливает их разные собственные частоты.

Частотные сигналы с вibrаторов поступают на преобразователь фазности частот в напряжение с одновременной линеаризацией характеристики преобразования плотность – напряжение.

Принцип действия прибора для измерения расхода основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный преобразователь расхода представляет собой участок трубы из немагнитной стали с изолированной внутренней поверхностью и двумя диаметрально расположенными изолированными электродами, с которых снимается измерительный сигнал. На среднем участке имеется прямоугольный магнитопровод, создающий внутри трубы магнитное поле.

При прохождении электропроводной жидкости через однородное магнитное поле в ней, как в движущемся проводнике, наводится электродвижущая сила E , величина которой пропорциональна скорости потока:

$$E = Blv,$$

где B – индукция магнитного поля в зазоре между полюсами магнитопровода, Вб; l – расстояние между электродами (диаметр проходного сечения), м; v – средняя скорость потока, м/с.

Можно также записать

$$E = (9,8 \cdot 10^{-5} BQ)/l,$$

где Q – объемный расход жидкости, л/с.

Измеренный сигнал после преобразования поступает на регистрирующее устройство.

Для измерения давления в станции применен серийный преобразователь давления ПДР1, принцип действия которого основан на преобразовании прогиба мембраны чашеобразного упругого элемента, воспринимающего непосредственно (без разделителя) давление в контролируемой линии. Полученный в датчике сигнал после преобразования поступает на показывающий прибор М-381 контроля давления и самопишущий прибор К-392, регистрирующий давление по шкале "Стоп". Это позволяет наблюдать и регистрировать в большом масштабе небольшие изменения давления, четко устанавливая момент посадки разделительной пробки на стоп-кольцо во время продавливания тампонажного раствора. При этом есть возможность наблюдать и регистрировать отклонение давления ± 4 МПа по всей ширине ленты, а второй прибор Н-392 в это же время регистрирует истинное давление в первоначальном масштабе.

Диапазоны измерения контролируемых параметров и пределы допускаемой погрешности приведены в табл. 6.5.

Т а б л и ц а 6.5

Диапазон измерения контролируемых параметров и пределы допускаемого значения основной погрешности станций контроля

Контролируемый параметр	Диапазон измерения	Пределы допускаемого значения основной погрешности измерения, %		
		электрических выходных сигналов	показывающих приборов	регистрирующих приборов
СКЦ2М-80				
Давление, МПа	0–40	–	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
Плотность, г/см ³	0,8–2,6	–	$\pm 2,0$	$\pm 4,0$
Расход, л/с	0–100	–	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
Объем, м ³	2–999,9	–	$\pm 2,5$	–
СКЦ2М-80-01 (СКЦ2М-80-02)				
Давление, МПа	0–40	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
Плотность, г/см ³	0,8–2,6	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 4,0$
Расход, л/с	0–100	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
Объем, м ³	2–999,9	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	–

СВЕДЕНИЯ ОБ ОСНОВНЫХ ПРАВИЛАХ
ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ
ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Порядок подготовки к цементированию. По прибытии на буровую инженер по тампонажным работам должен ознакомиться с фактическими данными о спущенной обсадной колонне и провести проверочный расчет необходимых объемов продавочной и затворяющей жидкостей и сухого тампонажного раствора в соответствии с заданной рецептурой тампонажного раствора. При пересчете объема тампонажного материала следует учитывать, что возможные его потери (при догрузке бункеров, перегрузке из одного бункера в другой, подготовке оборудования к работе и в период выхода цементно-смесительных машин на заданный режим, а также из-за неполного опорожнения бункеров и т.д.) могут достигать 5–10 % по каждой цементно-смесительной машине, участвующей в процессе затворения. Начальник буровой или буровой мастер должен проконтролировать по накладным соответствие количества тампонажного материала, указанного в плане работ, доставленному на буровую.

Для обеспечения режимов цементирования, указанных в плане работ, инженер по тампонажным работам должен проверить соответствие количества исправной цементировочной техники, прибывшей на буровую, расчетному. При этом следует иметь в виду, что число цементировочных и цементно-смесительных агрегатов, а также передвижных емкостей для жидкости затворения следует определять, исходя из объема тампонирующих смесей и продавочной жидкости с учетом завершения процесса цементирования в расчетное время.

Лабораторию СКЦ и ее выносные приборы необходимо расположить таким образом, чтобы обеспечить удобство контроля процесса цементирования и управления им.

Цементировочные агрегаты, цементно-смесительные машины и блок манифольда СКЦ необходимо расставить в соответствии с утвержденной для данной скважины технологической схемой и соединить трубопроводами и шлангами. При этом для повышения точности измерения объема жидкости мерными баками цементировочные агрегаты следует установить горизонтально. Для обеспечения контроля технологических параметров цементирования и удобства обслуживания цементировочной техники расстояние между агрегатами должно быть не менее 1,5 м.

Инженер по тампонажным работам должен проконтролиро-

вать правильность обвязки цементировочных агрегатов, цементно-смесительных машин и другого технологического оборудования трубопроводами, а также проверить наличие расчетного объема жидкости затворения с учетом запаса 1,5–2 м³ на каждую цементно-смесительную машину, участвующую в процессе цементирования. Это необходимо для восполнения потерь в период пуска в работу цементно-смесительных машин и цементировочных насосов, а также для обеспечения промывки трубопроводов после нагнетания тампонажного раствора в скважину. Составы воды затворения и воды, использованной при подборе рецептуры раствора в лабораторных условиях, должны быть одинаковы. Затем следует ввести химические реагенты в воду затворения в соотношениях, установленных лабораторными анализами, с контролем их количества объемным или весовым способом и проверить наличие необходимого объема буферной жидкости.

Перед установкой цементировочной головки необходимо проверить соответствие наружного диаметра разделительной пробки внутреннему диаметру спущенной обсадной колонны, работу стопорных устройств и правильность установки пробки в цементировочной головке.

На цементировочной головке нужно установить кран (вентиль) высокого давления с резьбой под манометр и иметь исправный манометр для возможности установки его после окончания процесса продавливания и отсоединения от цементировочной головки напорных трубопроводов.

На цементно-смесительной машине необходимо проверить соответствие диаметра штуцера в гидравлическом смесителе применяемым тампонажным материалам (для утяжеленных материалов диаметр штуцера должен быть 10–12 мм, для стандартных цемента – 14–16 мм, для облегченных материалов – 16–18 мм).

Во время подготовки к цементированию нужно провести инструктаж операторов, обслуживающих цементировочную технику, дав конкретные задания и указав величины технологических параметров, которые должны быть выдержаны в процессе цементирования.

После выполнения подготовительных операций все напорные трубопроводы необходимо опрессовать на полуторакратное давление от максимально возможного в процессе цементирования, указанного в плане работ на крепление скважины. При этом давление опрессовки необходимо контролировать по стрелочному прибору СКЦ и сопоставлять его показания с показаниями манометра, установленного на цементировочном насосе

агрегата, производящего опрессовку. Весь процесс опрессовки записать на диаграмме регистратора СКЦ.

Перед началом цементирования следует провести контрольные прокачивания продавочной жидкости через блок манифольда СКЦ в объеме не менее 5 м³ с подачей, заданной в плане работ. При этом все технологические параметры, контролируемые СКЦ, следует зафиксировать на диаграмме регистраторов и сверить с фактическими.

Инженеру по тампонажным работам в период подготовки к цементированию необходимо проверить возможность регулярного отбора контрольных проб тампонажного раствора в каждой точке затворения.

Для обеспечения своевременного контроля за плотностью приготавливаемого тампонажного раствора необходимо на каждые две одновременно работающие цементно-смесительные машины иметь пост контроля, который должен состоять из одного лаборанта, представителя от управления буровых работ и двух рабочих для отбора проб раствора из каждой точки затворения.

При цементировании обсадных колонн следует использовать буферную жидкость, необходимое количество которой определяется по существующей методике. Перед использованием жидкости необходимо проверить характер воздействия ее на буровой и тампонажный растворы; при этом ухудшение их свойств не допускается.

Цементирование. Процесс цементирования включает следующие операции: нагнетание буферной жидкости в скважину, приготовление и нагнетание тампонажного раствора, промывку линий и набор продавочной жидкости в мерные емкости агрегатов, продавливание разделительной пробки и цементного раствора в скважину до получения сигнала "Стоп", выполнение заключительных работ.

В зависимости от способа цементирования или в связи с применением нестандартных устройств (осреднительных емкостей, фрезерно-струйных мельниц, активаторов и т.д.) могут добавляться дополнительные технологические операции.

Во всех случаях при наличии газоводопроявлений в скважине начинать цементирование обсадной колонны запрещается. Цементирование колонн, как правило, рекомендуется проводить использованием двух разделительных пробок.

Руководителем работ по цементированию является представитель тампонажной службы, который действует в соответствии с планом работ на крепление скважины, утвержденным буровой организацией. В период проведения цементирования по данным станции контроля и оперативной обстановке руководи-

тель корректирует режимы работы оборудования и действия обслуживающего персонала.

После нагнетания в скважину расчетного количества буферной жидкости начинается процесс приготовления и нагнетания тампонажного раствора, который осуществляется в соответствии с правилами эксплуатации цементируемых агрегатов и цементно-смесительных машин. В этот период необходимо следить за тем, чтобы время выхода цементно-смесительных машин на стабильный режим работы не превышало 1,5–2 мин.

После окончания нагнетания в скважину тампонажного раствора необходимо начинать его продавливание с закачивания 2–2,5 м³ воды или водного раствора ПАВ (кроме случаев, когда продавочной жидкостью является утяжеленный буровой раствор) для обеспечения последующего прохождения геофизических приборов до забоя.

Поскольку процесс цементирования должен проводиться непрерывно, продавливание разделительной пробки, промывку коммуникаций от остатков тампонажного раствора, набор продавочной жидкости в мерные емкости и другие вспомогательные операции необходимо проводить параллельно с основным процессом.

Продавливание должно быть закончено после нагнетания в скважину расчетного объема продавочной жидкости и посадки верхней разделительной пробки на стоп-кольцо. Чтобы давление "стоп" не превосходило допустимое больше чем на 2,5–3,0 МПа, последние 2 % объема продавочной жидкости следует закачивать одним или двумя цементирующими агрегатами на I передаче.

Если после прокачки расчетного объема продавочной жидкости давление "стоп" не зафиксировано, то разрешается дополнительно закачать 5 % жидкости сверх расчетного объема.

После этого проверяют герметичность обратного клапана, а затем разбирают приемные и нагнетательные трубопроводы, откачивают остатки продавочной жидкости в приемные чаны буровой, промывают мерные емкости, трубопроводы, насосы, агрегаты от остатков тампонажного раствора и промывочной жидкости. Инструмент и оборудование укладывают на платформы и приводят машины в транспортное состояние.

ОБЩИЕ ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

При подготовке к цементированию необходимо соблюдать правила безопасности и требования, изложенные в специальной литературе (Правила безопасности в нефтегазодобывающей

промышленности. – М.: Недра, 1968; Безопасное ведение работ на предприятиях бурения. – М.: Недра, 1977 и т.д.), а также в местных инструкциях по технике безопасности, которые должны быть утверждены руководством производственных объединений и согласованы с профсоюзной организацией и соответствующим территориальным управлением округа Госгортехнадзора.

Эти инструкции должны содержать общую часть, где указываются правила по технике безопасности, относящиеся ко всем лицам, которые участвуют в процессе, и специальные относящиеся к определенной категории работников.

В связи с тем, что при цементировании применяется оборудование, работающее при высоких давлениях, что представляет большую опасность для обслуживающего персонала, правила техники безопасности должны учитывать, в первую очередь, эту специфику и содержать некоторые из приводимых ниже пунктов.

1. Цементирование скважин необходимо, как правило, проводить в светлое время суток.

2. Если в порядке исключения цементирование проводят в темное время суток, то представитель буровой организации при участии руководителя цементировочных работ организует освещение устья скважины, площадки, где сосредоточена вся цементировочная техника, агрегатов и отдельных их узлов. Освещенность у устья скважины и на площадке, где установлены агрегаты, должна быть не менее 25 лк, а пульта управления – не менее 50 лк. При этом лампы освещения не должны оказывать слепящего действия на обслуживающий персонал.

3. Площадка, на которой располагают цементировочную технику, должна находиться вдали от трансформаторной будки и токонесущих проводов и перед цементированием очищена от всех ненужных предметов. Желательно выбирать эту площадку на минимально допустимом расстоянии от буровой, чтобы уменьшить длину напорных трубопроводов, находящихся под высоким давлением.

4. Цементировочную технику на площадке следует располагать в соответствии со схемой, разработанной руководителем работ, причем агрегаты для возможности быстрой эвакуации должны быть поставлены кабинами в сторону, обратную буровой. Расстояние между агрегатами для их безопасного обслуживания должно быть не менее 1,5 м. Блок манифольда должен отстоять от устья скважины не менее чем на 10 м. Расстояние между агрегатами и блоком манифольда должно быть не менее 5 м.

5. Рабочим тампонажной организации категорически запрещается находиться на подъемных мостках буровой. Только по разрешению руководителя работ можно провести сборку напорных трубопроводов и установку цементировочной головки.

6. При сборке напорных трубопроводов необходимо выполнить следующие требования: трубопроводы не должны перекашиваться; шарнирные соединения требуется установить так, чтобы имелась возможность перемещения труб под действием пульсации жидкости; к местам соединений отдельных труб должен быть обеспечен свободный доступ.

7. При опрессовке напорных трубопроводов и оборудования и при цементировании обслуживающему персоналу категорически запрещается находиться в непосредственной близости от них. Опрессовку следует проводить на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое рабочее.

8. Во время цементирования скважин запрещается ремонтировать агрегаты, цементировочную головку и трубопроводы, находящиеся под давлением.

9. Скважину разрешается цементировать только при наличии проверенных предохранительных клапанов и манометров на агрегатах, а также манометра на цементировочной головке.

10. К работе по цементированию допускаются лица, имеющие навыки обслуживания соответствующего оборудования, прошедшие инструктаж по общим вопросам техники безопасности, инструктаж на рабочем месте и обучение по специальности. На каждого рабочего должна быть заведена карточка по технике безопасности по установленной форме.

11. Рабочие (моторист-водитель, оператор и т.д.) должны выполнять только ту работу, которая входит в круг их обязанностей.

12. Перед началом работы рабочие обязаны надеть установленную для данного вида работ спецодежду, спецобувь, каску и, при необходимости, защитные приспособления.

13. Рабочий обязан содержать в чистоте и порядке свое рабочее место, а также не загромождать проходов и проездов.

14. Все рабочие обязаны знать правила и приемы по оказанию первой помощи пострадавшему при несчастном случае.

15. По окончании цементирования сбрасывать давление из нагнетательных линий разрешается после закрытия крана на цементировочной головке и только по команде руководителя работ.

Глава 7

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным), называется цементированием скважины или обсадной колонны; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня. Существует несколько методов цементирования. Из них наиболее распространен метод прямого цементирования, применяемый с некоторыми вариациями и изменениями с начала нашего века.

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления "новых" залежей нефти и особенно газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления, может быть еще большим. Процессе цементирования скважин – операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Цементный раствор поступает в заколонное пространство, замещая находящийся там буровой раствор, и затвердевает в камень.

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны.

1. Разобщение пластов, их изоляция, т.е. образование в стволе безударного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб. Важное условие – равномерная толщина цементного камня с любой стороны света. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобщения пластов, однако оказывают влияние

на формирование цементного камня или предопределяют его отсутствие.

2. Удержание обсадной колонны от всевозможных перемещений: проседания под действием собственного веса, температурных деформаций, деформаций вследствие возникновения перепадов давления в колонне, ударных нагрузок, вращений и т.д.

3. Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

4. Повышение работоспособности обсадной колонны с увеличением сопротивляемости повышенным (против паспортных данных) внешнему и внутреннему давлениям. Естественно, цементное кольцо должно быть сплошным и иметь при этом определенную физико-механическую характеристику.

5. Сплошное цементное кольцо, приобретая в процессе формирования камня способность к адгезии (цементный камень сцепляется с металлом труб, образуя интерметаллический слой), создает предпосылки к еще большему повышению сопротивляемости высоким внешним и внутренним давлениям.

Краткосрочность операции цементирования скважин не делает ее менее значимой, хотя может быть причиной недостаточного внимания к ее выполнению.

Эксплуатация скважин требует устойчивой работы крепи, что обеспечивается формированием цементного камня вдоль ствола и заполнением им всего заколонного пространства, соответствием свойств камня (и всей крепи) требованиям, обусловленным внешними воздействиями (нагрузками, коррозии и т.д.). Количественно оценить все факторы сложно, что объясняется сложностью моделирования процессов и получения достоверных результатов. Основные трудности при этом заключаются в недостатке информации об условиях, в которых предстоит формирование цементного камня, и о свойствах материала, который образуется в скважине в результате замещения им бурового раствора.

Профиль и азимут ствола, расположение, глубина, форма и перемежаемость горных пород, состояние бурового раствора, степень его "защемленности", размеры зон "защемленности", возникновение "центров" движения бурового раствора, толщина фильтрационной корки, размеры зон смешения бурового и тампонажного растворов, концентрация растворов по сечениям, а также события на границах – у стенок скважины и обсадной колонны – явления случайные. Случаен и сам факт качественного или некачественного разобобщения пластов.

Цементирование скважин должно быть скорее некачествен-

ным, так как за один цикл закачки цементного раствора при принятой технологии полного вытеснения бурового раствора без специальных мероприятий добиться невозможно. Поэтому к качеству цементирования надо подходить как к явлению случайному и делать все возможное для его повышения. Работоспособность цементного камня также определяется рядом случайных событий.

Необходимо с начала бурения управлять процессами формирования ствола скважины, приближать его конфигурацию к "идеальному" цилиндру, создавать будущие условия работы цементного камня с учетом максимального срока безаварийной эксплуатации скважин и обеспечения охраны недр. Часто ствол получается таким, что заведомо может гарантировать только некачественное цементирование вследствие создания такой конфигурации и такого профиля ствола, из которого полное вытеснение бурового раствора невозможно.

Негативным фактором является отсутствие (иногда полное) информации о состоянии цементного камня в скважине. Используются приборы фиксируют не качество цементирования, полноту вытеснения бурового раствора цементным, отсутствие или наличие каналов в цементном растворе-камне, а некоторую разность плотностей растворов и камня на их границах, наличие или отсутствие контакта колонны (и только!) с цементным камнем – и при этом неповторяемо, непостоянно и неоднозначно.

Высокое качество цементирования любых скважин включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной.

Качество цементирования скважин в настоящее время определяется неоднозначно, а соответствующие методы оценки порой дают противоречивые и взаимоисключающие результаты.

Высокое качество цементирования скважин (результат работы) следует отличать от успешного проведения процесса цементирования. Этот процесс может быть выполнен успешно, а качество цементирования остается низким. Известны случаи, когда операция завершалась при чрезмерно больших давлениях или в ходе ее отмечались поглощения либо другие осложнения, однако качество цементирования было высоким.

Для создания герметичности при наличии тампонажных растворов высокого качества необходимо обеспечить контакт беззусадочного цементного камня, обсадной трубы и стенки скважины. В процессе цементирования не должно быть гидроразрыва пластов.

В обеспечении герметичности скважин одно из центральных мест занимает технология цементирования.

Под технологией цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать соблюдение выработанных норм и правил работы с целью наиболее полного заполнения заколонного пространства скважины тампонажным раствором определенного качества (взамен бурового) на заданном участке и обеспечения контакта цементного раствора-камня с поверхностью обсадной колонны и стенкой скважины при сохранении целостности пластов.

Технологический процесс цементирования определяется геологическими, технологическими и субъективными факторами. При анализе влияния различных факторов на качество цементирования скважин субъективный фактор может не рассматриваться, так как предполагается, что операторы имеют необходимую квалификацию и нарушений в проведении технологического процесса нет.

Технологические факторы необходимо совершенствовать, однако не все из них могут быть изменены. Геологические факторы следует тщательно изучать и учитывать при назначении определенных параметров технологического процесса. Например, склонность пород к гидроразрыву необходимо брать за основу при назначении высоты подъема тампонажного раствора, изменении его плотности и обеспечении скорости движения растворов в заколонном пространстве.

Большинство технико-технологических факторов управляемые. Во всех случаях следует стремиться к тому, чтобы все режимные параметры оказывали воздействие на процесс цементирования для обеспечения полного замещения бурового раствора тампонажным. Важное значение при этом имеют состояние ствола скважины, его чистота, конструкция скважины, геометрия заколонного пространства и его гидродинамическая характеристика. На практике качественное цементирование скважин достигается с большим трудом, если ему не уделено должное внимание еще в процессе бурения, т.е. при формировании ствола. Ускоренная проводка скважин без одновременного учета требований для последующего качественного цементирования приводит к заведомо некачественному разобщению пластов.

К отличительным особенностям цементирования скважин относятся:

- использование техники, которая позволяет цементировать скважины на достаточно высоком уровне;
- разнообразии применяемых способов цементирования (сплошное, двухступенчатое, секциями, обратное и др.);

широкий ассортимент специальных тампонажных цемента, позволяющий охватить практически все геолого-физические условия скважин.

Как показывает опыт крепления скважин у нас в стране и за рубежом, повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием "универсальных" способов цементирования.

В настоящее время изучено значительное число факторов, определяющих качество цементирования скважин. К основным из них относятся те, которые обеспечивают контактирование тампонажного раствора с породами и обсадной колонной при наиболее полном вытеснении бурового раствора тампонажным с заданными свойствами и наименьших затратах средств и времени:

1) сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача и другие свойства;

2) совместимость и взаимосвязь свойств буровых и тампонажных растворов;

3) режим движения буровых и тампонажных растворов в за- колонном пространстве;

4) объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины;

5) качество и количество буферной жидкости;

6) режим расхаживания колонны в процессе цементирования;

7) применение скребков;

8) центрирование колонны;

9) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

При проведении цементировочных работ необходимо учитывать, что применение одного мероприятия требует осуществления или изменения другого. Так, очищение стенок скважины от глинистой корки скребками при расхаживании обсадных колонн в большинстве случаев не может быть выполнено без обработки используемых тампонажных растворов для снижения показателя фильтрации и т.д.

Таким образом, технологические факторы, способствующие повышению качества цементировочных работ, взаимосвязаны и взаимозависимы.

Технологические свойства буровых и тампонажных растворов – это комплекс свойств указанных жидкостей, влияющих на наиболее полное замещение одной жидкости другой без на-

рушения процесса цементирования. К ним относятся реологические параметры, показатель фильтрации, абразивные свойства, седиментационная устойчивость, способность не загустевать при взаимном перемешивании, сохранять подвижность в течение процесса цементирования и т.д. При основном цементировании такие свойства, как механическая прочность и проницаемость тампонажного камня, не могут считаться технологическими, тогда как, например, при установке цементных мостов для забуривания стволов скважин прочность камня – это технологический параметр процесса.

На качество цементировочных работ оказывают влияние статическое и динамическое напряжение сдвига бурового раствора, его вязкость и показатель фильтрации, а также толщина, механические свойства и проницаемость глинистой корки.

Даже при удовлетворительных характеристиках бурового раствора он не может быть вытеснен в полном объеме из-за наличия застойных зон и каверн. Глинистая корка остается на стенках скважины.

При закачке и продавке цементный раствор смешивается с буровым раствором. При этом иногда наблюдается сильное загустевание смеси, что приводит к резкому повышению давления. Подбором оптимальных составов тампонажных и буровых растворов во многих случаях можно уменьшить загущение смесей или исключить его.

Успех работы по цементированию скважин часто определяется показателем фильтрации тампонажных растворов. В результате отфильтровывания воды раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются. Если процесс цементирования осуществляется с очищением стенок скважины от глинистой корки, необходимо принимать эффективные меры для резкого снижения показателя фильтрации цементного раствора.

Реологические характеристики тампонажных и буровых растворов определяются природой базисных материалов и наполнителей, зависят от их соотношения, количества и природы введенных реагентов, температуры, давления, конструктивных особенностей аппаратуры, методики определения параметров и предыстории деформации жидкости.

Тампонажные (как и буровые) растворы обладают свойством тиксотропии.

Впервые реологические свойства цементных растворов были изучены Р.И. Шищенко.

Реологические свойства тампонажных растворов существенно зависят от наличия в них галита (NaCl), сильвина (KCl), би-

шофита ($\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) и карналлита ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Наличие хлорида натрия в растворе значительно снижает динамическое напряжение сдвига τ_0 на протяжении всего наблюдения и несколько увеличивает пластическую вязкость η в начальный момент. Темп изменения пластической вязкости во времени отстает от интенсивности роста вязкости цементного раствора без галита.

При полном насыщении тампонажного раствора галитом достигается наибольшее снижение реологических констант.

Ввод 5 % сильвина ускоряет структурообразование. При дальнейшем повышении содержания сильвина до полного насыщения им раствора снижается динамическое напряжение сдвига, но возрастает пластическая вязкость.

При содержании в цементном растворе 15 % бишофита уже через 30 мин после затворения реологические константы достигают предельных значений. При полном насыщении бишофитом раствора последний быстро загустевает. Пластическая прочность, измеренная сразу же после затворения, превышает 30 мПа.

Как показал химический анализ фильтрата тампонажного раствора, при содержании в нем MgCl_2 происходит полный обмен между катионами Mg^{2+} , содержащимися в жидкой фазе, и катионами Ca^{2+} , находящимися в твердой фазе.

Технический карналлит неоднороден по химическому составу, и ионы K^+ и Mg^{2+} содержатся в нем в различных соотношениях. Хлориды кальция и магния, находящиеся в карналлите, оказывают на структурообразование раствора противоположное действие. При введении карналлита, имеющего в составе больше хлоридов калия, чем магния, система разжижается и увеличивается период ее прокачиваемости, а присутствие карналлита с преобладанием хлоридов магния вызывает ускорение структурообразования.

Одна из характерных особенностей цементных растворов – резкое снижение динамического напряжения сдвига в присутствии электролитов с одновалентными катионами (от 50 % до насыщения). Затем вследствие гидратации этот показатель увеличивается и уменьшается напряжение сдвига. Такая же закономерность наблюдается при содержании в растворе от 5 до 12 % бишофита или от 5 до 21 % карналлита.

Вытеснение бурового раствора тампонажным характеризуется коэффициентом вытеснения k_v . Под коэффициентом вытеснения бурового раствора тампонажным понимают отношение объема вытесненного бурового раствора ΔV (или закачанного цементного при отсутствии поглощения или проявления) к пол-

ному объему V скважины (с учетом объема труб) до высоты подъема тампонажного раствора.

Закономерности вытеснения одной жидкости другой в настоящее время изучены далеко не полностью даже для таких жидкостей, как вода, керосин, бензин, нефть и т.д. Изучение процессов смешивания и вытеснения в скважине вязкопластичных жидкостей, какими являются буровой и тампонажный растворы, еще более сложно. Так, чтобы обеспечить практически полное вытеснение этих растворов на отдельных участках скважины, необходимо особым образом подготовить ствол скважины, оборудовать обсадную колонну, составить рецептуру буровых и тампонажных растворов и по определенной гидравлической программе закачать и продавить тампонажный раствор до заданной высоты подъема.

Анализ лабораторных и промысловых данных показывает, что моделировать процессы смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов сложно. Следует учесть, что в условиях скважины объем оставшегося бурового раствора не ограничен объемом пристенного слоя; он остается в кавернах, желобных выработках, застойных зонах, в виде глинистой корки и т.д. Существенно затрудняет изучение этих процессов наличие желобов, каверн, прилегание обсадной колонны к стенкам скважины. Теоретические и экспериментальные исследования усложняются в случае турбулентного течения вязкопластичных жидкостей, в первую очередь тампонажных растворов.

7.1. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОТОКА РАСТВОРА И ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В СКВАЖИНЕ

Качество цементирования скважины в значительной степени определяется геометрией и физико-химическими условиями в скважине, полнотой вытеснения бурового раствора тампонажным, а также свойствами фильтрационной корки.

7.1.1. КОНФИГУРАЦИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Одна из отличительных особенностей формирования цементного камня в скважине – характеристика вмещающегося сосуда, т.е. кольцевого пространства скважины, имеющего огромную протяженность (несколько километров) и незначительный радиус (несколько сантиметров).

Скважина – это цилиндрическая горная выработка, верти-

кальная или наклонная к вертикали, с изменяющимся азимутом направленности. Формирование конфигурации ствола скважины происходит под влиянием многих факторов. Применительно к процессу замещения бурового раствора в скважине цементным форму ее ствола нельзя отнести к цилиндрической, так как диаметр меняется с глубиной, что создает предпосылки аккумуляции в неровностях стенки бурового раствора.

Идеализированная форма ствола вертикальной скважины – прямой круглый цилиндр с постоянным диаметром; для наклонно направленных скважин он должен быть плавно изгибающимся.

Каверны, выступы и другие неровности стенки скважины следует рассматривать как формоизменения, активно участвующие в формировании потока тампонажного раствора, цементного камня, а позже – работе последнего.

С увеличением вязкости и плотности раствора возрастает гидростатическое и гидродинамическое давление на пласты, что приводит к гидроразрывам, поглощениям бурового раствора и создает условия, при которых процесс цементирования скважин не может проходить нормально.

Формирование ствола скважины в значительной степени определяется скоростью движения в ней бурового раствора. Предпочтительный режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве – ламинарный.

Для повышения технико-экономических показателей бурения не всегда целесообразно предупреждать осыпи, так как они обычно развиваются медленно и не препятствуют процессу бурения, однако ствол при этом оказывается самой причудливой конфигурации.

Совместная работа долота и наддолотного калибратора приводит к тому, что поперечное сечение ствола скважины может отклониться от формы круга и приобрести форму многоугольника, эффективный диаметр которого превысит диаметр долота.

Прогнозирование и управление геометрией и формой ствола скважины для обеспечения более полного замещения бурового раствора цементным – главные принципы, которыми должен руководствоваться технолог. Чем ближе конфигурация ствола скважины к прямому цилиндру с ровными стенками, тем полнее замещается буровой раствор цементным, и наоборот.

Брак в форме ствола скважины может быть частично или полностью устранен путем калибрования, брак в пространственном профиле – только бурением нового ствола.

Во всех случаях при браке ствола скважин полнота замещения бурового раствора цементным затруднена.

Ствол скважины может представлять собой однозаходную сглаженную винтовую поверхность.

Результаты изучения формы ствола по большому числу фотографий позволили сделать следующие выводы. Форма поперечного сечения некавернозного ствола не всегда круглая. В местах, где в компоновке не применяли калибраторы, искажения достигают 5 % диаметра. В продольном сечении локальные искривления оси ствола составляют 6 %, что приводит к снижению проходного сечения "в свету" на 12 % от номинального диаметра.

Отечественными и зарубежными исследователями зафиксированы схемы формирования треугольного ствола скважины при работе лопастного долота типа РХ и даже квадратного. Если разрез, проходимый скважиной, сложен из неустойчивых пород, то поперечное сечение ствола, изменяясь с глубиной, может быть весьма причудливым.

Интенсивность локальных искривлений оси ствола на несколько порядков больше интенсивности искривления траектории скважины, рассчитанной по данным инклинометрии.

Влияние изменяющейся формы ствола проявляется в двух направлениях. Во-первых, чем "неправильней" форма заколонного пространства, тем труднее вытеснить из него буровой раствор, т.е. скважина "сопротивляется" проведению качественного цементирования. Во-вторых, чем больше выступов и сужений и чем они резче, тем чаще при использовании портландцементного или шлакового раствора без специальной химической обработки образуются водяные карманы вдоль ствола скважины, под выступами или в верхних частях каверн. В этом случае при твердении тампонажного раствора облегчается образование каналов в самом тампонажном растворе. Наименьшее влияние оказывает конфигурация заколонного пространства при использовании отверждаемых буровых растворов.

Вытеснить на 100 % буровой раствор практически невозможно при разовой непродолжительной операции даже из стеклянного цилиндрического сосуда. Из сосуда с конфигурацией заколонного пространства скважины вытеснить буровой раствор полностью тем более невозможно.

Для осуществления цементирования с наибольшим замещением бурового раствора тампонажным следует провести специальные мероприятия, которые также потенциально не обеспечивают полное замещение бурового раствора тампонажным, однако существенно его увеличивают. Применение комплекса технологических мероприятий с расхаживанием обсадных колонн при использовании скребков и других приспособлений из-

меняет условия формирования цементного камня. Здесь существуют два аспекта проблемы. Во-первых, тампонажный раствор и камень будут формироваться не в стационарных условиях и процент замещения бурового раствора цементным увеличится; во-вторых, в процессе расхаживания будет происходить нерегулируемое смещение тампонажного раствора с буровым раствором и его коркой, хотя "граница" тампонажного раствора, корки и бурового раствора может "исчезнуть". Объемы и интенсивность смещения растворов в скважине в процессе расхаживания обсадной колонны пока не могут быть оценены количественно. Следовательно, физико-механические свойства раствора и камня точно определить невозможно.

Дополнительные затраты на качественное выполнение первичного цементирования намного ниже расходов, связанных с последующим капитальным ремонтом скважины.

7.1.2. РАСПОЛОЖЕНИЕ ТРУБ, СВИНЧЕННЫХ В КОЛОННУ В СКВАЖИНЕ, И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА

Количественная оценка фактического расположения труб в зацементированной скважине на участке протяженностью свыше 450 м была произведена на скв. 3 Суздальская (Краснодарский край).

При проведении эксперимента по передаче устьевого давления столбом твердеющего цементного раствора на глубину 639,13 м спустили колонну обсадных труб диаметром 168,3 мм и толщиной стенки 8 мм, заглушенную на конце.

Колонна обсадных труб подвешена на элеваторе и в нее спущена на глубину 629,41 м колонна насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм и толщиной стенок 5,5 мм. На НКТ установлены шесть центраторов примерно через 55 м друг от друга, начиная от низа колонны. Кольцевое пространство между НКТ и обсадными трубами зацементировали прямым способом тампонажным раствором.

После завершения эксперимента колонну обсадных труб извлекли из скважины и разрезали автогеном на части. Разрез производили у низа каждой обсадной трубы, но выше последующей муфты на 5–10 см. При этом было видно, что НКТ, зацементированные в обсадных трубах, расположены несоосно с ними.

Минимальный радиальный зазор между НКТ и внутренней поверхностью обсадной трубы составлял 12,2 мм.

Существенное значение имеет изменение заколонного канала при движении жидкостей, когда используются элементы

технологической оснастки для повышения качества цементирования скважин. Их применение обязательно. Следовательно, и учет их наличия обязателен, особенно если используются скребки и турбулизаторы.

7.1.3. ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ФАКТОР

Абсолютная величина температуры окружающей среды определяет в основном выбор вида тампонажного цемента, а перепад температур – выбор рецептуры тампонажного раствора.

При эксплуатации скважины в тампонажном камне возникают напряжения, порой очень значительные, в результате температурных воздействий и деформации обсадной колонны. На разбуриваемых площадях России забойные температуры изменяются в очень широких пределах. Например, геотермический градиент для Северного Кавказа колеблется от 2,5 до 8 °С/100 м. Поэтому на глубине 4000 м температура достигает 160 °С.

Различают температуру при циркуляции раствора (динамическую), имеющую основное значение при транспортировании цементного раствора, и температуру установившегося теплового режима (статическую), когда она практически выравнивается до естественной температуры окружающих пород. Последняя является определяющей при установлении физико-механических свойств цементного камня.

На распределение температур в скважине существенно влияют циркуляция раствора (скорость потока, число циклов и т.д.), конструкция скважины, теплоемкость и физические свойства промывочной жидкости, геотермический градиент, глубина скважины и т.д. Входящая жидкость имеет меньшую температуру, чем выходящая из скважины. С увеличением глубины скважины эта разница достигает нескольких десятков градусов. При дальнейшем увеличении глубины скважин разница температур входящего и выходящего растворов снова уменьшается.

При установке мостов в глубоких скважинах, когда операция может занять продолжительное время, необходимо ориентироваться на подбор и применение растворов, рецептура которых апробирована при температуре, близкой к статической.

При закачивании и продавливании цементного раствора в наиболее сложных температурных условиях находится его первая порция: она нагревается при движении в обсадной колонне и в нижней трети (по глубине) заколонного участка

пути, а затем ее температура несколько снижается. Последняя порция раствора испытывает только нагрев.

В период ОЗЦ происходит заметное выравнивание температурного поля, в нижней части заколонного пространства цементный раствор-камень нагревается, а в верхней – остывает. С относительно большей интенсивностью этот процесс протекает в начале периода ОЗЦ, а затем существенно замедляется.

На температуру в скважине при ОЗЦ может повлиять тепловыделение при твердении цементного камня.

Существенный нагрев цементный камень испытывает при фонтанной добыче нефти или газа.

В случае нагнетания в пласт флюида с температурой, соответствующей условиям на дневной поверхности, наблюдается заметное охлаждение цементного камня.

В реальных условиях температурное поле в глубоких скважинах таково, что при цементировании прямым способом наиболее вероятно примерно одновременное схватывание цементного раствора по глубине, а при цементировании обратным способом – более раннее загустевание раствора в призабойной зоне, в то время как в приустьевой зоне он может длительное время оставаться жидким.

Последнее убеждает в необходимости осуществлять при обратном способе цементирования дифференцированный ввод в поток цементного раствора замедлителей и ускорителей схватывания.

7.1.4. ДАВЛЕНИЕ

В процессе цементирования скважин и при твердении цементного камня важное значение имеет давление. В земной коре действуют горное давление, характеризующее естественное напряженное состояние пород, и давление флюидов, находящихся в горных породах. Оно называется пластовым (внутренним пластовым) давлением. Эти давления определяют выбор необходимых параметров бурового раствора и усилия, действующего на обсадные колонны, забойное и устьевое оборудование скважины.

Имеются залежи, где давление флюидов превышает обычное в 1,3–1,6 раза и даже достигает величины горного давления. Такое давление называют аномально высоким пластовым давлением (АВПД). В случае АВПД жидкость или газ в поровом пространстве пород пласта находится частично под действием горного давления.

На величину АВПД оказывает влияние также повышение

температуры окружающих пород. В этом случае оно может быть очень высоким, вероятно выше горного.

Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубинах до 3500–4000 м сравнительно невелико и не превышает 10–15 %. При дальнейшем увеличении глубин процент флюидных скоплений с АВПД возрастает. Абсолютное значение АВПД тем выше, чем больше глубина, на которой оно зафиксировано.

Давление при цементировании скважин зависит от разности плотностей бурового и тампонажного растворов и гидравлических сопротивлений, возникающих при движении этих растворов.

Различают давление статическое, которое, строго говоря, изменяется во время ОЗЦ, освоения и эксплуатации скважины, и динамическое, более высокое. При динамическом давлении в скважину закачивают цементный раствор, при статическом он твердеет.

Следует учитывать, что рецептуру тампонажного раствора необходимо подбирать при давлении, соответствующем динамическому. Давление в скважине во время ее промывки, циркуляции, закачки цементного раствора, при ОЗЦ и работе цементного камня постоянно изменяется.

Во время ОЗЦ также идет перераспределение давления над цементным столбом.

7.1.5. ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЯ

Значительное влияние на работу, а в отдельных случаях и на формирование структуры цементного камня оказывают изменения давления в обсадной колонне (а иногда и в заколонном пространстве) под действием различных технологических процессов: изменения давления в колонне в процессе ОЗЦ вследствие необходимости его снижения; изменения давления в заколонном пространстве при загустевании и твердении тампонажного раствора и камня, возникающие вследствие перераспределения давления в самом растворе, а также в результате действия температур за счет выделения тепла при твердении цементного раствора и т.д. Эти процессы приводят к тому, что обсадная колонна находится в постоянном движении, а тампонажный камень испытывает перепады давления, изменяющиеся по величине, а иногда и по знаку.

Большое значение имеют перфорационные работы. Несмотря на то что их проводят в скважине после того, как в основном закончились процессы формирования структуры тампонажного камня, они могут оказывать большое влияние на поведение

камня, вплоть до нарушения его целостности. Еще большие изменения отмечаются, когда перфорированию подвергаются материалы на базе органоминеральных соединений. При растрескивании камень в большей степени разрушается агрессивными пластовыми водами.

Важны ударные нагрузки на обсадные колонны и, следовательно, на цементный камень, а также давления, возникающие вследствие гидроразрыва пластов, при оценке работы цементного камня в заколонном пространстве и его структурно-механических свойств.

7.1.6. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ И ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ

Значительная часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к подсолевым и межсолевым отложениям. Проводка, крепление и цементирование скважин в указанных условиях затруднены. К наиболее часто встречающимся минералам относятся галит, сильвин, бишофит, карналлит и их смеси.

Солевые отложения подвержены при бурении интенсивному кавернообразованию. Соли попадают в движущийся буровой или тампонажный раствор. В различных концентрациях они по-разному влияют на изменение свойств тампонажных растворов.

Считается установленным, что одна из основных причин некачественного цементирования скважин в соленосных отложениях – растворение соли тампонажным раствором, в результате чего образуется зазор между твердеющим тампонажным раствором и стенкой скважины, представленной отложениями соли. Зазор может заполняться раствором соли. В зоне контакта тампонажный раствор в этом случае не затвердевает, если его основой является портландский или шлаковый цемент.

Минерализованные воды, находящиеся в пластах, могут привести к коагуляции буровых растворов и ускорению сроков схватывания движущегося в заколонном пространстве скважины тампонажного раствора. Совместное действие температуры, давления и пластовых вод оказывает более сильное влияние на растворы и разрушает камень тампонажных растворов многих типов.

Своеобразно происходит твердение тампонажных растворов в заколонном пространстве. Очевидно, при твердении тампонажный камень пребывает во влажной или водной среде с постоянным напором пластовых вод. Количество их в каждом конкретном случае не может быть учтено, так как зависит не только от притока воды к поверхности цементного камня, но и от то-

го, движутся ли воды по каналам в теле самого тампонажного камня. Однако состояние тампонажного камня в настоящее время не поддается контролю. Поэтому вопрос разрушения или поражения цементного камня, а также учета их интенсивности пока не решен.

Очевидно, в заколонном пространстве скважин существуют ситуации, когда отдельные участки тампонажного камня твердеют без притока пластовых вод. Поэтому изменение свойств тампонажного камня будет иным, чем при твердении в водных средах.

7.1.7. ЕСТЕСТВЕННЫЕ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В СКВАЖИНЕ

Скважина со спущенными в нее бурильными или обсадными трубами и заполненная буровым или тампонажным раствором может рассматриваться как электрохимическая система. Она включает в себя электролит (буровой или тампонажный раствор) и два электрода, замкнутые относительно друг друга; один – горные породы, другой – бурильная или обсадная колонна. Соприкосновение труб на отдельных участках с породой создает локальные гальванические элементы. Электрохимические процессы, протекающие на поверхности электродов, являются источником электрического тока. При контакте твердого тела с жидкостью между ними, как правило, наблюдаются неэквивалентный обмен зарядами, их адсорбция, поверхностная ориентация; это приводит к потере электронейтральности, и твердые тела заряжаются определенным образом. При бурении скважин такие контакты возможны на границах горных пород, различных дисперсных частиц и металла труб с жидкостями. Заряды бурильных и обсадных колонн в скважинах по отношению к водородному электроду, принятому за нулевой, могут достигать -900 мВ и более.

Естественные заряды горных пород и металлических труб могут различаться как по величине, так и по знаку, поэтому в скважине реально существуют электродвижущие силы (ЭДС).

С ЭДС в заколонном пространстве скважин связаны различные электрокинетические и электромеханические процессы (электрофорез, катафорез, электроосмос, окислительно-восстановительные реакции).

Электрокинетические явления влияют на структурно-механические, реологические, фильтрационные, коркообразующие, коррозионные свойства буровых и тампонажных растворов; они могут быть причиной повышения давления на выкиде

буровых насосов, сальникообразования, прихватов, поломок бурильного инструмента, газирования растворов, образования каналов и снижения сцепления цементного камня с обсадной колонной.

7.2. ЗАМЕЩЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ТАМПОНАЖНЫМИ

Важнейшее условие обеспечения герметичности заколонного пространства скважин – полное замещение бурового раствора тампонажным из интервала цементирования.

Очевидно, что физическая сущность процессов замещения буровых растворов цементными не может быть выявлена без четких представлений о реологических характеристиках и особенностях течения жидкостей как в каналах простой геометрии, так и с учетом специфических условий бурящихся скважин при проведении цементировочных работ.

Основное направление движению потока придают твердые стенки канала движения. Слой жидкости, который касается стенок, прилипает к ним, образует стенной (прилипший) слой. При наличии пористой (проницаемой) стенки формируется фильтрационная корка бурового или тампонажного раствора, отличающаяся по физико-механическим свойствам от основной массы жидкости. В данном случае выделить "чисто" прилипший слой затруднительно. При сопротивлении частиц жидкости с прилипшим слоем, а при отсутствии – с поверхностью канала образуется тонкий слой заторможенной жидкости, в пределах которого скорость изменяется от нуля до скорости невозмущенного потока вдали от стенок. Этот слой получил название гидродинамического пограничного; толщина его условна, поскольку резкой границы в изменении скоростей при переходе от пограничного слоя к течению вне слоя нет. Течение жидкости в пограничном слое может быть как ламинарным, так и турбулентным. В последнем случае вблизи поверхности все же выделяют так называемый вязкий подслой, в котором наблюдается слоистое течение. Толщина пограничного слоя зависит от шероховатости, режима движения, физических свойств жидкости и расстояния от входа в канал движения.

При заполнении трубы или желоба ньютоновской жидкостью в начале движения характер ее движения струйный, ламинарный. Струи (слои) не перемешиваются между собой. При сдвиге структурированной неньютоновской жидкости вся ее

масса начинает скользить по прилипшему слою подобно твердому телу. При этом центральная часть потока – ядро занимает почти все живое сечение трубы или желоба. По мере увеличения скорости диаметр ядра потока уменьшается, и в некоторых случаях градиентные слои могут заполнить все сечения потока. Этот режим движения напоминает ламинарный и иногда именуется квазиламинарным.

Дальнейшее увеличение скорости неньютоновской жидкости приводит к возникновению поперечных пульсаций – поток превращается в турбулентный, однако очаги турбулизации появляются раньше – еще в период разрушения ядра потока.

Впервые на особенности распределения скоростей неньютоновских жидкостей по сечению потока обратил внимание Р.И. Шищенко в 1932 г. Произведенные им последовательные съемки (через каждые 3 с) движущегося в желобе бурового раствора с нанесенными на поверхность меловыми полосками показали, что ядро движется в виде сплошного тела, тогда как у стенок желоба наблюдаются относительные сдвиги.

Формирование профиля скоростей происходит только на некотором расстоянии от места входа жидкости в трубу. При плавном (стабилизированном) входе в трубу скорости всех концентрических слоев жидкости в начале участка будут одинаковы. Вследствие влияния стенок канала и вязкостных свойств слои жидкости начнут затормаживаться, и на некотором расстоянии от входа в трубу формирование профиля скоростей закончится; поток считается установившимся. Изменение распределения скоростей слоев потока в поперечном сечении – источник гидравлических потерь. Длина канала, на которой поток не может считаться установившимся, зависит от свойств и режима течения жидкости, геометрии канала и называется начальным участком.

При движении буровых (глинистых) и цементных растворов в эксцентричных каналах при цементировании скважин следует ожидать изменения эквивалентного диаметра канала движения, обусловленного созданием застойных зон вследствие структурообразования и фильтрационных процессов (коркообразования). Это существенно влияет на процесс замещения жидкостей, а следовательно, на формирование цементного камня в скважине.

7.2.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕЧЕНИЯ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В КАНАЛАХ
КРУГЛОГО И КОЛЬЦЕВОГО ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЙ

Исследование процессов замещения жидкостей при цементировании невозможно без учета их физико-механических свойств.

Оценка реальных физико-механических свойств буровых и тампонажных растворов затруднена из-за отсутствия приборов, моделирующих термодинамические условия скважины, и сложного реологического состояния буровых и цементных растворов, проявляющегося даже при нормальных температурах и давлениях. Причем сложность реологического состояния заключается не только в отклонении реологических характеристик от бингамовских констант, но и в принадлежности большинства буровых растворов к иному виду жидкостей – нестационарным по реологическому состоянию.

Для описания одномерного стабилизированного сдвигового течения несжимаемой сложной реостационарной жидкости З.П. Шульманом предложена обобщенная реологическая модель:

$$\tau^{1/n} = \tau_0^{1/n} + (\mu \cdot \rho \dot{\gamma})^{1/m}. \quad (7.1)$$

Уравнение (7.1) обобщает наиболее употребительные модели: Ньютона ($\tau_0 = 0$, $m = n$, $\mu \cdot \rho = \nu$); Бингама – Шведова ($m = n = 1$; $\mu \cdot \rho = \eta$); Оствальда – Де Виля ($\tau_0 = 0$, $\mu^{n/m} = K$); Кессона ($m = n = 2$, $\tau_0^{1/2} = K_0$, $\mu^{1/2} \cdot \rho = K_1$); Кессона – Шульмана ($m = n = 2 \div 5$, $\mu^{1/n} \cdot \rho = \eta_{пл}$); Балкли – Гершеля ($n = 1$, $\mu^{1/m} \cdot \rho = A$) и т.д.

Здесь τ – касательное напряжение сдвига; τ_0 – динамическое (статическое) напряжение сдвига; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига; μ – абсолютная ньютоновская вязкость; $\eta_{пл}$ – пластическая вязкость; ν , $\mu \cdot \rho$, K , K_1 , A – вязкостные характеристики; K_0 – характеристика пластичных свойств; m , n – произвольные действительные числа.

Однако определить реологические характеристики полного уравнения (7.1) по данным реометрии затруднительно из-за сложности интерпретации результирующего уравнения в консистентных переменных. Кроме того, аналитическое решение уравнения (7.1) для случая течения жидкости в кольцевом канале получить не удастся.

Вместе с тем, используя ближайший аналог уравнения

(7.1) – модель Кессона – Шульмана, Ю.В. Бухман, В.И. Липатов, А.И. Литвинов, Б.И. Мительман и др. получили точные и приближенные зависимости, позволяющие аналитически с достаточной точностью определить расход жидкости и потери давления в кольцевом пространстве бурящейся скважины с учетом нелинейно-вязкопластичного реологического состояния используемых буровых и цементных растворов.

Однако для определения реологических характеристик и адекватности модели Кессона – Шульмана (τ_0 , $\eta_{пл}$ и n) требуется статистический анализ консистентных кривых по данным пассивного эксперимента, что весьма трудоемко и требует использования ЭВМ. Для разработки более простого способа диагностики реологического состояния и определения характеристики течения сложных сред Г.Г. Габузовым предложена обобщенная реостационарная нелинейно-вязкопластичная модель

$$(\tau - \tau_0)(1 + a\tau) = \bar{K}\dot{\gamma}; \tau \geq \tau_0, \quad (7.2)$$

где \bar{K} – абсолютная (пластическая) вязкость; a – показатель нелинейности.

Уравнение (7.2) может служить для описания реологического состояния разнообразных реостационарных жидкостей: ньютоновских ($\tau = 0$, $a = 0$), псевдопластичных ($\tau_0 = 0$, $a > 0$), вязкопластичных ($a = 0$), бингамовских псевдопластиков ($a > 0$), бингамовских дилатантных жидкостей ($a < 0$).

В результате интегрирования выражения (7.2) получают зависимости, конструктивное строение которых позволяет применить для диагностики реологического состояния и определения значений реологических характеристик статические методы планирования экспериментов.

Аналитическое решение уравнения (7.2) для случаев течения жидкости в концентричном кольцевом пространстве не встречает принципиальных затруднений. Однако расчет потерь давления в кольцевом пространстве по результирующему уравнению требует применения ЭВМ.

Таким образом, реологическое уравнение нелинейно-вязкопластичной среды (7.2), наиболее приемлемое для определения реологических характеристик на капиллярных и ротационных вискозиметрах, не имеет существенных преимуществ по сравнению с моделью Кессона – Шульмана при попытках расчета потерь давления в кольцевом пространстве.

Возможности адекватного описания процессов течения буровых и цементных растворов аналитическими зависимостями ограничены и другими причинами, например эффектом

скольжения и нестационарным реологическим состоянием буровых (цементных) растворов.

Скольжение буровых растворов относительно стенки трубы считается доказанным. Эффект скольжения проявляется в увеличении расхода жидкости и прогрессивно ослабевает с ростом диаметра трубы и средней скорости потока.

Существенные затруднения возникают при попытке учета нестационарного реологического состояния буровых растворов. Регистрация, например, изменения статического напряжения сдвига во времени не характеризует упрочнение и деструкцию среды в процессе течения и вследствие этого не отображает ее нестационарное реологическое состояние.

Таким образом, возможности адекватного аналитического описания реологического состояния буровых и цементных растворов существенно ограничены.

Изучению условий, при которых осуществляется переход от ламинарного течения к турбулентному при движении не-ньютоновских жидкостей, посвящены работы многих исследователей.

Рассматриваемые ниже зависимости справедливы для случая стационарного изотермического течения жидкостей на гидродинамически стабилизированном участке гладких труб круглого и концентричного кольцевых сечений, что в большинстве случаев не соответствует практическим условиям бурения. Кроме того, зависимости справедливы при априорном предположении о принадлежности их к вязкопластичным жидкостям – стационарным по реологическому состоянию. Как показано выше, это предположение для буровых и цементных растворов достаточно условно.

В работе Б.О. Хедстрема показано, что критическое число Рейнольдса $Re_{кр}$ для перечисленных условий однозначно определяется критерием He , учитывающим соотношение между пластичными и вязкими свойствами жидкости и не зависящим от инерционных сил:

$$Re_{кр} = Re_{кр}(He), \quad (7.3)$$

$$Re_{кр} = \frac{w_{кр} d_s \rho}{\eta}; \quad He = \frac{\tau_0 d_s^2}{\eta^2},$$

где He – критерий Хедстрема; $w_{кр}$ – средняя критическая скорость течения, м/с; d_s – эквивалентный диаметр канала, м; ρ – плотность жидкости, кг/м³; η – пластическая вязкость, Па·с; τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па.

Анализ результатов исследований Р. Вильгельма, В. Лолфи и Д. Ларсена по перекачке цементных растворов позволил установить, что переход к турбулентному режиму течения у сред с выраженными пластичными свойствами не зависит от диаметра трубопровода и величины структурной (пластической) вязкости. На основе этого положения Э.К. Латыповым и Б.С. Филатовым предложено критическую скорость вычислять (м/с) по формуле, полученной из выражения для обобщенного критерия Рейнольдса и уточненной на основе имеющихся опытных данных:

$$w_{кр} = 25\sqrt{\tau_0\rho}. \quad (7.4)$$

В соответствии с формулой (7.3) зависимость (7.4) удобнее представить в безразмерном виде:

$$Re_{кр} = \sqrt{625He}. \quad (7.5)$$

Значительно позднее на основе экспериментальных данных В.И. Липатовым, Б.И. Мительманом и Л.П. Шумиловым установлена справедливость формулы (7.5) в диапазоне $2 \cdot 10^4 \leq He \leq 1,6 \cdot 10^5$.

В работе Е.М. Соловьева предложена эмпирическая зависимость, аппроксимирующая известные опытные данные при течении буровых и цементных растворов в трубах круглого и кольцевого сечения различных диаметров. Указанная зависимость охватывает наиболее широкий диапазон изменения критерия He и имеет вид

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}; 0 \leq He \leq 1,2 \cdot 10^7. \quad (7.6)$$

Вместе с тем следует отметить, что некоторые авторы выделяют несколько режимов течения буровых растворов. Так, А.Х. Мирзаджанзаде привел данные, показывающие, что в диапазоне $1000 < Re' < 2200$ наблюдается существенный разброс значений коэффициента гидравлических сопротивлений. Это позволило сделать заключение о существовании зоны перехода от структурного к турбулентному режиму течения и выделить режимы течения: структурный $Re' \leq 1000$, переходный $1000 < Re' < 2200$ и турбулентный $Re' \geq 2200$.

Известны рекомендации и по более подробному делению режимов течения. Так, Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюком и Н.Г. Гелетием выделены границы режимов по обобщенным числам Re: структурный ($Re' = 0 \div 64$); переходный от структурного к ламинарному ($Re' = 64 \div 700$); ламинарный

($Re' = 700 \div 1200$); переходный от ламинарного к турбулентному ($Re' = 1200 \div 2300$); турбулентный ($Re' > 3000$). При $Re' = 2300 \div 3000$ поток стабилизируется. Эти результаты хорошо совпадают с экспериментальными данными Г. Говарда и Дж. Кларка. Н.П. Лещием и Д.Ю. Мочернюком указывается, что интервал переходного режима от ламинарного к турбулентному находится в пределах $Re' = 2390 - 2820$.

На режим течения жидкости существенно влияет эксцентricность внутренней трубы. Теоретически показано, что между обобщенными критериями Рейнольдса для концентричного и полностью эксцентричного кольцевого пространства существует соотношение $Re'_z \approx 2,5 Re'_{кр}$. Далее, считая критические значения для концентричного кольцевого пространства $Re'_{кр} = 1160$, рекомендуется принять $Re'_{кр,z} = 4000$. М.П. Гулизаде и др. указывают, что значение $Re'_{кр,z} = 3250$.

Приведенные значения критических обобщенных значений критерия Рейнольдса (3250–4000), вероятно, завышены. Использование методического подхода для определения критических значений обобщенного критерия Рейнольдса с учетом эксцентриситета труб показывает, что переход к турбулентному режиму в эксцентричном кольцевом пространстве для нетискотропных буровых растворов происходит при более низких значениях $Re'_{кр}$, чем при концентричном расположении труб.

Экспериментальные работы по определению коэффициента гидравлического сопротивления и условий смены режимов течения при движении воды и буровых растворов в кольцевых каналах при концентричном и эксцентричном расположении труб проведены в б. ВНИИКРнефти.

На рис. 7.1 представлены результаты исследований, полученные при экспериментах с технической водой. Опытные данные нанесены на график в координатах $\lambda Re/96 - Re$. При концентричном положении внутренней трубы и соотношении внутреннего и внешнего диаметров кольцевого пространства, превышающем 0,5, в случае ламинарного режима течения должна выполняться зависимость $\lambda Re/96 = 1$. При изменении безразмерного эксцентриситета \bar{e} кольцевого пространства она существенно меняется.

Разброс данных не позволяет установить точные значения критерия Рейнольдса, при которых происходит изменение коэффициента гидравлического сопротивления. Можно лишь констатировать, что критические значения критерия Рейнольдса

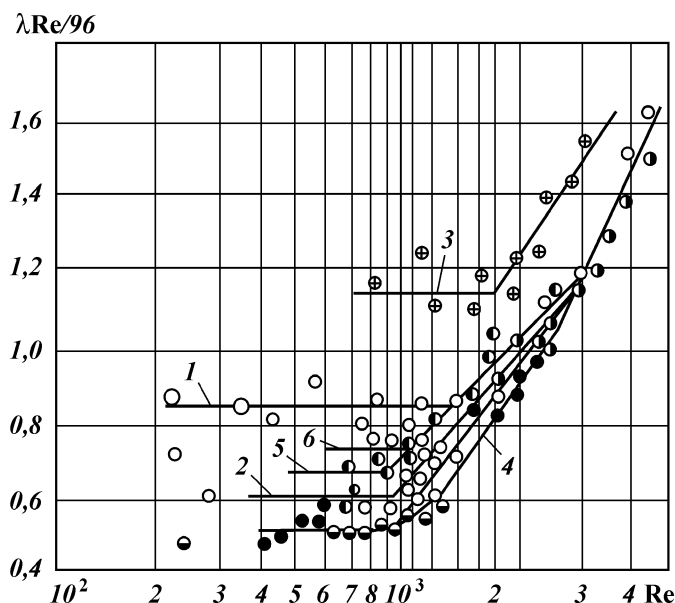


Рис. 7.1. Зависимость показателя $\lambda Re/96$ от критерия Re для воды: 1, 2, 4, 5 – по данным М.Г. Минигазимова; 3, 6 – по данным ВНИИКРнефти; 1 – $\bar{e} = 0,1/m = 0,637$ ($D_k = 50,23$ мм, $d_{тр} = 31,95$ мм); 2 – $\bar{e} = 0,657$, $1/m = 0,637$; 3 – $\bar{e} = 0,1/m = 0,7$; 4 – $\bar{e} = 1$; $1/m = 0,637$; 5 – $\bar{e} = 0,329$, $1/m = 0,700$; 6 – $\bar{e} = 1,1/m = 0,7$

при течении воды уменьшаются с ростом эксцентриситета кольцевого пространства.

Кривые $\lambda = \lambda(Re')$, представленные на рис. 7.2, получены в результате обработки опытных данных методами математической статистики. Коэффициент корреляции между логарифмами переменных величин при построении кривой 1 составил 0,85, кривой 2 – 0,76, кривой 3 – 0,45, кривой 4 – 0,42, кривой 7 – 0,78, кривой 8 – 0,72.

Совпадение зависимостей наблюдается при структурном течении ($Re' < 1800-2000$) различных буровых (глинистых) растворов лишь в концентричных кольцевых каналах. При движении растворов при эксцентричном положении труб изменение λ не согласуется с зависимостью $\lambda = 96/Re'$. Такое отклонение можно объяснить возникновением в эксцентричном кольцевом пространстве застойных зон, размеры которых зависят от свойств буровых растворов, скорости течения, конфигурации канала движения и т.д. При значении $Re' \approx$

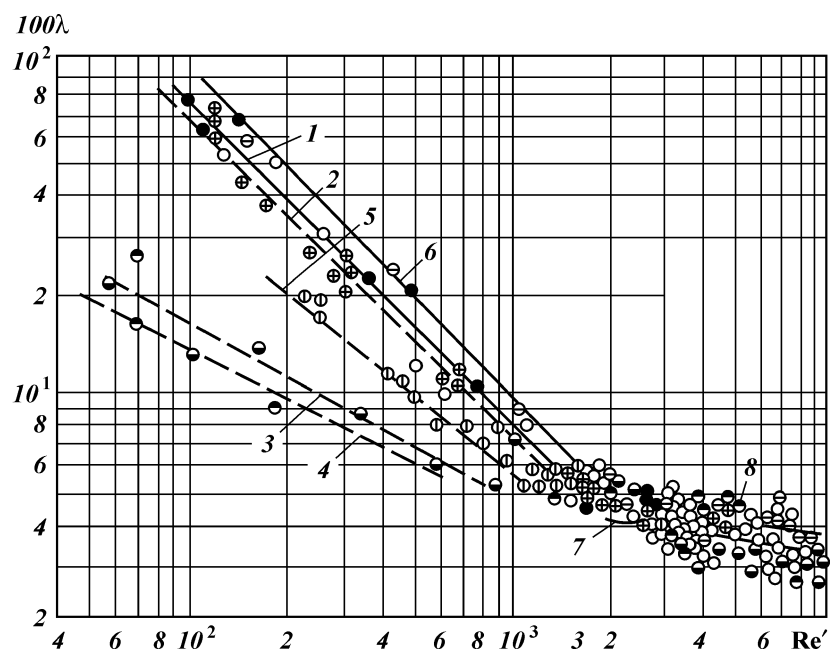


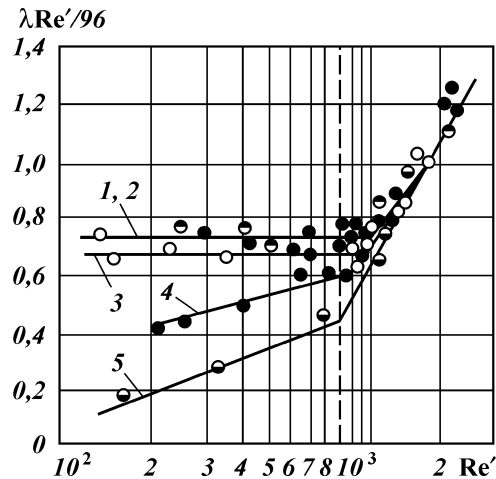
Рис. 7.2. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от обобщенного критерия Re для буровых растворов: 1 – для всех испытанных растворов; 2–5 – буровой раствор соответствует № 1–4; 6 – зависимость $\lambda = 96/Re$; 7, 8 – для всех испытанных растворов в турбулентной области; сплошные линии – концентричное расположение труб; пунктир – эксцентричное расположение труб

≈ 1800 – 2000 режим становится турбулентным в большей части эксцентричного зазора, а кривые $\lambda = \lambda(Re')$, полученные для концентричных (кривая 8) и эксцентричных (кривая 7) кольцевых каналов, практически совпадают.

Повышение эксцентриситета в одних случаях (см. рис. 7.2, кривые 3, 4) приводит к снижению критических значений $Re'_{кр}$, тогда как при этом же эксцентриситете для бурового раствора с повышенными значениями статического напряжения сдвига (кривая 2) наблюдаются более высокие критические значения обобщенного критерия Рейнольдса, что свидетельствует о достаточно сложных процессах течения при формировании застойных зон.

Для выявления критических значений $Re'_{кр}$ опытные данные нанесены на график в координатах $\lambda Re'/96 - Re'$ (рис. 7.3),

Рис. 7.3. Зависимость $\lambda Re'/96$ от Re' для буровых растворов при эксцентричном положении труб:
 1, 2 – буровой раствор № 1 и 2 соответственно; 3 – № 4; 4 – № 3; 5 – № 2.



анализ которого позволяет заключить следующее: для всех исследованных буровых растворов независимо от величины эксцентриситета наблюдается переход к турбулентному режиму течения при $Re'_{кр} \approx 1800 \div 2000$. Излом кривых при $Re' < Re'_{кр}$ свидетельствует о переходе к турбулентному режиму течения при некоторых минимальных значениях $(Re'_{кр})_{min}$.

Частицы твердой фазы при определенных условиях в вязкой жидкости представляют собой очаг зарождения турбулентных пульсаций. Подобное явление наблюдалось и в потоке бурового раствора при введении в него частичек песка. Установлено, что взвешенные частицы двояко влияют на течение. Даже при незначительной отрицательной разнице плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды уменьшается критическое число Рейнольдса, при положительной же разнице наблюдается обратный эффект.

Можно показать, что на режим течения буровых растворов влияют и многие другие факторы, например вращение и шероховатость труб, неизотермические условия течения, местные сопротивления, условия входа в канал движения и т.д.

Применительно к процессам вытеснения буровых растворов цементными можно считать, что переход к турбулентному режиму течения буровых и цементных растворов гарантируется при $Re \geq 2300$.

7.2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАМЕЩЕНИЯ И СМЕШЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ АНАЛИТИЧЕСКИМИ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ МЕТОДАМИ

Вполне очевидно, что успех выполнения технологических операций по замещению буровых растворов неразрывно связан с качеством проводки скважин до производства цементировочных работ. Например, маловероятно высокое качество цементирования при большой кавернозности и искривлениях ствола скважины, желобообразованиях, зашламленности ствола, образования на стенках скважины рыхлых глинистых корок, наличии потенциальных поглощающих и флюидопроявляющих горизонтов и т.д.

Требования к этим операциям пока недостаточно определены и нуждаются в дальнейшем уточнении и конкретизации.

Полнота замещения бурового раствора цементным или любой другой промывочной жидкостью характеризуется коэффициентом замещения k_3 , равным отношению объема вытесненного бурового раствора к исходному объему V , занимаемому буровым раствором до процесса замещения. При полном замещении $k_3 = 1$.

Очевидно, что герметичность скважин зависит не только от полноты замещения бурового раствора цементным, но и от многих других факторов, таких как прочность цементного камня, обсадной колонны, ее оснастки и т.д.

Обеспечение турбулентного режима течения при замещении – фактор, благоприятствующий скорейшему и более полному удалению бурового раствора и размыву корки. Однако достижение турбулизации цементного раствора лишь в результате повышения скоростей течения не всегда возможно из-за высоких гидравлических сопротивлений. В потоке необходимо создавать условия для образования вихрей. Вполне естественно возникают необходимость изучения возможностей генерирования вихрей в потоке, когда критерий Рейнольдса меньше критического, а также установления закономерностей перемещения вихрей в потоке.

Вихреобразованию способствуют механические воздействия в результате перемещения обсадной колонны, использования специальных турбулизаторов и т.д. Определенный положительный эффект дают муфты и неровности стенок скважины, однако они могут оказать и отрицательное воздействие на полноту замещения бурового раствора цементным.

Таким образом, исходя из существующих представлений, процесс замещения бурового раствора цементным должен быть

управляемым на основе направленного влияния регулируемых технологических факторов, а также технических средств интенсификации процессов.

В практике цементирования скважин, особенно глубоких и высокотемпературных, очень часты случаи повышения давления при закачивании и продавливании цементного раствора в заколонное пространство. Одна из причин повышения давления – резкое загустевание бурового раствора при смешении с цементным.

Теоретическое решение задачи по определению коэффициента замещения и размеров зон смешения растворов связано с необходимостью учета реального реологического состояния жидкости, конфигурации канала движения, условий вихреобразования и т.д., что является сложной проблемой.

Впервые задачи о вытеснении вязких и вязкопластичных жидкостей в обсадной колонне и заколонном пространстве скважины решены в 50-х годах А.Х. Мирзаджанзаде, А.А. Аббасовым, Я.А. Шварцем, М.Н. Махмудовым и др.

Так, пренебрегая влиянием начального участка и принимая, что эпюра распределения скоростей при вытеснении одной вязкой жидкости другой остается такой же, как и при движении однородной жидкости, скорость граничной точки v на расстоянии r от оси трубы при ламинарном режиме течения жидкостей в вертикальной трубе (движение снизу вверх) можно определить из следующей системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} v &= \frac{dz}{dt} = \frac{p_1 - p - \rho_1 g z}{4\mu_1 z} (R^2 - r^2), \\ v &= \frac{dz}{dt} = \frac{p - p_2 - \rho_2 g (L - z)}{4\mu_2 (L - z)} (R^2 - r^2), \end{aligned} \right\} \quad (7.7)$$

где p – давление в точке раздела; p_1, p_2 – давление в начале и конце трубы соответственно; μ_1, μ_2 – абсолютная вязкость вытесняющей и вытесняемой жидкостей соответственно; ρ_1, ρ_2 – плотность жидкостей; z – вертикальная координата точки на границе раздела жидкостей; R – радиус трубы.

Преобразование системы (7.7) приводит к следующему обыкновенному дифференциальному уравнению в безразмерных переменных:

$$\frac{d\bar{z}}{d\bar{t}} = \frac{i - \varphi + (\varphi - 1)\bar{z}}{\bar{\mu} + (1 - \bar{\mu})\bar{z}} (1 - \bar{r}^2), \quad \bar{z} = \frac{z}{L}, \quad \bar{r} = \frac{r}{R}, \quad (7.8)$$

$$\varphi = \frac{\rho_2}{\rho_1}, \quad \bar{\mu} = \frac{\mu_2}{\mu_1}, \quad i = \frac{p_1 - p_2}{\rho_1 g L}, \quad \bar{t} = \frac{R^2 \rho_1 g}{4\mu_1 L} t.$$

Уравнение (7.8) интегрируют в предположении, что первоначальная граница раздела $z = L_0$. В результате определяется безразмерное время t_1 от начала процесса до момента прорыва вытесняющей жидкости при $r = 0$ и $z = 1$, а также отношение оставшегося объема ΔW вытесняемой жидкости в момент прорыва к первоначальному ее объему V .

Окончательное уравнение после упрощений ($L_0/L = 0$, $\varphi = 1$, $i = \text{const}$) и раскрытия неопределенностей принимает вид

$$\frac{\Delta W}{V} = \frac{1 + 2\bar{\mu}}{3(1 + \mu)}, \quad (7.9)$$

где ΔW – объем вытесняемой жидкости, оставшейся в трубе в момент поступления вытесняющей жидкости к выходу трубы.

Поскольку, по определению, $\Delta V = V - \Delta W$, на основании формулы (7.9) коэффициент замещения

$$k_3 = 1 - \frac{1 + 2\bar{\mu}}{3(1 + \mu)}. \quad (7.10)$$

Выражение (7.10) указывает на повышение коэффициента замещения с уменьшением параметра $\bar{\mu}$, зависящего от отношения абсолютных вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей. При равенстве абсолютных вязкостей коэффициент замещения в момент прорыва $k_3 = 0,5$ (при $t = t_1$ и $\bar{\mu} = 1$). Очевидно, что подобные выводы справедливы с учетом допущений, принятых при решении задачи.

Задача для случая вытеснения вязкопластных жидкостей при структурном режиме течения жидкостей сверху вниз по вертикальной трубе (обсадной колонне) без учета различий в физико-механических свойствах жидкостей базируется на следующей системе уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dz}{dt} &= \frac{p_1 - p + \rho g z}{4\eta z} (R^2 - r^2) - \frac{\tau_0}{\eta} (R - r), \\ \frac{dz}{dt} &= \frac{p - p_2 + \rho g z}{4\eta(L - z)} (R^2 - r^2) - \frac{\tau_0}{\eta} (R - r), \end{aligned} \right\} \quad (7.11)$$

$$r_0 \leq r \leq R,$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига; η – пластическая вязкость жидкостей; r_0 – радиус ядра потока.

Преобразование системы (7.11) приводит к уравнению в безразмерных переменных

$$\frac{d\bar{z}}{st} = \frac{1+i}{4}(1-\bar{r}^2) - \frac{\beta(1+i)}{2}(1-\bar{r}); \quad \bar{z} = z/L, \quad (7.12)$$

$$\bar{r} = r/R, \quad \beta = r_0 R, \quad i = \frac{p_1 - p_2}{\rho g L}, \quad \bar{t} = \frac{R^2 \rho g}{\eta L} t.$$

Интегрирование выражения (7.12) с учетом уравнения первоначальной границы раздела $z = L_0$ после преобразований приводит к следующему окончательному результату (при $\bar{r} = \beta$, $L_0/L = 0$ и $z = 1$):

$$k_3 = \beta^2 + \frac{(1-\beta)(3+5\beta)}{6}. \quad (7.13)$$

Анализ выражения (7.13) показывает, что при изменении β от 1 до 0,5 коэффициент замещения снижается от 1 до 0,7, т.е. на 30 %.

Таким образом выявляется преимущество вытеснения вязкопластичных жидкостей с развитым ядром течения.

Аналитическое решение задачи о замещении при последовательном движении двух вязкопластичных жидкостей с отличающимися свойствами в кольцевом пространстве скважины проводится по аналогичной схеме, однако взамен системы (7.11) для описания распределения скоростей вне ядра потока используются зависимости М.П. Воляровича и А.М. Гуткина. В отличие от приведенных примеров решения для круглой трубы это решение достаточно сложно и здесь не приводится. Между тем выводы о повышении коэффициента замещения буровых растворов с увеличением значений реологических характеристик и плотности цементных растворов, а также о нерациональности увеличения скорости восходящего потока при структурном режиме течения жидкостей согласуются с выводами, полученными при теоретическом рассмотрении процессов замещения жидкостей в круглой трубе, и представляют существенный интерес.

Следует учесть, что экспериментальное понятие коэффициента замещения не совпадает с теоретическим. Во всех теоретических работах, посвященных изучению закономерностей последовательного течения несмешивающихся жидкостей в совершенном гидравлическом канале, рассмотренных выше, коэффициент замещения определяется отношением объема замещенной жидкости $W_1 = W_3(t_1)$ в момент времени t_1 выхода границы раздела в конечное сечение заданного интервала L к объему этого интервала W , т.е. $K_1 = k_3(t_1) = W_1/W$. За время $t_1 = L/v_{\max}$ замещенный объем бурового раствора $W_{o,p}$ и

поступивший в колонну объем тампонажного раствора $W_{т.р}$ при постоянном расходе Q равны $W = Qt_1 = QL/v_{\max}$, где v_{\max} – максимальное значение скорости точки границы раздела. Так как $W_{т.р} < W = QL/v_{\text{ср}}$, теоретический коэффициент замещения относится к моменту времени, когда из заданного интервала замещен только чистый буровой раствор и, конечно, не произошло необходимого замещения одного объема другим.

С практической точки зрения представляет интерес значение k_3 , по крайней мере в момент времени $t_2 = L/v_{\text{ср}}$.

Таким образом, коэффициент замещения нельзя рассматривать как некоторый параметр, необходимо считать его непрерывной, возрастающей функцией времени $k_3(t)$ или функцией объема $W_{т.р}(t)$ закачиваемого в скважину тампонажного раствора.

Тогда прямая задача должна состоять в определении необходимого времени замещения или, точнее, объема тампонажного раствора, исходя из условия $k_3(t) = k_3(\alpha) = k_{\text{доп}}$, где $\alpha = W_{т.р}(t)/W$; $k_{\text{доп}}$ – допустимое значение коэффициента замещения.

Это же условие можно в принципе использовать и при решении обратной задачи – определении параметров тампонажного раствора и режима продавки.

Если период времени $t \leq t_1$ принято называть фазой замещения, то период $t_1 < t \leq t_{\text{доп}}$ – фазой вымывания.

Очевидно, что практически предельное значение коэффициента замещения всегда меньше единицы из-за несовершенства заколонного пространства скважины, обусловленного наличием каверн, застойных зон и коркообразованием.

Все известные теоретические решения задач продольного течения двух несмешивающихся и неоднородных жидкостей являются приближенными, основанными на формальном использовании стационарных уравнений гидродинамики при $\Delta p = \text{const}$. Это допущение не вполне соответствует реальному процессу, поскольку поддерживать постоянство гидравлических потерь при цементировании скважины невозможно.

Более оправдана схема решения задачи замещения, при которой исходят из условия $Q = \text{const}$. В этом случае для упрощения решения допустимо ограничиться рассмотрением последовательного течения двух равноценных жидкостей. Подстановка в полученное решение параметров замещающей и затем замещаемой жидкостей дает возможность оценить истинное решение, которое будет принимать промежуточное значение. Эта идея впервые была использована в работе А.Х. Мир-

задан заде для оценки коэффициента k_1 в трубе при структурном режиме замещения.

Рассмотрим последовательное течение двух однородных равноценных жидкостей при постоянной подаче $Q_0 = \text{const}$ в совершенном гидравлическом канале (труба, концентричное кольцевое пространство).

В этом случае граница раздела жидкостей в любой момент времени определяется по формуле

$$z = v(r)t, \quad (7.14)$$

где $v(r)$ – профиль скорости в сечении канала; $z = 0$ – начальное сечение.

Поскольку граница раздела достигает конечного сечения $z = L$ заданного интервала L в момент времени $t_1 = L/v_{\text{max}}$ к этому моменту из интервала будет замещен объем жидкости, равный $W_1 = Q_0 t_1 = \frac{v_{\text{cp}}}{v_{\text{max}}} W$. Поэтому при $t = t_1$ коэффициент замещения определяется отношением средней скорости к максимальной, т.е. $K_1 = v_{\text{cp}}/v_{\text{max}}$ или $K_1 = t_1/t_2$.

При $t > t_1$ через сечение $z = L$ будет поступать замещаемая жидкость с расходом $Q_1(t)$ и замещающая – с расходом $Q_2(t)$. Но так как $Q_1 + Q_2 = Q_0$, изменение объема замещаемой жидкости во времени можно рассчитать по формуле

$$W_1(t) = Q_0 t - \int_{t_1}^t Q_2(t) dt. \quad (7.15)$$

Расход $Q_2(t)$ находят интегрированием усеченного профиля скорости.

При структурном режиме течения вязкопластичных жидкостей с одинаковыми свойствами в заклонном пространстве скважины для любого момента времени t коэффициент замещения и долевое содержание замещаемой жидкости в смеси рассчитывают по следующим формулам:

$$k_3(t) = \frac{K_1 - \bar{r}_0 x - \frac{2}{3}(1 - \bar{r}_0)x^{2/3}}{1 - x};$$

$$C_3(t) = 1 - \frac{1}{K_1} \left[\bar{r}_0 + (1 - \bar{r}_0) \left(1 - \frac{x}{3} \right) x^{1/2} \right];$$

$$x = 1 - K_1/\bar{t}; \quad \bar{t} = t/t_2; \quad t \geq t_1; \quad K_1 = t_1/t_2; \quad (7.16)$$

$$K_1 = \frac{2 - 3\bar{r}_0 + \bar{r}_0^3}{3(1 - \bar{r}_0)^2}; \quad \bar{r}_0 = \frac{4L\tau_0}{\Delta\rho(D_c - d_n)};$$

$$\text{Sen} = \frac{\tau_0(D_c - d_n)}{2\eta v_{\text{ср}}}; \quad \text{Sen} = \frac{12\bar{r}_0}{2 - 3\bar{r}_0 + \bar{r}_0^3},$$

где Sen – критерий Сен-Венана; D_c , d_n – диаметр скважины и наружный диаметр обсадной колонны соответственно.

На рис. 7.4 показаны графики зависимости C_b и k_3 от $\Delta W_2/W$, из которых можно сделать следующие выводы:

полнота замещения бурового раствора увеличивается с ростом использованного объема тампонажного раствора и критерия Сен-Венана;

для определения необходимого объема тампонажного раствора достаточно задать допустимую концентрацию C_b на выходе.

Например, при допустимой концентрации $C_b = 10\%$ и $\text{Sen} = 10$ согласно кривым 2 (см. рис. 7.4) объем тампонажного раствора должен составлять $1,2 Q_0$, так как $\Delta W_2/W = 0,2$; при этом $k_3 = 0,9$.

При турбулентном режиме замещения бурового раствора, используя соответствующие формулы для профиля скорости, получили следующее приближенное решение:

$$k_3(t) = 1 - \left(\frac{1}{K_1 - 1} \right) \bar{t} \exp\left(-\frac{x}{1-x}\right);$$

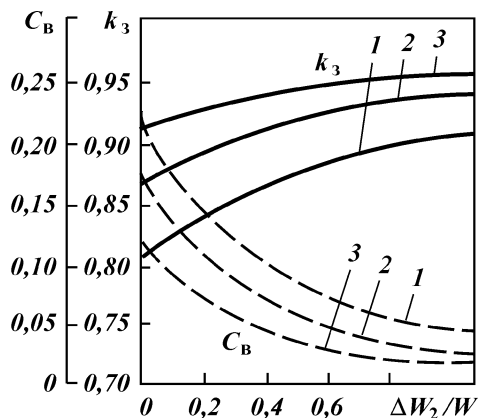


Рис. 7.4. Зависимости коэффициента замещения k_3 и долевого содержания замещающей жидкости C_b в выходном сечении заколонного пространства от $\Delta W_2/W$: 1, 2, 3 – критерий Sen равен 0; 10; 40 соответственно

$$C_b(\bar{t}) = \left(1 + \frac{1}{\bar{t}} \frac{1}{K_1}\right) \exp\left(-\frac{x}{1-x}\right), \quad (7.17)$$

где $K_1 = (1 + 0,835\sqrt{\lambda})^{-1}$; $x = 1 - K_1/\bar{t}$; $\bar{t} = 1 + \Delta W_2/W$.

В данном случае результат решения зависит от значений \bar{t} и коэффициента гидравлического сопротивления λ .

Зависимость параметров замещения K_1 , k_3 и C_b от \bar{t} и λ приведена в табл. 7.1.

Если воспользоваться теорией турбулентного перемешивания в длинных трубах и формулой Тейлора для коэффициента диффузии, то расчетная формула для коэффициента в заколонном пространстве скважины k_c примет вид

$$k_c = 12,5 \left[\lambda_{\tau}^{1/4} \left(-\frac{d_b}{L}\right)^{1/2} + \lambda_{\kappa}^{1/4} \left(\frac{D_c - d_n}{L}\right)^{1/2} \right], \quad (7.18)$$

где λ_{τ} и λ_{κ} – коэффициент гидравлического сопротивления в трубе и заколонном пространстве соответственно; d_b – внутренний диаметр обсадной колонны.

Результаты расчетов по формулам (7.16) и (7.18) были сопоставлены с фактическими опытными данными. В результате выявлено, что при структурном режиме замещения расчетные формулы, полученные в соответствии с теорией замещения несмешивающихся жидкостей, хорошо согласуются с опытными данными, а при смешанном или турбулентном режиме замещения использование этой теории приводит к неудовлетворительным результатам.

Таким образом, при структурном режиме замещения для определения избыточных объемов замещающей жидкости следует использовать формулы (7.16) или графики рис. 7.4. При смешанном или турбулентном режиме замещения рекомендуется применять зависимость (7.18), полученную на

Таблица 7.1

Зависимость параметров замещения от \bar{t} и λ

\bar{t}	$\lambda = 0,04$			$\lambda = 0,02$		
	K_1	$k_3(\bar{t})$	$C_b(\bar{t})$	K_1	$k_3(\bar{t})$	$C_b(\bar{t})$
1,0	0,856	0,941	0,285	0,894	0,958	0,295
1,05		0,951	0,217		0,969	0,205
1,10		0,961	0,150		0,978	0,124
1,20		0,972	0,090		0,987	0,064
1,40		0,984	0,036		0,994	0,019

основе теории турбулентного перемешивания и фактических данных.

Известны также полуэмпирические и экспериментальные методы определения коэффициентов замещения и смешения буровых растворов.

Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюк и И.Г. Гелетий, рассматривая влияние режимов течения и показателей свойств вытесняемого раствора, пришли к выводу, что во всех случаях для обеспечения более полного замещения бурового раствора цементным необходимо выполнение условия

$$Re_r' > Re_c', \quad (7.19)$$

где Re_r' и Re_c' – обобщенный критерий Рейнольдса соответственно для бурового (глинистого) и цементного раствора.

В связи с отсутствием экспериментальных данных соотношение (7.19) не уточнено.

Вместе с тем неравенство (7.19) включает комбинацию из инерционных составляющих потока, плотностей и реологических характеристик последовательно движущихся жидкостей. В связи с этим трудно представить, что одинаковая эффективная вязкость, которая отмечается при различных соотношениях динамического напряжения сдвига, пластической вязкости и скорости течения, оказывает равнозначное влияние на процесс вытеснения.

Достаточно сложным представляется решение проблемы замещения жидкостей в эксцентричных кольцевых каналах. Например, исследованиями Мак-Лина установлено, что турбулизация потока, реализованная при различных комбинациях скорости и реологических характеристик, неоднозначно влияет на процесс вытеснения жидкостей из эксцентричных кольцевых каналов, так как повышение скорости предпочтительнее разжижения цементного раствора.

Теоретических работ, посвященных процессам замещения буровых растворов в эксцентричных кольцевых каналах, практически нет.

В 1941 г. Р.И. Шищенко на основе анализа уравнения равновесия страгивающих и удерживающих сил, действующих на неподвижную часть бурового раствора в суженной части кольцевого сечения шириной δ , предложил для оценки качества цементирования следующий критерий:

$$D = \delta \frac{\rho_c - \rho_r}{\theta} g, \quad (7.20)$$

где D – безразмерный комплекс, зависящий от средней скорости течения, геометрии канала движения и свойств жидкостей; θ – статическое напряжение сдвига жидкости.

Критерий D косвенно учитывает гидродинамическую составляющую сдвигающих сил и для обеспечения удаления бурового раствора из суженной части кольцевого сечения должен быть, по Р.И. Шищенко, равен 30 или более.

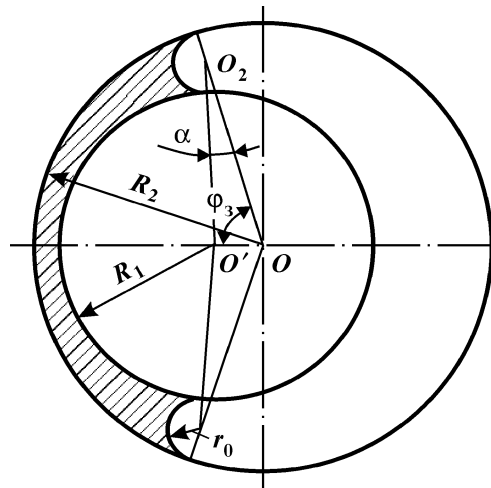
В дальнейшем А.Х. Мирзаджанзаде показал, что по физическому смыслу уравнение (7.20) характеризует условия гравитационного оседания границы раздела бурового и цементного раствора после окончания продавки и для предотвращения оседания критерий должен находиться в диапазоне $6 \leq D \leq 12$.

Рассмотрим общий случай, когда труба смещена относительно оси скважины на величину $OO' = 1$ (рис. 7.5). Условие существования застойной зоны (на рисунке заштрихована) в период от начала течения до стабилизации гидравлического радиуса эксцентричного канала можно записать в виде

$$\Delta p' S_{\Pi}' + \theta_t S_{\text{ж}}' \leq \theta_t S_{\text{т}}', \quad (7.21)$$

где $\Delta p'$ – перепад давления на эксцентричном участке; S_{Π}' , $S_{\text{ж}}$ и $S_{\text{т}}'$ – текущее значение площади соответственно поперечного сечения застойной зоны, соприкосновения потока с застойной зоной и контакта застойной зоны с твердыми стенками; θ_t – статическое напряжение сдвига бурового раствора в застойной зоне через время t .

Рис. 7.5. Схема расположения застойной зоны в кольцевом пространстве скважины:
 $2\varphi_3$ – угол застойной зоны;
 r_0 – радиус потока на границе с буровым раствором; R_1 – наружный радиус обсадной колонны; R_2 – радиус скважины; OO' – смещение центральной обсадной колонны относительно оси скважины



При постоянной подаче жидкости и равновесном состоянии системы при конечных значениях θ , S_n , S_t , $S_{ж}$ выражение (7.21) может быть представлено в следующем виде:

$$S_n \Delta p / \theta + S_{ж} - S_1 = 0. \quad (7.22)$$

Используя уравнение (7.22) и определив площади при помощи геометрических построений, получим

$$\begin{aligned} & \frac{\Delta p R_2}{\theta} \left[\varphi_3 - \frac{\varphi_3 + \alpha}{m^2} - \bar{r}_0^2 (\pi - \alpha) - \bar{e} (1 - 1/m) (1 - \bar{r}_0) \sin \varphi_3 \right] - \\ & - 2 \left[\varphi_3 + \frac{1}{m} (\varphi_3 + \alpha) \right] + 2 \bar{r}_0 (\pi - \alpha) = 0; \end{aligned} \quad (7.23)$$

$$\alpha = 2 \arctg \left(\frac{\frac{\sin \varphi_3}{m+1}}{\bar{e}(m-1) - \cos \varphi_3} \right), \quad \bar{r}_0 = \frac{\bar{e}(m-1) \sin \varphi_3}{m \sin \alpha} - \frac{1}{m},$$

где l – длина эксцентричного участка.

Решение уравнения (7.23) выполнено на ЭВМ. В результате определены значения φ_3 и площади застойной зоны $\bar{S}_n = S_n / \left[\pi (R_2^2 - R_1^2) \right]$ в функции от безразмерной величины $A = (\Delta p R_2) / (\theta l)$ при различных фиксированных m и \bar{e} . Результаты расчетов отображены графически на рис. 7.6. Из анализа кривых можно сделать следующие выводы.

1. С увеличением $\Delta p / l$, R_2 и снижением θ величины φ_3 и \bar{S}_n уменьшаются, причем наиболее значительное снижение их происходит при увеличении A в интервале от 10 до 120–150.

2. При значениях $\bar{e} = 1$, т.е. когда колонна касается стенок скважины, разрушить застойную зону за счет гидродинамических перепадов давления практически невозможно. В этом случае наиболее эффективным средством может быть движение и вращение колонны. При $\bar{e} < 1$ в определенных условиях застойная зона полностью разрушается, и тем легче, чем меньше \bar{e} .

3. Повышение m , а следовательно (при фиксированном радиусе скважины) увеличение размеров кольцевого зазора приводит к уменьшению угла φ_3 , особенно при малых значениях параметра A , а в ряде случаев даже к полному исчезновению застойной зоны.

Приведенные на рис. 7.6 кривые позволяют установить

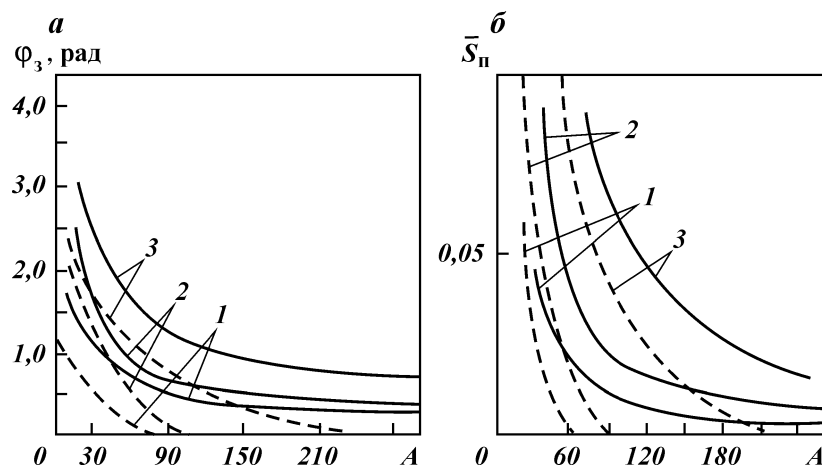


Рис. 7.6. Зависимости:

$a - \varphi_3 = \varphi_3(A)$; $b - \bar{S}_n = \bar{S}_n(A)$; сплошные линии - $\bar{e} = 1$; пунктирные линии - $\bar{e} = 0,9$; 1, 2, 3 - значение $1/m$ равно соответственно 0,5; 0,7; 0,9

величину застойных зон и наметить конкретные меры для их устранения.

Для этого при заданных величинах R_1/R_2 и \bar{e} по формуле (7.23) или рис. 7.6 следует определить значение параметра A , при котором исключаются застойные зоны, а затем принять конкретные меры по соответствующему регулированию величин $\Delta\rho$ и θ . При выборе эксцентриситета \bar{e} должна учитываться центрирующая способность соответствующих приспособлений.

В связи с гидроразрывами пластов при повышении скорости восходящего потока бурового раствора в зарубежной практике считают целесообразным проводить цементирование скважин при очень малых скоростях (0,2–0,4 м/с).

Так, в работе П. Паркера при экспериментальном исследовании процессов замещения растворов при низких скоростях течения установлены следующие эмпирические зависимости, отображающие условия полного замещения бурового раствора цементным:

при концентричном положении труб

$$\theta_{ц} = \theta_6 + 7,3 - 10,5\Delta\rho; \quad (7.24)$$

при эксцентричном положении труб

$$\theta_{ц} = (\theta_6 + 7,3 - 10,5\Delta\rho)(h_{\max} - h_{\min}), \quad (7.25)$$

где θ_c , θ_0 – статическое напряжение сдвига цементного и бурового раствора соответственно, Па; h_{\max} , h_{\min} – максимальное и минимальное расстояние между обсадной колонной и стенками скважины, см; $\Delta\rho$ – разность плотностей замещающей и замещаемой жидкостей, г/см³.

Приведенные формулы указывают на тесную взаимосвязь разности плотностей растворов с тиксотропными характеристиками жидкостей, совместно влияющими на полноту замещения.

Зависимости (7.24) и (7.25) адекватны экспериментальным данным при средних скоростях течения менее 0,45 м/с.

Г. Говардом и Дж. Кларком экспериментальным путем установлены закономерности изменения коэффициента замещения буровых растворов в зависимости от режимов течения цементных растворов. Вытеснение производилось из кольцевого пространства экспериментальной установки, составленной из колонны труб диаметром 140 мм, в которой находились 51-мм трубы.

Реологические характеристики определялись на капиллярном вискозиметре. Расстояние между точками замера перепада давления составляло 6,1 м; внутренний диаметр капиллярной трубы равен 8,45 мм.

На рис. 7.7 приведена зависимость коэффициента замещения от скорости потока. Опыты проводились с цементным раствором плотностью 1,84 г/см³, пластической вязкостью 0,0213 Па·с и динамическим напряжением сдвига 9,1 Па. В качестве замещаемой жидкости использовали буровой раствор плотностью 1,20 г/см³.

Как следует из рис. 7.7, при структурном режиме течения наблюдается значительный разброс данных, а при ламинарном – коэффициент замещения составляет более 0,9 (90 %). Область переходного режима не была исследована, поэтому возможная степень замещения при этом режиме определена путем интерполяции. В области турбулентного режима течения коэффициент замещения превышает 95–98 %. Приведенные на рис. 7.7 данные отражают лишь условия эксперимента и носят иллюстративный характер.

Если реологические параметры бурового и цементного растворов, геометрическая конфигурация и другие условия испытания аналогичны, то эффективность замещения прямо пропорциональна увеличению объемной скорости замещения.

При равных перепадах давления в заколонном пространстве в случае турбулентного режима наблюдаются более высокие значения коэффициента замещения, чем при ламинарном режиме течения.

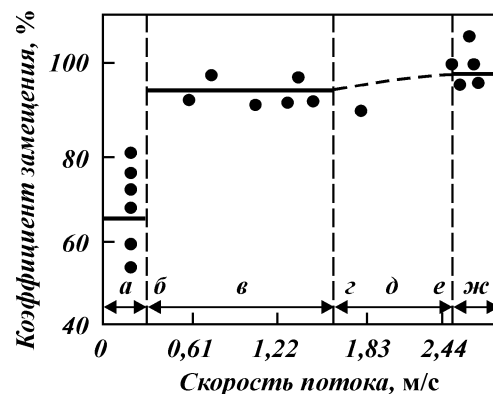


Рис. 7.7. Зависимость коэффициента замещения от скорости потока:
а – область структурного режима; *б* – примерная граница структурного режима; *в* – область ламинарного течения; *г* – нижняя граница критической скорости; *д* – переходная зона от ламинарного течения к турбулентному; *е* – верхняя граница критической скорости; *ж* – область турбулентного течения

С увеличением перепада давления в заколонном пространстве эффективность замещения раствора при турбулентном режиме возрастает по сравнению с ламинарным. Испытания указывают на увеличение коэффициента замещения при повышенной (31 %) концентричности внутренней трубы.

При исследовании влияния разности плотностей цементного и бурового растворов на коэффициент замещения установлено благоприятное условие замещения, когда плотность цементного раствора больше плотности бурового раствора; но эта разность не должна быть максимально возможной. Большая эффективность замещения достигается при умеренной разнице плотностей цементного и бурового растворов и повышенных скоростях потока.

На основании анализа результатов испытаний установлено, что эффективность замещения уменьшается с увеличением диаметра скважины. Перемещение трубы приводит к повышению эффективности замещения по сравнению с неподвижной трубой, однако этот рост не превышает 5–6 %.

Наиболее высокая эффективность замещения обеспечивается при перемещении трубы и применении скребков для удаления глинистой корки. Установлено, что цементный раствор проникает в узкие места кольцевого пространства, а замещение бурового раствора в его расширенных местах улучшается даже в том случае, если скребок не касается стенок скважины. Повышение степени замещения бурового раствора

объясняется разрушением структуры раствора и нарушением стабилизированного течения потока под воздействием конструкции скребка.

Анализ результатов многочисленных экспериментов показал:

с увеличением \overline{Re}' бурового и цементного растворов значение коэффициента замещения жидкостей k_3 возрастает;

эффективность замещения растворов в кольцевом пространстве скважины зависит от соотношения критериев Рейнольдса замещаемой и замещающей жидкостей;

для обеспечения максимального замещения буровых растворов в концентричном кольцевом пространстве цементным необходимо выполнение условия

$$\overline{Re}' \geq 2; \quad (7.26)$$

при небольших скоростях течения вязкопластичных жидкостей преобладающее влияние оказывают пластические составляющие реологических характеристик, при больших скоростях определяющую роль играют вязкостные составляющие.

Процесс замещения в большей мере определяется отношением эффективных вязкостей, а не отношением напряжений сдвига на стенках канала, возникающих при движении жидкостей. Однако зависимость как уже отмечалось, также имеет недостаток, поскольку предусматривает одинаковую степень влияния плотностей и эффективных вязкостей прокачиваемых жидкостей на коэффициент замещения. Разность плотностей растворов практически не влияет на изменение коэффициентов замещения жидкостей из кольцевого пространства. При равенстве эффективных вязкостей замещающей и замещаемой жидкостей отсутствие корреляции обусловлено отдельным влиянием пластической и вязкостной составляющих реологических характеристик, а также плотностью и скоростью течения движущихся жидкостей.

Повышение коэффициента замещения прослеживается при снижении соотношений пластической и вязкостной составляющих буровых и цементных растворов, увеличении скоростей потока, а также выравнивании значений плотности замещающей и замещаемой жидкостей. Подобные выводы, естественно, справедливы в пределах конкретных условий.

7.3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ

Отечественными исследователями выполнен большой объем теоретических, экспериментальных и промышленных исследований процессов смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов, буферной жидкости в скважине.

Основные результаты теоретических работ, лабораторных и промышленных экспериментов заключаются в следующем.

1. Чем выше кажущаяся вязкость вытесняющей жидкости по сравнению с вытесняемой, а следовательно, чем больше динамическое напряжение сдвига τ_0 и структурная вязкость η первой жидкости, тем больше коэффициент вытеснения при условии, что обе жидкости движутся в структурном режиме течения. Соотношение плотностей жидкостей при указанных условиях течения на коэффициент вытеснения не влияет.

Большее влияние на процесс вытеснения оказывает η_2/η_1 , чем τ_{02}/τ_{01} , а при малых скоростях – наоборот.

2. Если вытесняющая жидкость течет в структурном режиме, а вытесняемая – в турбулентном, то степень вытеснения можно повысить, увеличив вязкость вытесняющей жидкости, снизив плотность вытесняемой, а также уменьшив скорость течения. Изменение вязкости вытесняемой жидкости не оказывает существенного влияния на процесс вытеснения.

3. Если режим течения вытесняющей жидкости турбулентный, а вытесняемой – структурный, то степень вытеснения можно повысить в основном за счет увеличения плотности вытесняющей жидкости и уменьшения вязкости вытесняемой. Повышение скорости течения также способствует улучшению вытеснения.

4. Если режим течения обеих жидкостей турбулентный, то основное действие на рост коэффициента вытеснения оказывает увеличение соотношения плотностей вытесняющей и вытесняемой жидкостей.

5. Разность плотностей жидкостей не является определяющим фактором при цементировании скважин, так как не оказывает заметного влияния на изменение полноты вытеснения из кольцевого пространства. Так, увеличение $\Delta\rho$ от 0,3 до 0,6 г/см³ приводит к росту коэффициента вытеснения всего на 0,01.

Турбулентный режим течения вытесняющих жидкостей – один из главных факторов, определяющих наиболее полное вытеснение бурового раствора цементным.

Для обеспечения турбулизации рекомендуется в раствор вводить пластификаторы.

Достижение турбулизации за счет увеличения скорости потока в условиях малых кольцевых зазоров и высоких реологических показателей цементных растворов – задача весьма сложная и часто неразрешимая. В подобной ситуации турбулизация потока может быть обеспечена путем механического воздействия на поток турбулизирующими элементами – турбулизаторами. Турбулизацию потока вызывает и оснастка. Чем выше скорость потока, тем больше длина зоны турбулентности. Если турбулизирующие элементы разместить таким образом, чтобы они находились друг от друга на расстоянии зоны их турбулентности, то это обеспечит повышение замещения бурового раствора цементным. В нашей стране для турбулизации потока применительно к цементированию скважин выпускаются лишь винтовые (типа ВТ) турбулизаторы.

При промывке и цементировании обсадной колонны лопасти турбулизатора изменяют направление движения восходящего потока бурового и тампонажного растворов и способствуют созданию турбулентного режима течения. Благодаря этому повышается вытесняющая способность тампонажного раствора и обеспечивается более полное заполнение им затрубного пространства. На эффективность работы турбулизатора влияют эксцентриситет обсадной колонны, кавернозность и расширение ствола скважины.

Промысловый эксперимент позволил дать следующие практические рекомендации по разработке и расстановке турбулизаторов.

1. Турбулизаторы следует разрабатывать применительно к конкретным диаметрам обсадных колонн и скважин. Использование турбулизаторов иных типоразмеров в скважинах, пробуренных долотами большого диаметра, нерационально. Унификация турбулизаторов для определенного типа колонн и разного диаметра скважин не рекомендуется.

2. Угол наклона лопастей турбулизатора к его оси следует принимать равным 35–40°.

3. Число лопастей должно быть пять–восемь, при этом длина выбирается таким образом, чтобы обеспечивалось полное перекрытие кольцевого канала лопастями турбулизатора.

4. Турбулизаторы следует расставлять на ответственных участках ствола с учетом зоны их действия в кольцевом пространстве скважины. Длина зоны турбулизации зависит от кольцевого зазора, режима течения цементного раствора и кавернозности ствола скважины.

5. Для разобшения сильнокавернозных участков и вымывания из каверн турбулизаторы следует устанавливать возможно ближе к нижнему краю каверн на стволе номинального диаметра. Максимальный эффект в этом случае достигается при расхаживании колонны.

В случае непрерывного расхаживания обсадной колонны длину зоны турбулизации рекомендуется увеличить на высоту расхаживания.

7.3.1. БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

Под буферной жидкостью понимают промежуточную жидкость между буровым и тампонажным растворами, которая способствует повышению качества цементирования скважин и облегчает проведение процесса цементирования. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост давления в 1,4–1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4–0,6.

В настоящее время в мировой практике используются около 100 рецептур буферных жидкостей, что связано с применением их для решения большого круга задач, возникающих при цементировании. С целью выбора для каждой конкретной операции оптимальных рецептур разработаны различные классификации.

Классификация буферных жидкостей по их свойствам и составу положена в основу действующего ОСТА. По физическим свойствам буферные жидкости подразделяются на вязкоупругие и вязкие, которые, в свою очередь, делятся на высоковязкие и низковязкие. Большинство буферных жидкостей – низковязкие.

В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из колонного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

По составу применяемые буферные жидкости можно разделить на однофазные, двухфазные, трехфазные.

К однофазным относятся вода, вода с растворенными материалами (хлористый натрий, хлористый кальций, пирофосфат натрия), нефть, газ, кислоты (грязевая, соляная).

Двухфазные буферные жидкости состоят из жидкости и твердых нерастворимых (обычно абразивных) добавок (вода с пуццоланом, вода с кварцевым песком или цементом, нефть с песком или баритом).

Трехфазные буферные жидкости состоят из жидкой (вода, нефть), газообразной (азот, воздух) фаз и твердых веществ (кварцевый песок, пуццолан, цемент). В них вводят также хорошо растворимые реагенты (диспергаторы, эмульгаторы, стабилизаторы, турбулизаторы и др.).

Известны буферные жидкости, каждый компонент которых выполняет определенные функции.

Универсальные буферные жидкости, пригодные для широкого использования при всех условиях бурения, отсутствуют, поэтому в отечественной практике применяют следующие виды буферных жидкостей: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот и воду.

7.3.2. ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретным буровым и тампонажным растворами. При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве необходимо выполнение условия, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к их средним значениям для разобщаемых жидкостей.

Повышение эффективности очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора достигается применением комплексных буферных жидкостей. Первая их часть представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая – жидкостью, обладающей высокой физико-химической активностью. Для головной части составной буферной жидкости лучшими являются вязкоупругие разделители.

Для предотвращения ухудшения технологических свойств некоторого объема буферной жидкости и тампонажного раствора вследствие их частичного смешения при течении в обсадной колонне, а также для улучшения качества цементирования

призабойной зоны после закачки буферной жидкости следует вводить нижнюю цементирующую пробку.

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не рекомендуется использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает проницаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

7.3.3. ВИДЫ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Буферные жидкости классифицируют по их основе: на водной, нефтяной, полимерной или на основе других органических соединений.

По воздействию на стенки скважины выделяют абразивные и неабразивные буферные жидкости; при этом в составе первых содержатся кварцевый песок, опока или другие абразивы, способные разрушать глинистую корку на стенках скважины. Кроме того, буферные жидкости могут различаться по степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (в результате добавок кислот, щелочей, растворов ПАВ); плотности и устойчивости к температурному воздействию.

Ниже приведены краткие сведения о некоторых видах буферных жидкостей.

Вода. В качестве буферной жидкости при цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных в устойчивых породах, широко используют воду. Она обладает сравнительно хорошими вымывающими свойствами по отношению к цементным и буровым растворам.

Перед закачкой в скважину в ряде случаев в воде растворяют ПАВ (сульфонол, дисольван, НЧК и т.д.), которые улучшают смывание остатков буровых растворов со стенок скважины.

При использовании утяжеленных буровых растворов в качестве буферной жидкости воду применять нецелесообразно во избежание выпадения утяжелителя из буровых растворов в осадок в зоне их контакта с водой.

Высоту столба закачиваемой буферной воды выбирают

максимально возможной для конкретных геолого-технических условий.

Утяжеленные буферные жидкости на основе водных растворов некоторых солей или на полимерной основе применяют в условиях, когда в геологическом разрезе скважин встречаются соляные купола и хемогенные отложения, осложненные интервалы в виде осыпей и обвалов пород, зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и применение больших объемов легких жидкостей связано с опасностью возникновения осложнений.

Буферные жидкости на основе водных растворов NaCl, CaCl₂ и других солей характеризуются относительно высокими плотностями (по сравнению с водой), которые изменяются в широком диапазоне. Ниже приведена плотность буферных жидкостей (в г/см³, не более) на основе водных растворов.

NaCl	1,2
CaCl ₂	1,4
ZnCl ₂	1,57
FeCl ₃	1,55
Fe ₂ (SO ₄) ₃	1,61

Для предотвращения отрицательного воздействия растворов солей на свойства контактирующих с ними буровых и тампонажных растворов перед ними и после них закачивают небольшие порции пресной воды объемом, составляющим примерно десятую долю объема буферной жидкости.

Для разделения бурового и тампонажного растворов повышенной плотности при цементировании используют утяжеленные буферные жидкости на полимерной основе, которые рекомендуются для температурных условий в скважине до 200 °С. Если буровой раствор содержит кальциевые соли в концентрации более 0,3 %, то применение такой буферной жидкости исключается.

Утяжеленная буферная жидкость состоит из гипана, барита и воды. Для получения буферной жидкости плотностью 1,7–2,4 г/см³ компоненты используют в следующем соотношении (массовая доля): 4–8 частей 10%-ного гипана, 1–4 части воды на 10–20 частей барита. Стабильность систем как при нормальных, так и при высоких температурах обеспечивается определенным соотношением гипана и воды. Например, для получения буферной жидкости плотностью 1,9–2,15 г/см³ соотношение 10%-ного раствора гидролизованного полиакрилонитрила и воды должно быть 6:1, а количество барита будет зависеть от его плотности и влажности. Для предупреждения чрезмерного повышения вязкости буферной жидкости при

увеличении ее плотности отношение полиакрилонитрила к воде изменяют в сторону уменьшения, а при уменьшении – наоборот.

Растворы кислот. Эти растворы предназначены для удаления фильтрационной корки, остатков бурового раствора со стенок скважины и рекомендуются к применению при цементировании скважин, к изоляции которых предъявляются повышенные требования. Они представляют собой 8–15% -ный раствор соляной кислоты или водный раствор сульфаминовой кислоты 20% -ной концентрации.

Объем буферной жидкости для разрушения фильтрационной корки должен быть равен объему кольцевого пространства скважины в интервале продуктивного пласта.

При использовании растворов кислот в качестве буферных жидкостей соблюдается следующий порядок работ:

1) закачивают вязкоупругий разделитель, объем которого соответствует 6–10 м высоты затрубного пространства;

2) закачивают и продавливают раствор кислоты в интервал продуктивного пласта;

3) в течение 15–30 мин раствор кислоты оставляют в покое для обеспечения реакции с карбонатами фильтрационной корки;

4) закачивают и продавливают цементный раствор по обычной технологии.

В качестве тампонажного материала в этом случае рекомендуется применять пластифицированные цементные или гелецементные растворы с пониженным показателем фильтрации.

Эрозионная буферная жидкость. Водопесчаные эрозионные буферные жидкости целесообразно применять при цементировании скважин, стволы которых имеют большие каверны, а стенки сложены глинистыми породами.

При добавлении в воду до 400 кг кварцевого песка на 1 м³ поток турбулизует при низких скоростях закачки продавочной жидкости и становится абразивным для глинистой корки.

Стабилизация буферной жидкости достигается добавкой в нее КМЦ и цемента. Дозировку их подбирают лабораторным анализом по скорости оседания частиц в исследуемой суспензии.

Эрозионные буферные жидкости готовят с помощью цементно-смесительных машин, воронки-смесителя или непосредственно в приемном чане. При первом способе приготовления водопесчаной смеси песок загружают механически, а при двух последних – вручную. Твердую фазу дозируют подбором режимов работы цементно-смесительной машины и

цементировочного агрегата или специальным дозирующим устройством.

Незамерзающая буферная жидкость. При цементировании скважины в условиях распространения многолетнемерзлых пород использование воды в качестве буферной жидкости недопустимо, поскольку в затрубном пространстве может образоваться лед, что приведет к смятию обсадных колонн.

В этих условиях необходимо применять незамерзающие буферные жидкости, которые состоят из 30%-ного раствора диэтиленгликоля в воде и кварцевого песка с размером зерен 0,1–0,15 мм и концентрацией 40 г/л. Температура замерзания такой суспензии примерно -30° , что значительно ниже температуры окружающих горных пород.

Незамерзающую буферную жидкость готовят непосредственно на буровой перед цементированием скважины. Для этого в мерную емкость цементировочного агрегата подают необходимое количество технической воды. Затем в приемном чане 100%-ный диэтиленгликоль смешивают с водой в пропорции 3:7 и полученный раствор откачивают в агрегат. После тщательного перемешивания на приготовленном водном растворе диэтиленгликоля с помощью цементосмесителя или воронки-смесителя затворяют песчаную суспензию, которую затем закачивают в скважину.

Буферная жидкость с низким показателем фильтрации. Такую жидкость целесообразно использовать при цементировании обсадных колонн на месторождениях с низкими пластовыми давлениями при наличии в разрезе поглощающих пластов или пропластков, склонных к осыпям и обвалам при воздействии на них воды. Особенно нежелательно попадание воды из буферной жидкости в продуктивные горизонты, поскольку это снижает их коллекторские свойства.

При испытаниях буферной жидкости, показатель фильтрации которой соизмерим с показателем фильтрации бурового раствора, подтверждена ее эффективность, обеспечена более полная очистка заколонного пространства, улучшена адгезия цементного камня с обсадной колонной.

Буферная жидкость с низким показателем фильтрации состоит из технической воды, обработанной 1,5–2 % карбофена и 3–5 % кальцинированной соды, и имеет по прибору ВМ-6 показатель фильтрации 6–30 см³/30 мин.

Предварительно растворенная сода облегчает растворение карбофена. Для соленосных разрезов после растворения карбофена воду засоляют до повышения ее плотности до 1,1–1,2 г/см³.

В качестве стабилизатора применяют высокомолекулярные соединения (КМЦ, гипан, метас, полиакриламид, крахмал и другие реагенты), используемые для регулирования показателя фильтрации буровых растворов. Кальцинированную соду вводят с целью регулирования сроков схватывания цементного раствора и предотвращения загущающего действия реагента-стабилизатора.

Вязкоупругие буферные жидкости. Вязкоупругий разделитель представляет собой трехкомпонентную гелеобразную смесь плотностью 1 г/см^3 . Он состоит из следующих компонентов: водного раствора полиакриламида 0,5%-ной концентрации по сухому продукту, водного раствора гексарезорциновой смолы 2%-ной концентрации по твердому продукту (сухой 100%) и технического формалина 37–40%-ной концентрации по формальдегиду.

Объем вязкоупругого разделителя определяют из расчета обеспечения столба в кольцевом пространстве высотой 20–25 м.

Вязкоупругий разделитель готовят следующим образом.

1. Из твердого полиакриламида готовят 0,5%-ный водный раствор. Для этого в мешалку заливают 890–895 л воды (для лучшего растворения полиакриламида подогретой до 50–60 °С), в которую вводят 59–60 кг товарного полиакриламида, и перемешивают до полного растворения.

2. Готовят 2%-ный раствор гексарезорциновой смолы. Для этого 1,9–2 кг сухой смолы растворяют в 85–90 л воды, а затем раствор перекачивают в специальную емкость для последующего использования.

3. В специальную емкость с краном заливают 18 л технического формалина 37–40%-ной концентрации.

4. После подготовки исходных компонентов в перемешиваемый насосом раствор гексарезорциновой смолы вводят раствор полиакриламида, а затем технический формалин. Полученный состав перемешивают в течение 1 ч.

5. Полученную смесь перекачивают в отдельную емкость и оставляют в ней в течение суток для обеспечения условий более глубокого протекания реакции между компонентами с целью получения необходимой кондиции вязкоупругого геля-разделителя.

Вязкоупругий разделитель может быть заготовлен заблаговременно, поскольку при длительном хранении в закрытых металлических емкостях он не теряет своих свойств.

Технология цементирования скважины с использованием вязкоупругих жидкостей заключается в следующем.

1. Требуемый объем вязкоупругого разделителя закачивают в обсадную колонну с помощью бурового насоса или бурового агрегата перед подачей цементного раствора; дальнейший процесс цементирования скважины ведется без изменения существующей технологии.

2. Для обеспечения вытеснения бурового раствора из сужений и расширений ствола скважины и заполнения их цементным раствором скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5–0,7 м/с; при наличии в разрезе зон поглощения скорость прокачки может быть снижена.

Комбинированная буферная жидкость на основе раствора с тампонирующими свойствами (РТС) содержит 6–10% -ный водный раствор сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3$, а при отсутствии последнего – техническую воду и РТС.

Ниже приведены рекомендуемые объемы раствора сернокислого алюминия – коркоудаляющего агента. Количество технической воды при отсутствии раствора $Al_2(SO_4)_3$ принимается не менее 5 м³.

Номинальный диаметр, мм:	146	168	146
обсадной колонны	146	168	146
скважины.....	190	214	214
Объем раствора $Al_2(SO_4)_3$, м ³	10–12	10–12	15–16

РТС характеризуется способностью к формированию на проницаемых стенках скважины тонких, затвердевающих и прочных корок с высокими адгезионными свойствами.

Составы и основные параметры раствора с тампонирующими свойствами могут быть следующими.

Номер состава.....	I	II
Компоненты, кг:		
цемент	400	400
глинопорошок.....	100	200
вода	1000	1000
КМЦ.....	10,0	7,5
кальцинированная сода.....	20	20
Параметры:		
плотность, г/см ³	1,28	1,30
вязкость по СПВ-5, с.....	22	27
показатель фильтрации по ВМ-6, см ³ /30 мин	14	12

Ниже приведены объемы РТС.

Высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны, м	< 500	500–1000	> 1000
Объем РТС, м ³ , при длине колонн, м:			
< 1300.....	4	5	5
1300–2000.....	7	6	9–12

Водные растворы сернокислого алюминия и реагентов для РТС готовят с помощью цементировочных агрегатов в период

подготовительных работ к цементированию колонны и закачивают последовательно.

Для приготовления РТС в условиях буровой используют два цементировочных агрегата. Мерные емкости первого агрегата заполняют растворами КМЦ и кальцинированной содой, второго – буровым раствором плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$. В процессе приготовления РТС с помощью первого агрегата водными растворами КМЦ и кальцинированной соды затворяют тампонажный портландцемент и закачивают в скважину получаемую суспензию плотностью $1,4-1,42 \text{ г/см}^3$, а с помощью второго агрегата – буровой раствор при соблюдении равенства расходов этого раствора и жидкости для затворения цемента.

Нефть и нефтепродукты. В качестве буферной жидкости нефть и нефтепродукты рекомендуется использовать лишь в тех случаях, когда бурят с промывкой нефтеэмульсионными буровыми растворами или ствол скважины цементируют с применением нефтеэмульсионных тампонажных растворов. Использование буферных жидкостей на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо) способствует улучшению условий турбулизации в области смешения их с буровым раствором.

Количество требуемых нефтепродуктов определяют из условия возможного их смешения с контактирующими жидкостями по предварительно выполненной рецептуре.

7.3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБЪЕМА БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

В случае применения маловязкой буферной жидкости (воды или близкой к ней по вязкости жидкости) ее объем W_6 , необходимый для разделения бурового и тампонажного растворов, когда нижняя цементировочная пробка не используется, рекомендуется определять из соотношения

$$W_6 = 18\sqrt{h/LW_c},$$

где h – средневзвешенный по длине условный диаметр канала (труба, кольцевой зазор), по которому движется поток буферной жидкости, м,

$$h = \left(\frac{d_t}{2} l_t + \frac{D_c - d_n}{4} l_n \right) / L;$$

L – суммарная длина колонны труб l_t , через которые прокачивают буферную жидкость, и интервала цементирования l_n , м;

W_c – суммарный объем закачиваемых в скважину тампонажного $W_{ц}$ и продавочного бурового W_p растворов, м³; d_t – средневзвешенный внутренний диаметр труб, м; d_n – наружный диаметр труб, м; D_c – фактический диаметр скважины в интервале цементирования, м.

Если при цементировании используют нижнюю цементировочную пробку, то в расчетах следует принять $W_c = W_{ц}$ и $L = L_k$ и тогда $h = (D_c - d_n)/4$.

В случае применения высоковязкой буферной жидкости, способной удерживать утяжелитель, W_6 при турбулентном течении жидкости рекомендуется определять из соотношения $W_6 = 0,15W_c$.

Дополнительный объем низковязкой буферной жидкости $W_{6.с}$, необходимый для удаления остатков водного раствора с поверхности омываемых стенок, приближенно может быть определен из следующих зависимостей:

при отсутствии нижней разделительной пробки

$$W_{6.с} = (0,2W_{с.к} - W_6)/0,65,$$

$$W_{с.к} = W_p + W'_{ц},$$

где $W'_{ц}$ – объем тампонажной смеси в интервале длиной L_b от башмака цементруемой колонны до кровли высоконапорных или продуктивных горизонтов плюс 150 м;

при использовании нижней пробки

$$W_{6.с} = (0,2W'_c - W_6)/0,65,$$

где W'_c – объем буферной жидкости, необходимый для разделения жидкостей на участке, соответствующем L_b .

Общий необходимый для цементирования объем буферной жидкости определяют по формуле $W = W_6 + W_{6.с}$.

Общий объем W не должен превышать критический объем

$$W_{кр} = - \frac{0,785 \left(g \rho_p L_n - \frac{a' p_{пл}}{\cos \alpha} \right) (D_c^2 - d_n^2)}{\rho_p - \rho_6},$$

где ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³; L_n – глубина залегания высоконапорного пласта, м; a' – фактическое превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на глубине L_n , $a' = \rho_p g H_n / p_{пл}$, обычно принимают $a' \geq 1,03 \div 1,05$; $p_{пл}$ – пластовое давление по глубине L_n ; ρ_6 – плотность буферной жидкости, кг/м³.

Если по расчетам получится, что $W > W_{кр}$, то следует принять $W = W_{кр}$ или применить утяжеленную буферную жидкость. В этом случае при найденном значении W плотность буферной жидкости находят по формуле

$$\rho_6 \geq \rho_p - \left[\rho_p L_n g - \frac{a' p_{пл}}{\cos \alpha} \right] \frac{0,785(D_c^2 - d_n^2)}{W}.$$

Пример. Определить необходимый для цементирования обсадной колонны объем маловязкой буферной жидкости при следующих условиях: $D_c = 230$ мм, $d_n = 168$ мм, $d_b = 148$ мм, $l_t = 2400$ м, $l_k = 1000$ м, $L_n = 2000$ м, $p_{пл} = 21$ МПа, $\rho_p = 1,1$ г/см³.

При условии, что нижнюю пробку не применяли, определим $W_c = W_n + W_p$. При расчетных $W_n = 23,5$ м³ и $W_p = 41,3$ м³ получим $W_c = 64,8$ м³. Находим

$$h = \left(\frac{0,148 \cdot 2400}{2} + \frac{0,23 - 0,168}{4} 1000 \right) / (2400 + 1000) = 0,057 \text{ м};$$

$$L = 2400 + 1000 = 3400 \text{ м}.$$

Рассчитаем необходимый для разделения тампонажного и бурового растворов объем буферной жидкости

$$W_6 = 4,8 \text{ м}^3.$$

Дополнительный объем буферной жидкости, необходимый для вымывания остатков бурового раствора из кольцевого зазора в интервале 2400–1850 м, найдем из соотношения

$$W_{6.с} = [0,2 \cdot 41,3 + 0,785(0,23^2 - 0,168^2)(2400 - 2000 + 150) - 48] / 0,65 = 9,3 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем буферной жидкости, необходимый для цементирования, составит $W = 4,8 + 9,3 = 14,1$ м³.

Определим критический объем буферной жидкости. Для этого находим значения коэффициентов a и a' :

$$a = \frac{1,1 \cdot 2000}{10 \cdot 210} = 1,05, \quad a' = 1 + \frac{1,05 - 1}{2} = 1,025.$$

Тогда

$$W_{кр} = \frac{0,785 \cdot 1,1 \cdot 2000}{1,1 - 1} - \frac{10 \cdot 1,025 \cdot 210}{1} (0,23^2 - 0,168^2) / (1,1 - 1) = 9 \text{ м}^3.$$

Из этого следует, что закачивать буферную жидкость (воду) объемом 14 м³ нельзя из-за опасности возникновения выброса.

Определим плотность буферной жидкости, которой можно заполнить весь расчетный объем:

$$\rho_6 \geq 1,1 = (1,1 \cdot 2000 - 10 \cdot 1,025 \cdot 210) \cdot 0,785(0,23^2 - 0,168^2) / 14 = 1,04 \text{ г/см}^3.$$

Полученному значению ρ_6 удовлетворяет буферная жидкость с низким показателем фильтрации.

7.3.5. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНЕ

Для создания условий максимального вытеснения бурового раствора тампонажным обсадные колонны центрируют. В случае применения пружинных центраторов с незначительной деформируемостью циркуляция и течение вязкопластичных буровых растворов восстанавливаются без образования застойных зон даже в области структурного режима течения в скважинах. При большой деформации пружинных центраторов (до диаметра долота) их эффективность незначительна. Вытеснение следует вести при турбулентном движении растворов.

Центраторы также облегчают процесс спуска обсадной колонны вследствие снижения сил трения между трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным при цементировании обсадной колонны в результате образования локальных завихрений восходящего потока жидкостей на участках размещения центраторов, облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн благодаря центрированию их верхних концов.

Как правило, центраторы устанавливаются на колонне в средней части каждой обсадной трубы, т.е. там, где происходит ее наибольший изгиб. Не рекомендуется размещать центраторы в зоне расположения муфт обсадной колонны.

Существует несколько вариантов размещения центраторов на обсадной колонне (рис. 7.8), каждый из которых имеет преимущества и недостатки (табл. 7.2).

Центрирование колонн способствует равномерному распределению цементного раствора вокруг обсадной колонны, повышает качество разобщения пластов, улучшает проходимость обсадной колонны по стволу скважины. Именно этот эффект центрирования обсадных колонн постоянно привлекает внимание специалистов. В результате в последние годы было разработано и опубликовано несколько методик и инструкций по центрированию обсадных колонн в скважинах.

Все опубликованные методики по центрированию обсадных колонн базируются на положении, что архимедова сила $p_{арх}$ приложена к дну обсадной колонны (при наличии обратного клапана) или ее поперечному сечению, если обратный клапан отсутствует. Это сила, сжимая нижнюю часть колонны, обуславливает ее продольный изгиб (рис. 7.9). В скважинах с большой кавернозностью этот изгиб может достичь критических значений и вызвать разрушение колонны. При указанной схеме деформации центрирование колонны необходимо не только для повышения качества цементирования, но и для предупрежде-

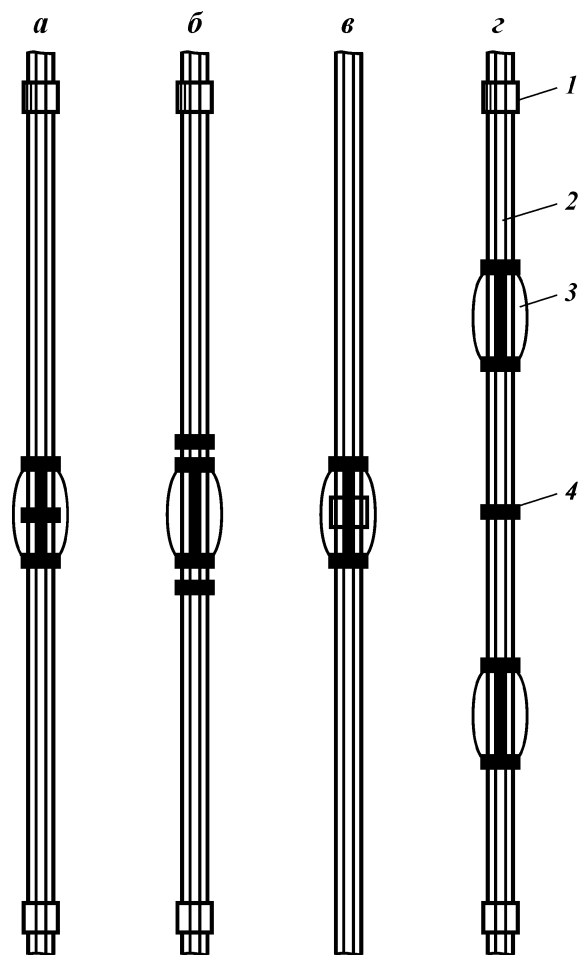


Рис. 7.8. Схемы размещения центраторов на трубах обсадной колонны:
a – центратор в средней части трубы со стопорным кольцом внутри центратора; *б* – центратор в средней части трубы с двумя стопорными кольцами с обеих сторон центратора; *в* – центратор в месте соединения двух обсадных труб без стопорного кольца, функции которого выполняет муфта; *г* – центраторы размещены на каждой половине трубы со стопорным кольцом, установленным в ее средней части: *1* – муфта обсадной трубы; *2* – обсадная труба; *3* – пружинный центратор; *4* – стопорное кольцо

ния продольного изгиба. При этом центраторы должны устанавливаться в каждой точке перегиба и достаточно точно, так как ошибка в месте их установки изгиба колонны не преду-

Т а б л и ц а 7.2

**Характерные особенности различных вариантов установки
разъемно-сборных центраторов**

Преимущества и недостатки	Вариант установки центраторов (см. рис. 7.8)			
	<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>г</i>
Преимущества				
Эффективное центрирование	+	+	-	+
Двойной эффект центрирования	-	-	-	+
Центратор растянут	+	-	+	-
Возможность предварительного монтажа на трубах	+	+	-	+
Возможность применения при сужениях ствола	-	+	-	+
Равномерное сжатие пружинных планок	-	+	-	+
Минимальная осевая нагрузка при спуске обсадной колонны	-	+	-	+
Не требуются стопорные кольца	-	-	+	-
Недостатки				
Минимальный эффект центрирования	-	-	+	-
Центратор сжат	-	+	-	+
Отсутствует возможность предварительного монтажа на трубах	-	-	+	-
Ухудшение проходимости в суженных участках ствола	+	-	+	-
Требуются стопорные кольца	+	+	-	+
Увеличение осевой нагрузки при спуске колонны	-	-	+	-
Необходимость применения большого числа центраторов на каждой трубе	-	-	-	+
Опасность попадания посторонних предметов в скважину при установке центраторов	-	-	+	-
Загромождение площадки буровой установки центраторами	-	-	+	-

преждает. Согласиться с таким положением нельзя по следующим причинам.

Рассмотрим, например, спуск колонны обсадных труб без обратного клапана при бурении в условиях моря. Нижнюю часть колонны, подвергающуюся сжатию, при образовании первой полуволны изгиба можно представить в виде прямого стержня (рис. 7.10), нижний конец которого свободен, а верхний (выше нейтрального сечения) имеет ограничения от поперечных перемещений.

Для данного случая критическая сила, под действием которой происходит изгиб, $P_{кр} = ql_{кр}$ при $\mu = 1,12$. Кроме того,

$$P_{кр} = \sigma_{кр} F; \sigma_{кр} = \pi^2 E / \lambda; \lambda = \mu l / L; I = F_i^2.$$

Приравняв значения $P_{кр}$, получим

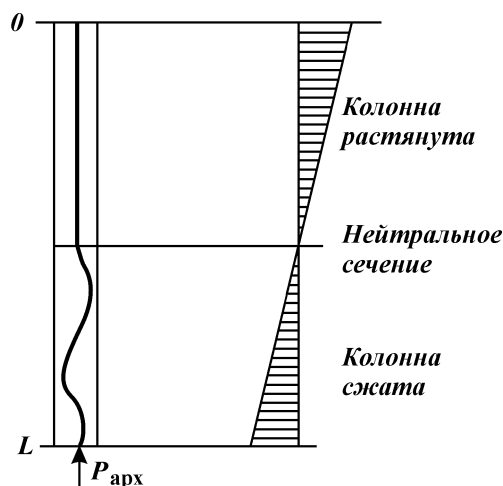


Рис. 7.9. Схема состояния колонны труб в скважине

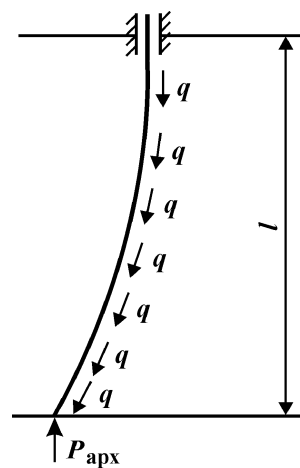


Рис. 7.10. Положение колонны труб при спуске в море

$$l_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\pi EI}{\mu^2 q}} = 1,99 \sqrt[3]{\frac{EI}{q}}, \quad (7.27)$$

где EI – жесткость стержня; μ – коэффициент Пуассона; q – вес единицы длины стержня в воздухе.

Данное выражение соответствует формуле А. Лубинского об устойчивости труб, опирающихся на забой скважины.

Архимедова сила

$$P_{арх} = 0,785(D^2 - d^2)H\rho_{ж}g, \quad (7.28)$$

где D , d – наружный и внутренний диаметр колонны соответственно; H – глубина спуска колонны; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости.

Глубина спуска колонны $H_{кр}$, на которой архимедова сила достигает критического значения и нижний конец колонны должен был бы изогнуться, определяется по формуле

$$H_{кр} = \frac{P_{кр}}{0,785(D^2 - d^2)\rho_{ж}g}. \quad (7.29)$$

Соответствующие расчеты величин $l_{кр}$, $P_{кр}$ и $H_{кр}$ для стальных колонн диаметром 10, 20 и 30 см с толщиной стенки 1 см, спускаемых в воду, представлены в табл. 7.3.

Из данных таблицы видно, что полуволна изгиба на нижнем конце колонны труб диаметром 10 см должна была бы образоваться длиной 20,9 м при глубине спуска в воду 164 м, колонны

Таблица 7.3

Критическая глубина спуска колонны труб в воду

D , см	d , см	l , см	q , Н/м	$l_{кр}$, м	$P_{кр}$, Н	$H_{кр}$, м
10	8	392	246	20,9	51,50	164
20	18	3 140	493	33,2	16 380	260
30	28	10 598	739	43,6	32 190	342

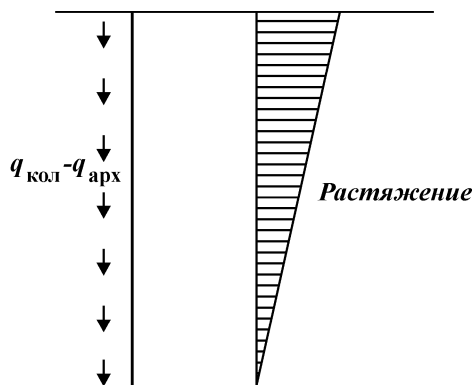
труб диаметром 20 см – 33,2 м при глубине спуска 260 м и колонны труб диаметром 30 см – 43,6 м при глубине спуска 342 м.

При отсутствии ограничения изгиба (стенки скважины) данное обстоятельство должно было бы привести к разрушению колонн при их дальнейшем спуске в воду. Однако на практике при спуске колонн на большие глубины моря их изгиб и разрушение не происходят. Это означает, что архимедова сила прикладывается не к дну (торцу) колонны, как считают авторы опубликованных методик и инструкций по центрированию обсадных колонн, а ко всему объему – к каждой элементарной частице объема колонны труб, погружаемой в жидкость. Если это так, то продольный изгиб колонны труб под действием архимедовой силы может образоваться только при условии, что вся колонна или ее нижняя часть обладает плавучестью.

При этом максимальные напряжения сжатия в колонне, а следовательно, и вероятность появления продольного изгиба наблюдаются в сечении, где происходит переход от условия $q_{кол} < q_{арх}$ (интервал ниже зоны цементирования) к условию $q_{кол} \geq q_{арх}$ (интервал выше зоны цементирования). Поэтому, чтобы избежать изгиба обсадной колонны, цементирование необходимо осуществлять исходя из следующего требования: в интервале подъема цементного раствора должно соблюдаться условие $q_{кол} \geq q_{арх}$. Соблюдать такое условие вполне возможно, применяя в качестве продавочной жидкости буровой раствор соответствующей плотности.

Новые представления о силах, действующих на колонну обсадных труб, потребовали создания современной методики центрирования колонн в скважинах. При разработке методики расстановки центраторов на обсадных колоннах была использована схема действия сил, представленная на рис. 7.11. Согласно этой схеме колонна труб находится в скважине только под растяжением и практически полностью повторяет ее конфигурацию, т.е. колонна может рассматриваться как многопролетная балка, опирающаяся на центраторы, на которые действуют поперечные силы веса участков колонны и продольная растягивающая

Рис. 7.11. Схема действия сил на колонну труб в скважине при $q_{\text{кол}} > q_{\text{арх}}$



сила веса нижележащей ее части. В горизонтальной части ствола растягивающая сила равна нулю, а поперечные достигают максимума. Допустимая деформация центраторов принята равной одной трети полной деформации пружин. Нагрузка на один центратор при его допустимой деформации равна весу 10 м обсадной трубы в воздухе, что соответствует условиям, применяемым при конструировании пружинных центраторов.

Расчетное расстояние между центраторами определялось из условия, что стрела прогиба труб не превышает одной трети максимальной деформации пружин. Таким образом, минимальный зазор между колонной и стенками скважины в каждом случае будет составлять не менее одной трети номинального кольцевого зазора между обсадной колонной и диаметром долота.

Сопоставительные расчеты показали, что число необходимых центраторов при использовании новой методики сокращается кратно без ущерба для качества центрирования обсадной колонны.

7.3.6. РАСХАЖИВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования и расхаживание обсадных колонн с использованием тампонажных растворов с пониженным показателем фильтрации существенно повышают качество разобщения пластов, способствуя увеличению полноты вытеснения бурового раствора.

Одна из причин положительного влияния расхаживания обсадных колонн на полноту вытеснения бурового раствора – разрушение его структуры и изменение положения колонны в

процессе движения относительно стенок скважины, что открывает доступ потоку буферной жидкости и тампонажного раствора в застойные зоны и желобные выработки. При этом происходит турбулизация потока.

Расхаживать колонны для повышения качества их цементирования следует во время движения буферной жидкости и тампонажного раствора. Целесообразна эта операция и до выхода раствора в заколонное пространство. Свойства бурового раствора, зацементированного в суженных местах, значительно изменяются: структура разрушается, статическое напряжение сдвига снижается.

Структура бурового раствора в зацементированных застойных зонах разрушается и в том случае, когда колонне обсадных труб сообщается вращательное движение. Гидродинамическое давление на пласты при этом меньше. Поэтому при наличии в разрезе слабых пластов целесообразнее применять вращение, чем расхаживание.

К факторам, наличие которых вызывает необходимость расхаживания колонн при цементировании скважин, относятся (кроме увеличения полноты вытеснения бурового раствора): 1) возможность прихвата колонн; 2) возникновение в них больших (при зацементировании колонн) растягивающих усилий в результате значительной разности температур находящихся в скважине и закачиваемых в нее жидкостей.

Связывать возможности расхаживания обсадной колонны с определенной глубиной скважины нет оснований, поскольку в отечественной практике колонны в процессе цементирования расхаживались в открытом стволе на участках длиной более 4000 м. Однако во всех случаях необходимо учитывать прочностную характеристику труб, геологические условия и состояние ствола скважины, в первую очередь для предупреждения гидроразрыва пластов.

В процессе расхаживания колонны наиболее существенны с точки зрения возникновения дополнительных нагрузок два момента, которые характеризуются начальной скоростью ее подъема и скоростью в момент остановки при движении колонны вниз.

В случаях, когда трубы поднимают в неосложненных условиях со скоростью 0,2–0,3 м/с, а спускают плавно, без рывков и перед остановкой колонны скорость движения труб не превышает 0,4–0,5 м/с, разрыв обсадных колонн при расхаживании вообще невозможен, если коэффициент запаса прочности на срабатывание резьбового муфтового соединения принят с учетом увеличения “веса” труб на 10–15 %. При этом колебания давле-

ния в гидравлической системе от ударных волновых процессов отмечаются лишь косвенно и незначительно влияют на изменение осевых нагрузок на колонну.

Обоснование целесообразности расхаживания обсадных колонн. Расхаживание и вращение колонн для повышения качества их цементирования целесообразно проводить во время движения цементного раствора. Гидродинамическое давление на пласты при вращении колонны меньше, поэтому при наличии в разрезе пластов, склонных к поглощению, следует применять вращение, а не расхаживание.

Практика работ в США показывает, что при расхаживании существенно повышается качество цементирования скважин. Наибольший эффект достигается при одновременном применении скребков и центраторов. Расхаживание и вращение обсадной колонны обеспечивают успешное цементирование в 92 % случаев.

В зарубежной практике отмечено немало случаев расхаживания обсадных колонн в глубоких (до 5000 м) и наклонных (при углах искривления до 60°) скважинах.

Когда обсадная колонна оказывается прихваченной после передачи ее веса на ротор, в процессе закачки цементного раствора (особенно в зимнее время при температуре закачиваемого раствора значительно ниже выходящего) происходит охлаждение. При этом уменьшается длина колонны:

$$l' = l_0(1 - a\Delta t), \quad (7.30)$$

где l' – длина колонны после охлаждения, м; l_0 – длина колонны обсадных труб после прогрева, м; $a = (10,6 + 12,2)/10^4$ – коэффициент линейного расширения углеродистой стали, для расчетов принимают $a = 1,15 \cdot 10^{-5}$; Δt – средняя величина охлаждения колонны, °С.

После охлаждения длина колонны уменьшится на $\Delta l = l_0 - l'$. Тогда можно записать:

$$\Delta l = 1,15 \cdot 10^{-5} l_0 \Delta t. \quad (7.31)$$

Если низ колоны прихвачен, то при охлаждении усиливается ее растяжение, которое по закону Гука

$$P = EF \frac{\Delta l}{l_0}, \quad (7.32)$$

где P – усилие растяжения; E – модуль упругости; F – площадь сечения трубы.

Из формул (7.31) и (7.32) следует:

$$P = \alpha EF \Delta t = 1,5 \cdot 10^{-5} EF \Delta t. \quad (7.33)$$

Подставив значение $E = 2,1 \cdot 10^6$, получим

$$P = 24,2F\Delta t.$$

Из формулы (7.33) видно, что дополнительное усилие, возникающее в результате охлаждения прихваченной обсадной колонны, зависит практически только от степени охлаждения труб и среднего значения площади их сечения. Если в процессе цементирования обсадных труб диаметром 146 мм с толщиной стенки 10 мм произошло снижение температуры на 30°C , т.е. $\Delta t = 30^\circ\text{C}$, то усилие растяжения

$$P = 24,2 \cdot 42 \cdot 30 = 305\,000 \text{ Н} = 305 \text{ кН}.$$

Для труб диаметром 273 мм с толщиной стенки 10,5 мм при коэффициенте запаса на страгивание резьбовых соединений $k = 1,4$

$$P = 24,2 \cdot 86 \cdot 30 = 625\,000 \text{ Н} = 625 \text{ кН}.$$

Фактическое значение коэффициента $k = 0,96$.

В данном случае не принимали во внимание потерю веса труб в буровом растворе. Отсюда ясно, почему максимальное число аварий происходит с колоннами большого диаметра, спускаемыми в качестве промежуточных.

Осевые напряжения в верхних трубах обсадной колонны при ее расхаживании. Абсолютный прирост нагрузок на расхаживаемые колонны в результате возможных затяжек не превышает 10–15 % их теоретического веса, а прирост нагрузок на прихваченные колонны составляет до 30 %. Следовательно, при цементировании обсадных колонн с расхаживанием в значительной степени снижается вероятность их разрушения от дополнительных напряжений, связанных с изменением температурных усилий.

7.3.7. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СЕКЦИОННЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ

Увеличение глубины скважин, рост забойных температур и давлений, наличие в разрезе горизонтов с аномально высокими и низкими давлениями, чередование устойчивых и склонных к гидроразрыву пород вызывают необходимость изменять технологию спуска обсадных колонн, способы крепления и цементирования скважин. В связи с этим получило развитие крепление скважин хвостовиками и специальными обсадными колоннами, применение двухступенчатого способа цементирования, цемен-

тирования способом обратной циркуляции и т.д. Эти способы, имеющие специфические особенности цементирования, не позволяют обеспечить герметичность затрубного пространства. С их помощью преодолеваются трудности, связанные со спуском тяжелых колонн в осложненный ствол, подъемом тампонажного раствора на заданную высоту и т.д.

Крепление скважин обсадными колоннами-хвостовиками впервые в практике буровых работ в нашей стране разработано и применено на Кубани. До этого хвостовики использовались только при заканчивании скважин в качестве последней колонны. Крепление скважин хвостовиками (и секциями) предусматривает применение разъединителя от подвесного устройства. Для конкретных условий выбирают определенный тип разъединителя или подвесного устройства.

Хвостовики и секции обсадных колонн разгружают на забой, подвешивают при помощи различных устройств, которые отличаются друг от друга способом подвески, принципом действия механизма и конструктивными особенностями. Различают подвесные устройства “на цементе”, клиновые и упорные. Технологический процесс в значительной мере определяется качеством и выбором разъединителя, обеспечивающего безаварийный спуск с последующим разъединением бурильных труб и обсадных. Разъединители подразделяются на резьбовые и безрезьбовые (кулачковые, замковые, шпилевые). Секции обсадных колонн соединяют с помощью стыкующихся устройств, которые различаются по двум признакам: возможности обеспечения промывки и особенностям конструкций уплотнительных элементов.

После спуска первой секции обсадную трубу со специальными муфтами и левым переводником навинчивают под бурильный инструмент и продолжают спуск колонны на этом инструменте с доливом колонны. В верхней части первой секции на расстоянии 6–8 м от специальной муфты и друг от друга устанавливают два центрирующих пружинных фонаря. Длину бурильной колонны подбирают таким образом, чтобы ведущая труба заходила в скважину в процессе цементирования не менее чем на $2/3$ ее длины.

Нижнюю секцию обсадной колонны цементируют через бурильный инструмент, ведущую трубу и вертлюг с двухгорловым отводом и двумя шлангами, к которым подключают цементировочные агрегаты. В месте подключения буровых шлангов к двухгорловому отводу вертлюга устанавливают задвижки высокого давления.

Для обеспечения высокого качества цементирования и до-

стижения необходимой высоты подъема раствора в заколонном пространстве особое внимание обращают на подсчет количества продавочной жидкости и точность замера ее в процессе продавки. Ввиду того что нижнюю секцию цементируют без цементировочной пробки, во избежание перекачки продавочной жидкости и оголения башмака колонны в колонне оставляют цементный стакан высотой не менее 25 м.

После окончания продавки цементного раствора в заколонное пространство проверяют герметичность закрытия обратных клапанов методом снижения давления и замера количества вытекаемой жидкости. При негерметичности их закрытия 2–3 раза продавливают вытекший из колонны раствор, снижая его уровень до обеспечения герметичности. Затем обсадную колонну постепенно разгружают на забой, отвинчивают и поднимают бурильный инструмент.

Для обеспечения нормального соединения обеих секций необходимо знать точное местонахождение головной части нижней секции, что определяют с помощью каротажных работ. Перед спуском второй секции обсадной колонны незакрепленную часть в случае необходимости шаблонизируют трехшарошечным долотом, места посадок инструмента прорабатывают. Низ второй секции обсадной колонны оборудуют чугунной направляющей пробкой и соединительным патрубком. На соединительный патрубок надевают уплотнительное кольцо и обваривают с муфтой обсадной трубы и патрубком. В стыке первой и второй труб помещают стоп-кольцо. На первой и второй трубах устанавливают два центрирующих фонаря, которые должны обеспечить соединение двух частей колонны.

После допуска колонны скважину промывают и доводят параметры бурового раствора до указанных в плане работ. При правильном соединении двух секций вследствие уменьшения зазора между соединительным патрубком и корпусом специального патрубка резко повышается давление. После посадки колонну поднимают на высоту, обеспечивающую открытие цементировочных отверстий, но не допускающую полного разъединения секций между собой. После падения давления цементируют верхнюю секцию обычным способом через заливочную головку с помощью верхней разъединительной пробки. По окончании цементирования верхнюю секцию опускают до закрытия цементировочных отверстий в патрубке с разгрузкой на 0,08–0,12 МН от собственного веса верхней секции. При этом уплотнительное кольцо садится на конус на специальной муфте, что обеспечивает дополнительную герметизацию места соединения секций.

Широкое распространение получила технология цементирования хвостовиков и секций обсадных колонн с цементировочными пробками.

7.3.8. СТУПЕНЧАТЫЙ СПОСОБ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Двухступенчатое цементирование осуществляют с помощью цементировочных муфт. Муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными конусными резьбами на конце и обоймой, смонтированной на его внешней поверхности и образующей на части длины кольцевой зазор. В корпусе и обойме выполнены боковые цементировочные отверстия.

Цементирование первой ступени проводят обычным способом. Тампонажный раствор отделяют от продавочной жидкости разделительной пробкой, которая свободно минует внутренние втулки муфты и движется вниз до посадки на стоп-кольцо. После получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо останавливают насосы и опускают в колонну открывающую пробку, которая погружается в продавочную жидкость средней плотности со скоростью около 1 м/с.

По достижении пробкой седла нижней втулки возобновляют нагнетание жидкостей в скважину. Под действием давления нагнетания втулка сдвигается вниз и открывает боковые отверстия. Далее скважину промывают через боковые отверстия, а затем закачивают в колонну цементный раствор для цементирования второй ступени. При этом цементный раствор отделяют от продавочной жидкости закрывающей пробкой. Дойдя до муфты, закрывающая пробка садится на верхнюю втулку и сдвигает ее вниз, открывая отверстия в корпусе над заслонкой. Создавая избыточное давление 7,0–8,0 МПа, заслонку перемещают вниз и герметично перекрывают боковые отверстия в корпусе и обойме муфты. Процесс цементирования заканчивается при закрытии боковых отверстий в муфте. После затвердевания цементного раствора внутренние втулки муфты разбуривают.

Отсутствие обратного движения жидкости проверяют через открытый кран на цементировочной головке или агрегате, что также подтверждает успешное закрытие отверстий муфты.

Ниже и выше муфты на расстоянии 2–3 м устанавливают по одному пружинному фонарю для центрирования муфты. Чтобы не допустить перекачки цементного раствора и оголения

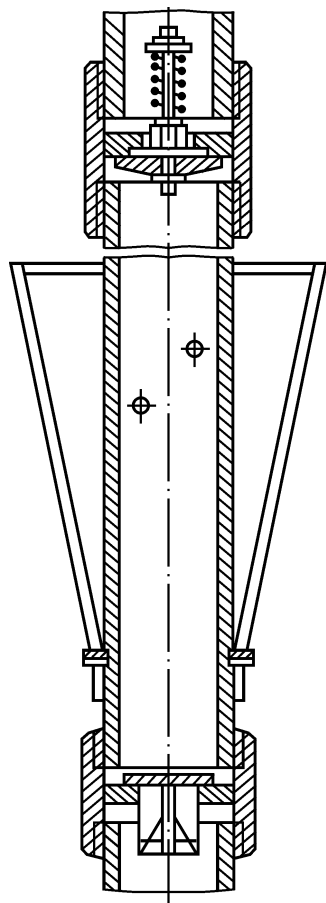
башмака колонны, высоту цементного стакана несколько увеличивают (до 40–50 м) в расчете на последующее разрушение.

Опыт проведения двухступенчатого цементирования выявил некоторые недостатки способа: оголение башмака, наличие незначительного незацементированного участка в заколонном пространстве, неполадки с муфтой.

7.3.9. МАНЖЕТНЫЙ СПОСОБ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Этот способ применяется, когда попадание тампонажного раствора ниже интервала цементирования нежелательно.

В этом случае обсадную колонну оборудуют манжетой (рис. 7.12), представляющей собой воронку, изготовленную из эластичного материала, который армирован металлическими полосами. Верхний диаметр манжеты несколько больше диаметра скважины, вследствие чего тампонажный раствор из перфорированного участка трубы длиной 5–30 м не проникает при нагнетании в затрубное пространство скважины, находящееся ниже манжеты. В трубах ниже манжеты устанавливают диафрагму, пропускающую жидкость только в направлении снизу вверх.



7.3.10. ОБРАТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ КОЛОНН

Под обратным цементированием понимают процесс заливки (закачивания) тампонажного раствора в заколонное пространство сверху и перемещения его на любую глубину. В настоящее время способ обратного цементирования значительно усо-

Рис. 7.12. Оборудование колонны при манжетном цементировании

вершенствован. В некоторых случаях он имеет существенные преимущества по сравнению с обычным способом.

Технологические особенности обратного цементирования заключаются в следующем. Для проверки герметичности предыдущей колонны и устьевой части скважины необходимо провести обратную промывку насосами при давлении 8–9 МПа, т.е. при давлении, которое ожидается в процессе цементирования. Заколонное пространство можно герметизировать с помощью преვენтора или специальных металлических колец, одно из которых устанавливают заранее в колонном фланце предыдущей колонны. Цементный раствор закачивают через два 51–76-мм отвода, приваренные к предыдущей колонне, или через крестовину преვენтора. Выходящий из трубного пространства буровой раствор направляют через специальный отвод, имеющий два пробковых крана, в желоба. Количество закачиваемого раствора контролируют или по расчету, или прибором гамма-каротажа (ГК), спущенным в колонну через специальный лубрикатор. В этом случае вслед за первой порцией цементного раствора вводят ампулу с радиоактивными изотопами.

При закачке цементного раствора по расчету следует учитывать кавернозность, возможность частичного поглощения раствора в процессе цементирования, сжимаемость раствора и др. Обычно коэффициент, учитывающий все эти факторы, устанавливают опытным путем.

Выбор и обоснование способа цементирования. На практике известны способы прямого, обратного и ступенчатого цементирования скважин. Наибольшее распространение получил первый из них. Ступенчатый способ цементирования применяется, как правило, в случаях высокопроницаемых горизонтов с низким пластовым давлением или при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту.

Гидродинамические расчеты позволяют заранее определить целесообразность использования способа прямого или обратного цементирования.

Гидродинамический расчет сводится к анализу конструкций скважин с целью решения технологических вопросов и установления оптимальной области применения различных способов цементирования. Установить эту область можно путем сравнения гидродинамических давлений, возникающих в зоне продуктивных пластов при каждом из способов цементирования. Для прямого цементирования это давление определяется гидравлической характеристикой затрубного пространства, а для обратного – гидравлической характеристикой обсадных труб.

Сравнение можно представить в виде отношения давлений,

возникающих у забоя, при различных способах цементирования. Если это отношение меньше единицы, то способ обратного цементирования более предпочтителен. При отношении больше единицы целесообразно применять способ прямого цементирования.

В качестве примера проведем расчеты для условной скважины глубиной 3500 м с промежуточной колонной длиной 2000 м и подъемом цементного раствора в интервале 3500–2000 м. Показатели реологических свойств растворов для всех случаев принимали одинаковыми: для глинистого раствора плотность $\rho = 1,30$ г/см³, вязкость $\eta = 0,174$ Па·с, динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 8,2$ Па; для цементного раствора $\rho = 1,86$ г/см³, $\tau_0 = 12,6$ Па. Диаметр промежуточной колонны изменялся в пределах 219–273 мм, а диаметр эксплуатационной колонны – 114–168 мм. Все расчеты проводили при производительности цементировочных агрегатов $Q = 10-60$ л/с по известным формулам гидравлики с помощью ЭВМ.

Результаты расчетов представлены на рис. 7.13, из которого видно, что меньшее давление на призабойную зону при использовании 114-мм колонны создается в случае прямого цементирования, а при использовании 146- и 168-мм колонн – обратного.

Способ определения области эффективного применения того или иного способа для колонн диаметром 114, 146 и 168 мм в 273-мм промежуточной колонне проиллюстрирован на рис. 7.14.

Анализ распределения гидростатического и гидродинамического давления при обратном цементировании показывает, что в начальной стадии процесса растворы движутся за счет энергии насосов, а затем – под действием собственного веса столба цементного раствора в кольцевом пространстве. В отдельные моменты при разрыве потока давление на вышележащие пласты может оказаться ниже гидростатического. В связи с этим вопрос регулирования всего хода процесса при обратном цементировании имеет большее значение, чем при прямом. Регулирование процесса закачки дросселированием в конечном счете приводит к соответствующему увеличению забойного давления. Изменяя реологические свойства цементного раствора, можно практически создать давление на забой, равное гидравлическим потерям в колонне.

Детальное рассмотрение способа обратного цементирования показывает, что он имеет ряд преимуществ:

- 1) исключается необходимость подбора рецептур тампонажного раствора в зависимости от забойных условий; можно добиться одновременного схватывания всего раствора, получив

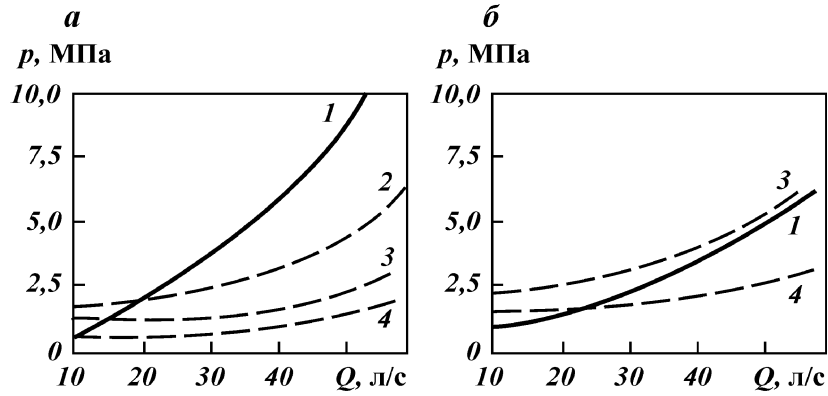


Рис. 7.13. Сравнительные результаты гидродинамических расчетов: *а, б* – колонны диаметром соответственно 114, 146 и 168 мм; *1* – гидравлические потери в колонне; *2, 3, 4* – гидравлические потери в затрубном пространстве с промежуточной колонной диаметром соответственно 219, 245 и 273 мм

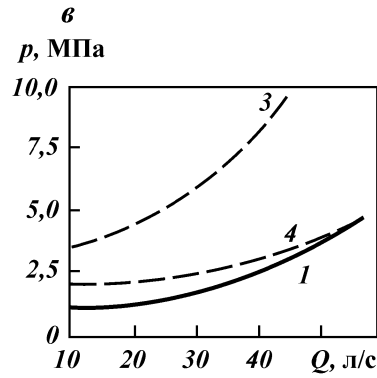
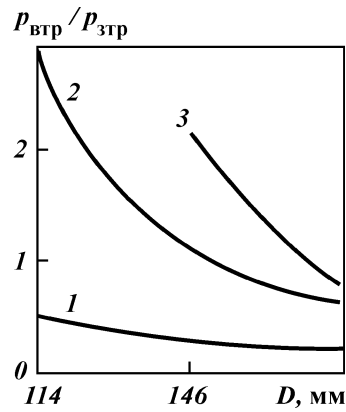


Рис. 7.14. График изменения отношения давлений, возникающих у забоя при прямом и обратном цементировании: *1, 2, 3* – *Q* соответственно 10, 30 и 50 л/с; $p_{втр}$ – давление внутри колонны; $p_{зтр}$ – давление в затрубном пространстве



монолитный цементный камень с одинаковой прочностью по всему стволу;

2) сокращаются затраты времени на операции по цементированию;

3) ограничиваются одной зоной смешения глинистого и цементного растворов;

4) гидродинамический расчет более точен для призабойной зоны, так как гидравлические потери в колонне обсадных труб проще поддаются расчету;

5) возможна закачка тампонажного раствора в турбулентном потоке без опасения разрыва пласта и возникновения поглощений, что важно при вытеснении промывочной жидкости из затрубного пространства;

6) требуются меньшие мощности оборудования для цементирования.

Несмотря на это, способ обратного цементирования имеет ограниченное применение из-за отсутствия средств контроля за процессом цементирования.

С целью предотвращения поглощений при цементировании эксплуатационных колонн применяют способ ступенчатого цементирования скважин с подъемом тампонажного раствора за обсадной колонной в две ступени и более.

7.4. СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ И ОБВЯЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ

В настоящее время в различных нефтегазовых районах применяют несколько отличающихся друг от друга технологических схем приготовления и нагнетания тампонажных растворов. Это отличие обусловлено спецификой геолого-технических, а иногда и климатических условий данного района, что определяет выбор конструкции скважины, способа цементирования и тампонажного материала для каждого конкретного района.

Отличие этих схем заключается в использовании различного числа цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин, а также в применении специальных устройств или механизмов, повышающих качество раствора или цементирования в целом и улучшающих условия труда обслуживающего персонала. Схема обвязки оборудования при использовании 20–40 т сухого тампонажного материала для приготовления раствора приведена на рис. 7.15.

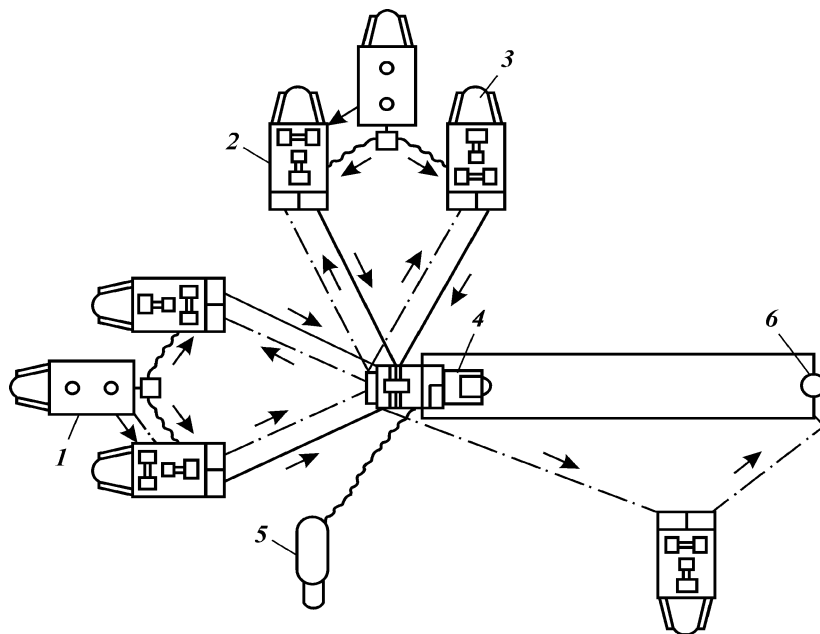


Рис. 7.15. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием 20–40 т сухого тампонажного материала:
 1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2, 3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320М; 3ЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – станция контроля цементирования; 6 – цементировочная головка; пунктирная линия – движение продавочной жидкости; сплошная линия – движение тампонажного раствора

При использовании 40–60 т сухого материала для приготовления и нагнетания тампонажного раствора применяют большее число агрегатов, позволяющих аккумулировать весь сухой материал в трех точках затворения. Если масса сухого материала превышает 60 т, изменяется схема обвязки цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин (рис. 7.16).

Во всех этих схемах, как правило, предусматривается такое соотношение между численностью цементно-смесительных машин и цементировочных агрегатов, при котором обеспечивается бесперебойное приготовление и нагнетание тампонажного раствора в скважину с заданным темпом. Обычно с одной цементно-смесительной машиной 2СМН-20 работают два цементировочных агрегата, один из которых (имеющий водоподающий насос) подает жидкость на затворение в гидровакуумное

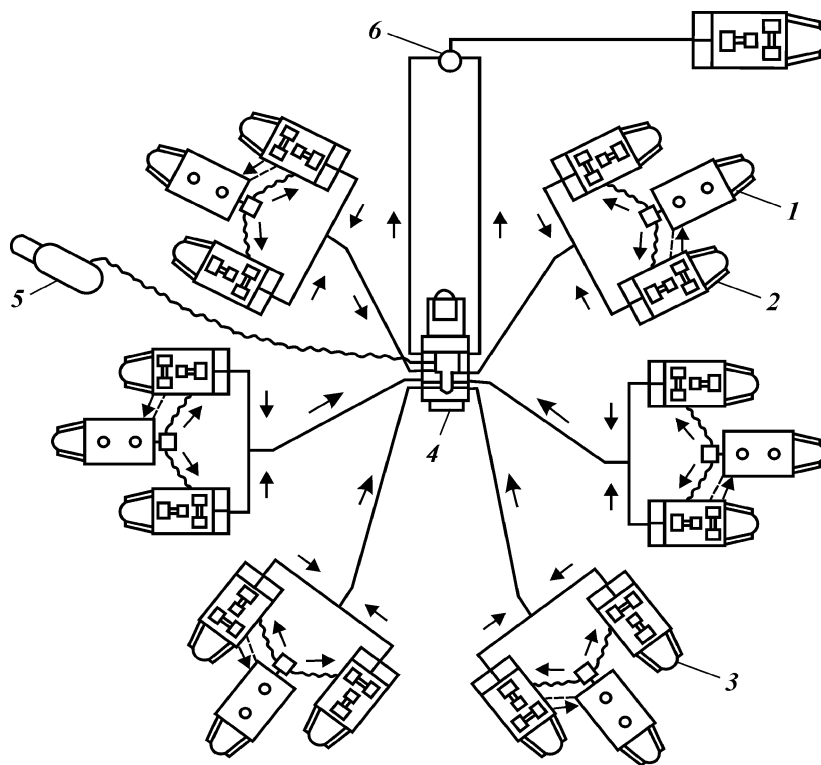


Рис. 7.16. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием более 60 т сухого материала. Обозначения см. на рис. 7.15

смесительное устройство цементно-смесительной машины, а второй (не имеющий водоподающего насоса) вместе с первым нагнетает готовый раствор в скважину. При этом суммарная подача жидкости (по паспортным данным) двумя агрегатами несколько больше производительности цементно-смесительной машины. Как правило, для продавливания верхней разделительной пробки используют агрегат ЗЦА-400А, который обвязывают с цементировочной головкой.

В различных районах страны в связи со специфическими условиями схемы обвязки оборудования несколько видоизменяются.

В б. Грознефти и Краснодарнефтегазе использовали осреднительные емкости, смонтированные на автомашине и имеющие

перемешивающие устройства. Прежде чем подать раствор в скважину, его некоторое время перемешивают в этой емкости; благодаря этому улучшается его однородность, что существенно повышает качество цементирования. Представляется целесообразным организовать серийное изготовление таких емкостей. На рис. 7.17 показана схема расстановки и обвязки оборудования при цементировании скважин облегченным тампонажным раствором с применением осреднительной емкости и использованием резервуара вместимостью 40 м³ для заготовки воды затворения.

Иногда для аккумуляции жидкости затворения используют передвижные емкости различной вместимости (рис. 7.18). Пунктирными линиями показано движение жидкости затворения, сплошными – тампонажного раствора; когда нет возможности применять для аккумуляции жидкости затворения стационарные или передвижные емкости, с этой целью используют мерные емкости цементировочных агрегатов (рис. 7.19). Пунктирными линиями показано направление движения воды, сплошными – тампонажного раствора, штрихпунктирными – продажной жидкости. При работе по этой схеме после приготовления и нагнетания тампонажного раствора, при его продавливании смесительные машины и обвязанные с ними цементировочные агрегаты могут быть отсоединены и отправлены на базу.

В б. ВНИИКРнефти разработана и внедрена специальная технологическая схема приготовления и нагнетания тампонажного раствора (рис. 7.20), исключающая его потери (особенно при использовании вспенивающих реагентов) и позволяющая увеличить подачу насосов цементировочных агрегатов за счет создания подпора на приеме.

В ЗапСиббурнефти для приготовления растворов из лежалых цементов иногда используют фрезерно-струйную мельницу, соединенную с оборудованием по схеме, указанной на рис. 7.21 (разработана в б. ВНИИКРнефти); также находит применение схема цементирования скважин с применением гидравлического способа активации цемента, при котором поток тампонажного раствора под большим давлением подается в устройство, где соударяется со стенкой или встречным потоком; в результате этого разрушаются комкообразные включения и повышается степень гидратации.

С целью увеличения степени вытеснения бурового раствора из затрубного пространства скважины при цементировании, а следовательно, для повышения его качества были разработаны и внедрены способ применения и комплекс устройств, позволя-

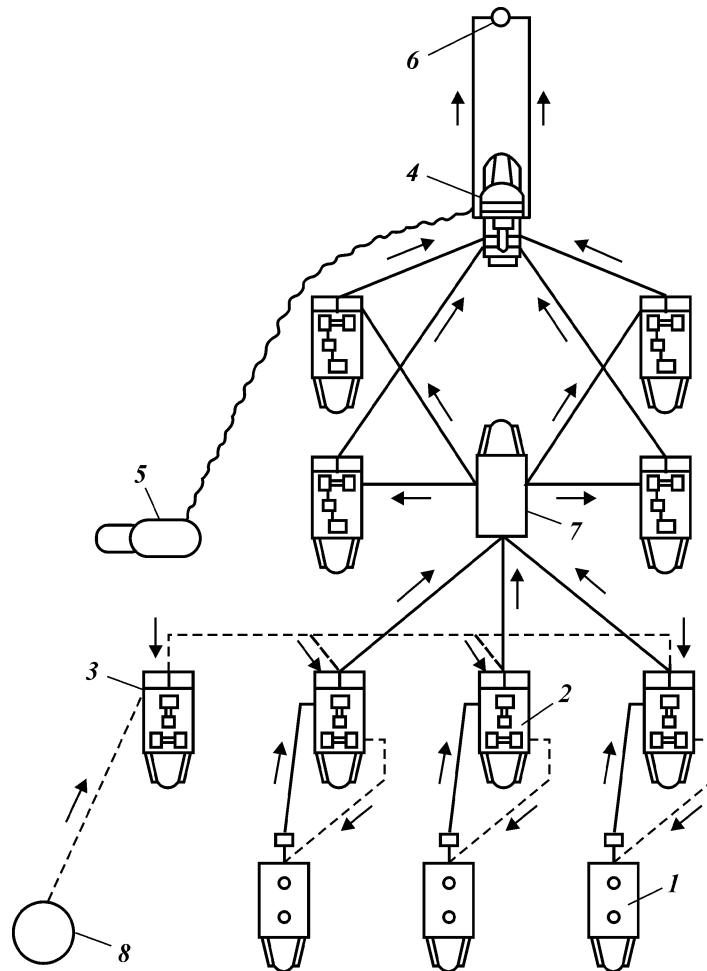


Рис. 7.17. Схема обвязки агрегатов при цементировании облегченным раствором с использованием осреднительной емкости и резервуара для заготовки жидкости затворения:

1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2, 3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320М и 3ЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – станция контроля цементирования СКЦ-2М; 6 – цементировочная головка; 7 – осреднительная емкость; 8 – резервуар; пунктирной линией обозначено движение жидкости затворения

ющие в процессе цементирования проводить осевое перемещение обсадной колонны.

На рис. 7.22 представлена схема расположения оборудования

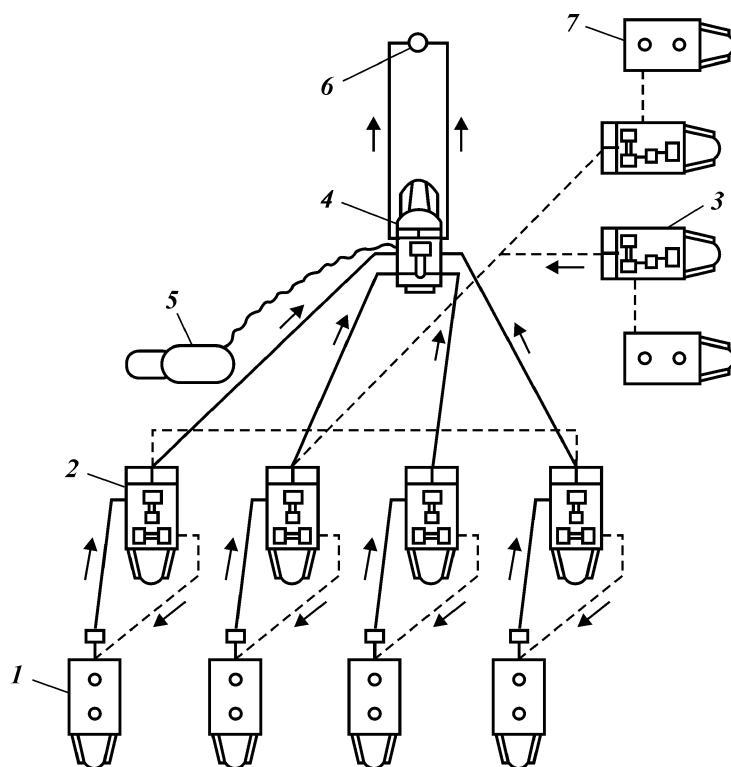


Рис. 7.18. Схема обвязки агрегатов с использованием двух емкостей для аккумуляции жидкости затворения вместимостью по 25 м³: 1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2, 3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320М и 3ЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – станция контроля цементирования СКЦ-2М; 6 – цементировочная головка; 7 – емкость

ния и отдельных устройств, обеспечивающих расхаживание колонны в процессе нагнетания жидкости при цементировании.

Представляет интерес сопоставить различные схемы расстановки и обвязки цементировочного оборудования, выявить их преимущества и недостатки.

Анализ данных по ряду объединений с большим объемом бурения, а также со сложными конструкциями скважин показал, что до 80 % скважин цементируют с применением от 20 до 80 т сухого тампонажного материала. При этом подача раствора и продажной жидкости в скважину не превышает 25 л/с, а давление 30,0 МПа.

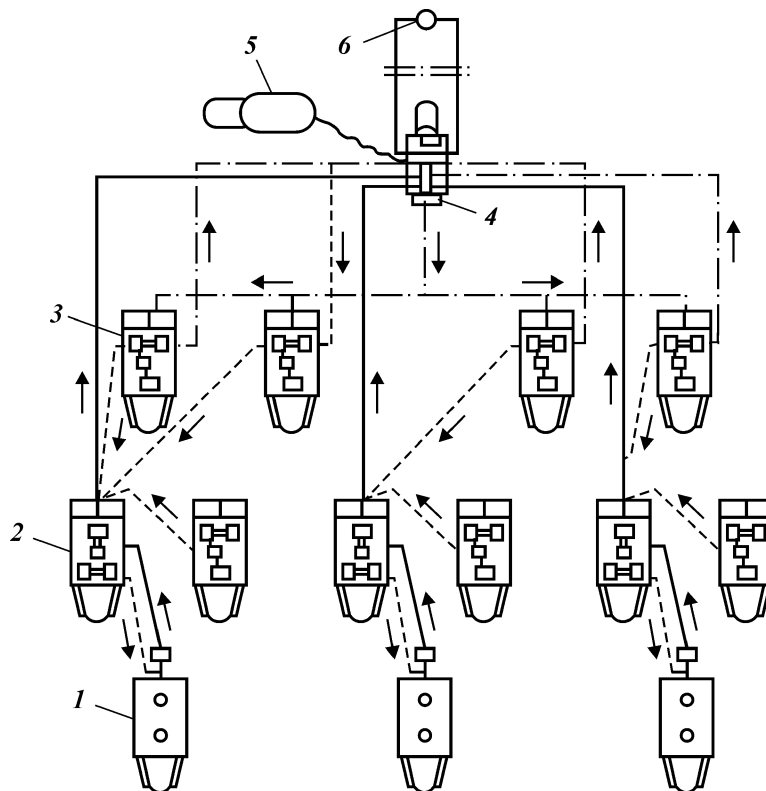


Рис. 7.19. Схема обвязки оборудования при цементировании с использованием для аккумуляции жидкости затворения мерных емкостей цементировочных агрегатов.
Обозначения см. на рис. 7.15

Для удобства сравнений этих схем примем одинаковые для всех случаев условия цементирования, которые приведены ниже.

Количество сухого материала, применяемого для приготовления раствора, т.....	80,0
Заданная плотность раствора при В/Ц = 0,5, г/см ³	1,83
Необходимое количество жидкости затворения, т	40,0
Объем тампонажного раствора, м ³	65,0
Суммарная производительность приготовления и откачки тампонажного раствора, л/с	25,0
Суммарная требуемая подача жидкости в смесители, л/с	15,3
Суммарная требуемая подача сухого вяжущего в смесителе, кг/с	30,5
Максимальное предполагаемое давление при нагнетании тампонажного раствора и его продавливания при подаче 25 л/с, МПа, не более	10,0
Максимальное предполагаемое давление при продавливании с соответствующим уменьшением, МПа, не более	40,0

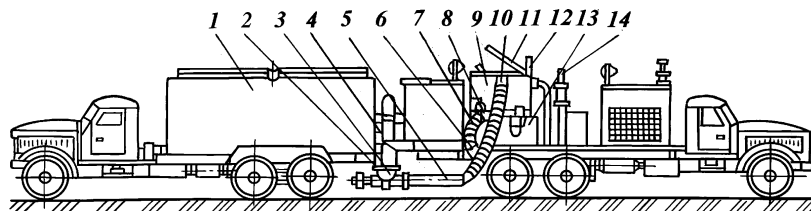


Рис. 7.20. Технологическая схема приготовления и нагнетания вспененных растворов:

1 – бункер цементно-смесительной машины; 2 – обратный клапан гидравлического смесительного устройства; 3 – приемная воронка бункера цементно-смесительной машины; 4 – гидравлическое смесительное устройство; 5 – напорная труба; 6 – всасывающий коллектор насоса; 7 – трубопровод; 8 – клапан; 9 – приемная часть; 10 – гофрированный шланг; 11 – откидная крышка; 12 – уровень; 13 – насос цементировочного агрегата; 14 – сливной патрубок

Максимально возможная подача водоподающего насоса ЦНС цементировочного агрегата ЦА-320А при $p = 1,5$ МПа через штуцер диаметром 14 мм, л/с 6,4
 Максимально возможная производительность цементно-смесительной машины 2СМН-20 при приготовлении раствора $\rho = 1,83$ г/см³ и работе с насосом ЦНС, л/с 10,53

Для расчетов приняты реально достижимые режимы работы цементировочных агрегатов.

Тип агрегата	ЦА-320	АЗЦА-400А
Диаметр поршня, мм	100	110
Включенная передача	IV	IV
Давление, МПа	91	3,5

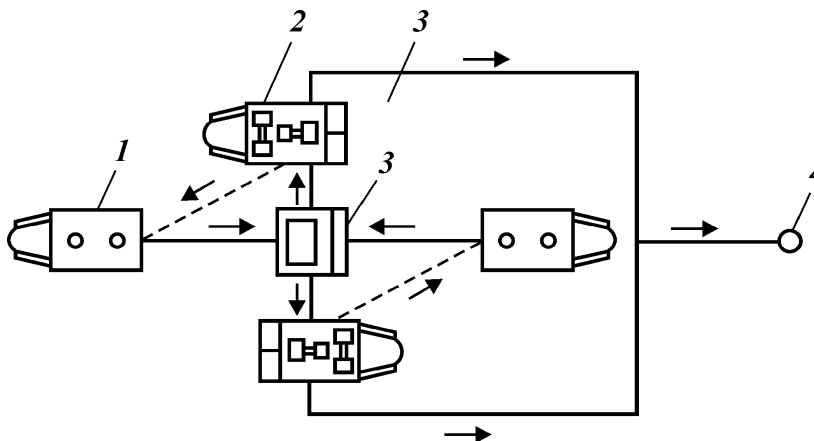


Рис. 7.21. Технологическая схема приготовления и заправки тампонажных растворов с применением фрезерно-струйной мельницы:

1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 – фрезерно-струйная мельница; 4 – цементировочная головка

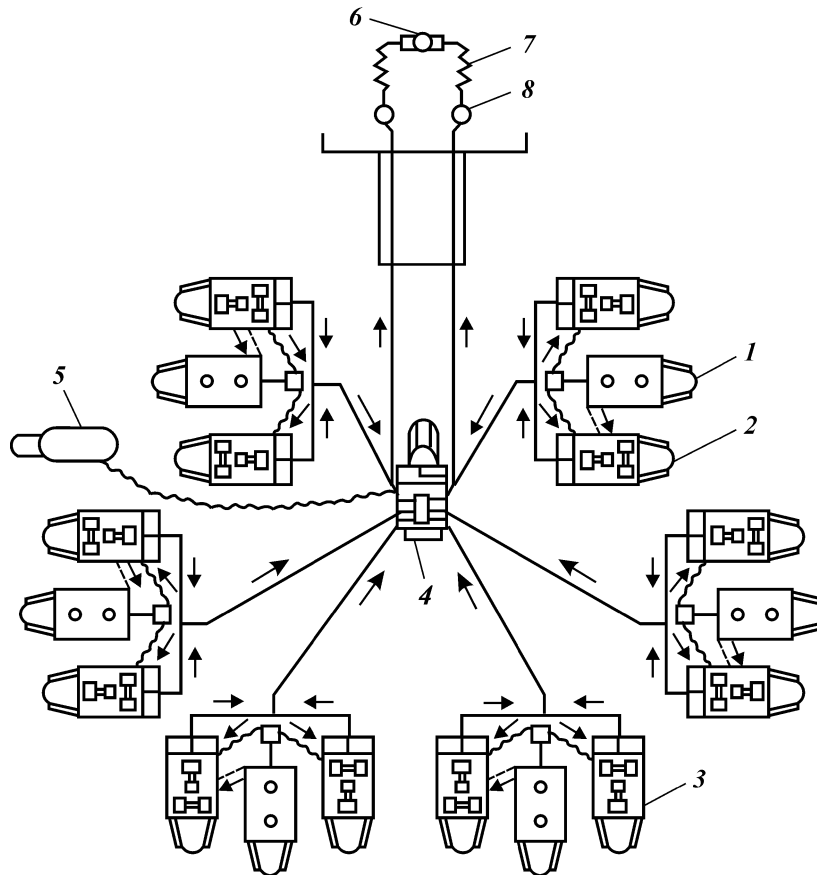


Рис. 7.22. Схема размещения и обвязки оборудования при цементировании скважины с расхаживанием колонны:
 1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2, 3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320М и ЗЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – станция контроля цементирования; 6 – цементировочная головка; 7 – шарнирные звенья гибкого металлического шланга; 8 – стояк

Производительность, л/с	10,5	19,5
Максимально допустимое давление с принятыми поршнями, МПа	32	40

Наиболее распространенная технологическая схема (рис. 7.23, а, вариант 1) предусматривает участие в процессе цементирования серийного цементировочного оборудования. Каждая цементно-смесительная машина 2СМН-20 работает с двумя цементировочными агрегатами, один из которых может не иметь

водоподающего насоса (ЗЦА-400А). Как правило, цементировочный агрегат ЦА-320 при работе на IV скорости не обеспечивает откачку из цементного бачка всего количества приготавливаемого раствора, поэтому к откачке подключается второй агрегат. Это также практикуется для повышения надежности процесса.

Таким образом, суммарная подача обоих агрегатов намного превосходит производительность цементно-смесительной машины и приводит к недоиспользованию мощности цементировочных агрегатов. В связи с этим неоправданно увеличивается их число при цементировании, что усложняет проведение процесса и ухудшает его технико-экономические показатели. Кроме того, если применяется специальная жидкость затворения, то для ее приготовления и аккумуляции используются дополнительные цементировочные агрегаты, помимо указанных на схеме. Положение с аккумуляцией жидкости затворения усугубляется при приготовлении облегченных тампонажных растворов. Однако практически нигде для этой цели не используются автоцистерны.

Вторая технологическая схема (вариант 2) предусматривает применение так называемой осреднительной установки – емкости (см. рис. 7.23, б). Установка имеет перемешивающее устройство, обеспечивающее выравнивание параметров тампонажного раствора, поступающего от различных цементно-смесительных машин, которые участвуют в процессе. Как видно из сопоставления вариантов 1 и 2, число единиц используемого оборудования в них почти одинаково. На практике находит применение разновидность варианта 2, при которой жидкость затворения под большим давлением (до 7 МПа) цементировочным насосом подается в смесительное устройство цементно-смесительной машины 2СМН-20, а готовый раствор за счет кинетической энергии струи по шлангу поступает в осреднительную установку. В этом случае число единиц оборудования остается таким же, как и для варианта 2. Однако при этом нарушается требование ТУ на смеситель, где указано рабочее давление затворяющей жидкости – 2 Мпа.

Третья технологическая схема (вариант 3) предусматривает применение кроме осреднительной установки также установки для приготовления и раздачи жидкости затворения (см. рис. 7.23, в), серийно не выпускаемой. Применение такой установки позволяет заранее готовить и аккумуляцию часть жидкости затворения, исключив из этого процесса дополнительные цементировочные агрегаты. Однако при работе по этой схеме требуется заменять отработавшие цементно-смесительные маши-

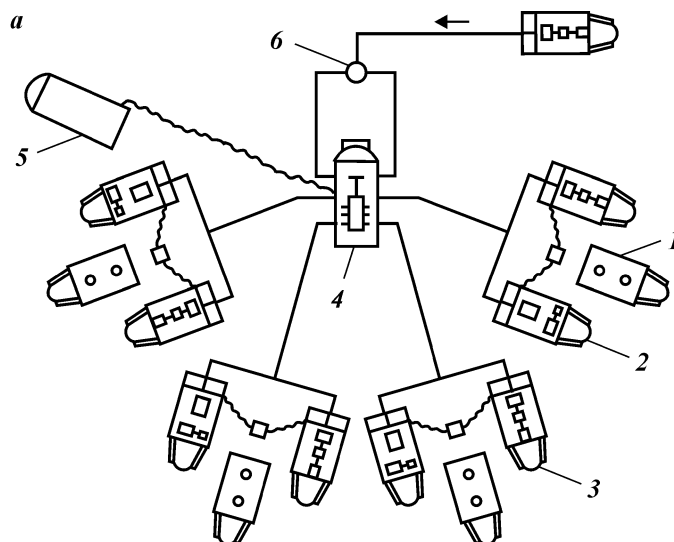
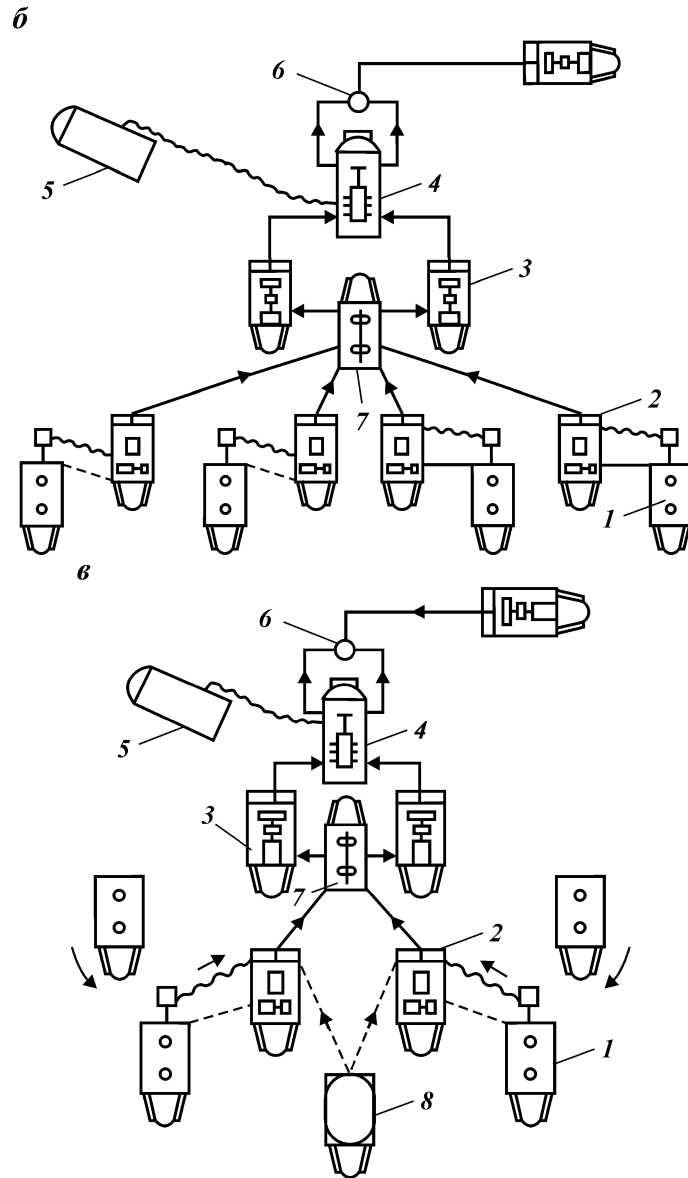


Рис. 7.23. Схемы приготовления тампонажного раствора:

a – типовая (вариант 1); *б* – с применением осреднительной установки (вариант 2); *в* – с применением осреднительной установки и установки для приготовления и раздачи жидкости затворения (вариант 3); *г* – с применением гидроактиваторов (вариант 4); *д* – с использованием стационарных блоков приготовления буровых растворов и смешительного устройства б. ВНИИГР-нефти (вариант 5); *е* – с применением смешительной установки периодического действия (вариант 6); *ж* – с применением смешительных установок УС5-30 (вариант 7); *з* – с применением насосных установок УНБ2-630 (вариант 8); *и* – с применением смешительных установок УС5-30, насосных установок УНБ2-630 и автоцементовозов (вариант 9); *к* – с применением перспективного автоматизированного комплекса (вариант 10); *л* – с применением перспективного блочного цементировочного оборудования (вариант 11); 1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2, 3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320А и 3ЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – самоходная лаборатория СКЦ2М-69; 6 – скважина; 7 – осреднительная установка; 8 – установка для приготовления и раздачи жидкости затворения; 9 – гидроактиваторы; 10 – стационарные блоки приготовления буровых растворов 2БПР; 11 – смешительная установка периодического действия; 12 – цементовоз; 13 – смешительная установка УС5-30; 14 – насосная установка УНБ2-630; 15 – автоматизированный комплекс; 16 – насосный блок; 17 – приводной блок; 18 – силосы передвижные; 19 – смесеприготовительный блок; 20 – загрузчик; 21 – склад

ны на другие, загруженные 20 т тампонажного материала, в то время как завод-изготовитель автомобиля КрАЗ запрещает движение с перегрузкой. Замена отработавших цементно-смесительных машин связана с остановкой процесса приготовления раствора, хотя ее можно производить поочередно, что не будет оказывать особого влияния на режим нагнетания тампонажного раствора благодаря наличию осреднительной установ-



ки. На рис. 7.23, з приведена схема приготовления тампонажно-го раствора в ПО "Юганскнефтегаз" с использованием гидроактиваторов для улучшения диспергирования раствора (вариант

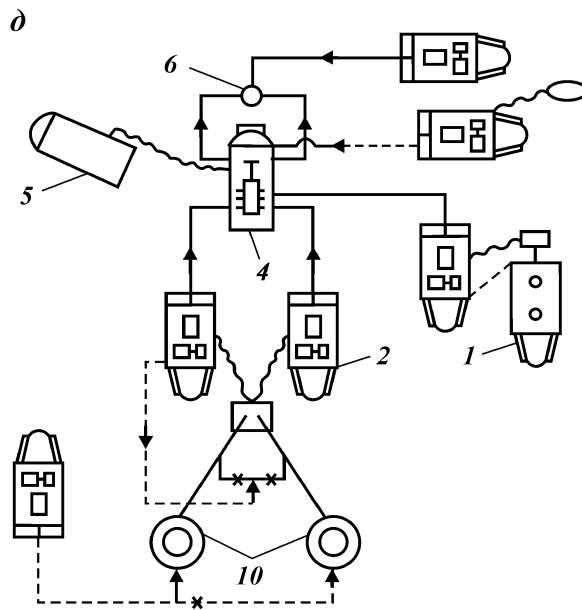
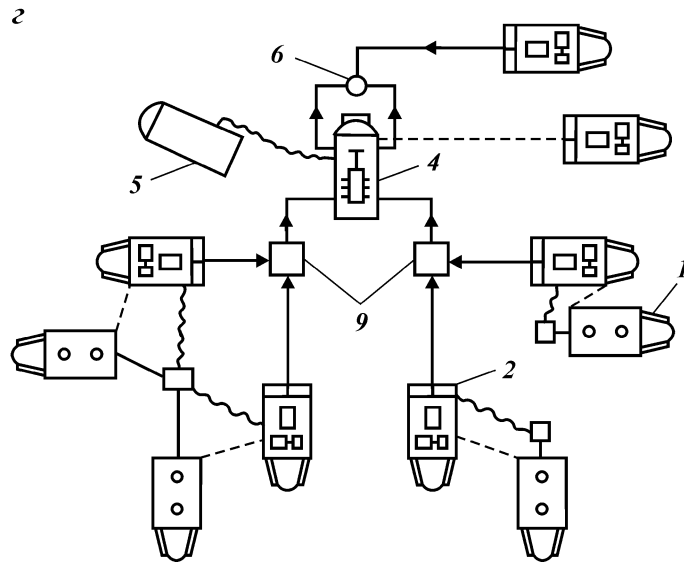
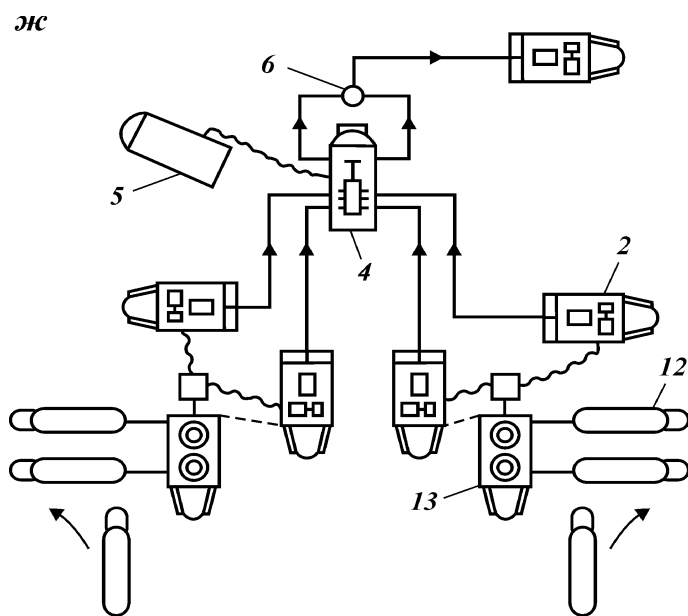
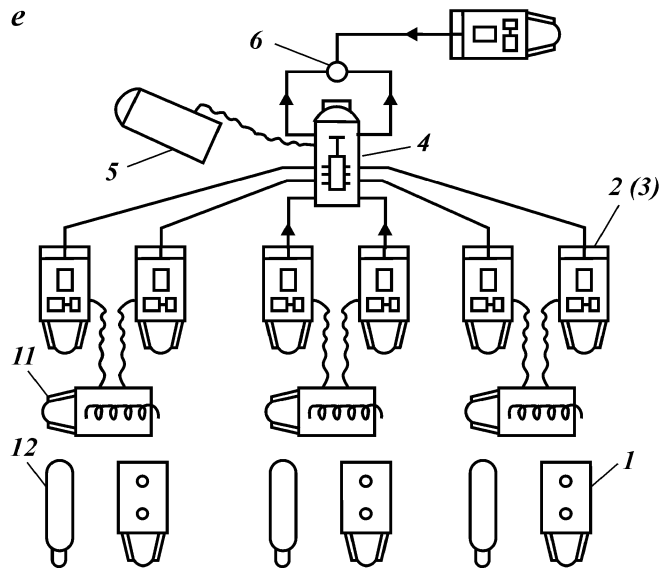


Рис. 7.23. Продолжение



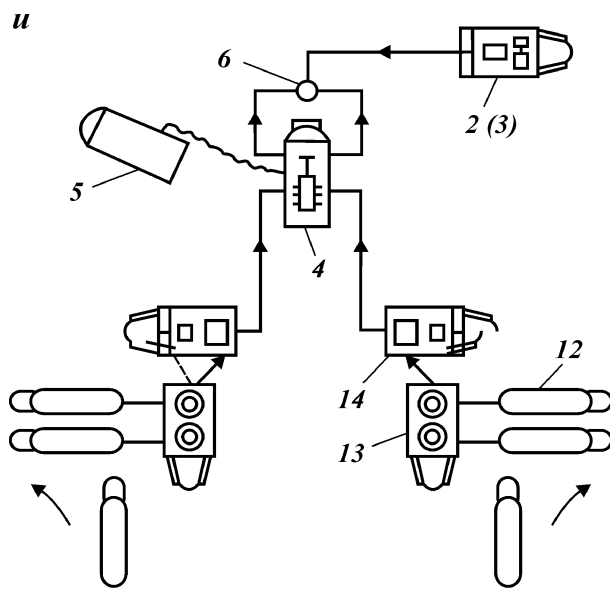
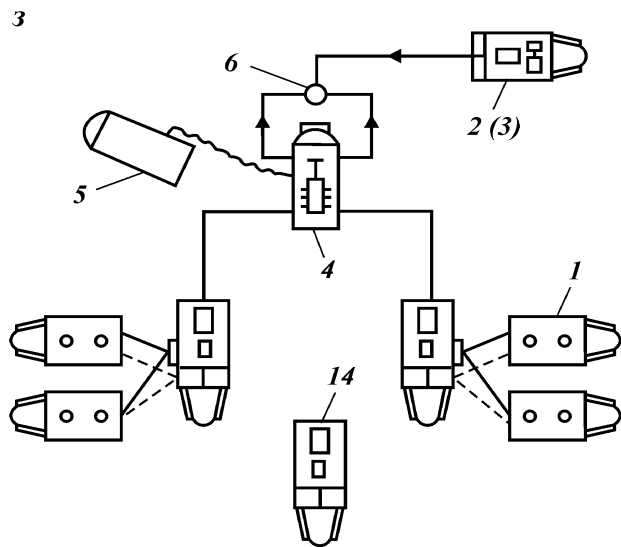
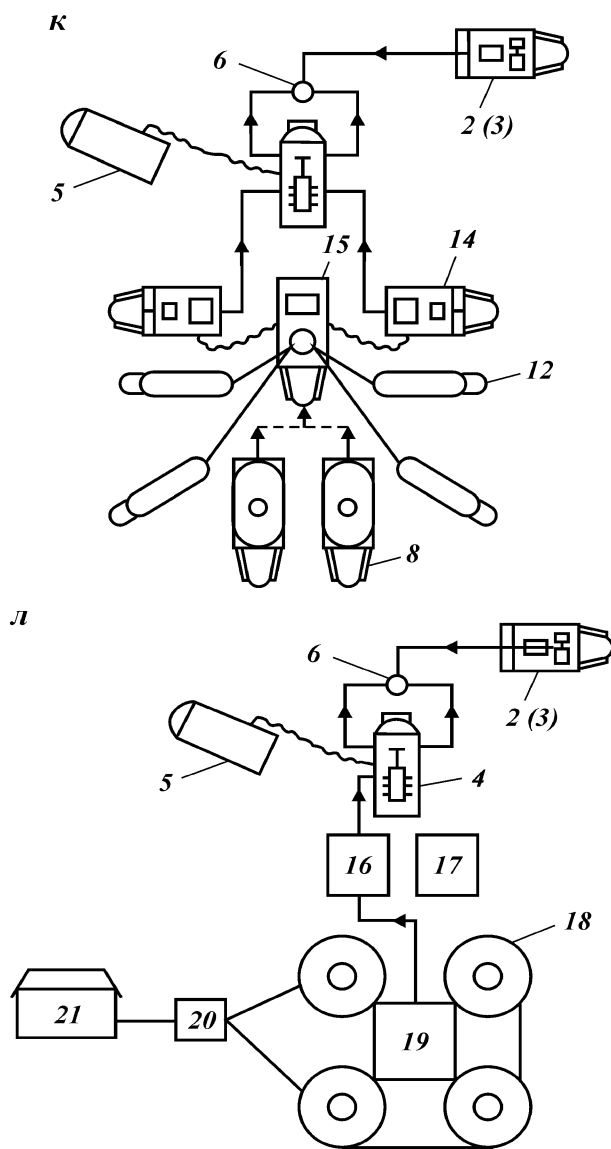


Рис. 7.23. Продолжение



4). Благодаря тому, что текущее давление при продавливании составляет 3–4 МПа и предусмотрено уменьшение темпа приготовления раствора (условия, отличающиеся от принятых для

сравнения), сокращается число задействованных единиц техники.

На рис. 7.23, *д* приведена схема (вариант 5), предусматривающая применение блоков приготовления буровых растворов 2БРП и устройства конструкции б. ВНИИКРнефти. Эта схема была использована при цементировании эксплуатационной колонны на скв. 3241 71-го куста Усть-Балыкского месторождения ПО «Юганскнефтегаз». Благодаря использованию стационарных блоков БПР, в которые цементовозами загрузили 60 т гелцементной смеси, и специального смесительного устройства приготовление и закачка гелцементного тампонажного раствора выполнялись без участия цементно-смесительных машин 2СМН-20. Продуктивную часть цементировали «чистым» цементом по обычной схеме с использованием 2СМН-20.

На рис. 7.23, *е* представлена схема (вариант 6) приготовления тампонажного раствора с применением СевКавНИПИнефтью порционной смесительной установки вместимостью 25 м³. Отличительная особенность этой установки – оригинальная технология приготовления тампонажного раствора. В емкость заливают воду, вводят необходимые реагенты и тщательно размешивают мешалкой до образования жидкости затворения. Затем в емкость подают сухое вяжущее (цементовозами или смесительными машинами 2СМН-20) до достижения заданной плотности раствора, который затем откачивают в скважину цементировочными агрегатами. Недостаток этого способа – периодичность действия установки, что особенно проявляется при больших объемах тампонажного раствора.

На рис. 7.23, *ж* показана схема (вариант 7) приготовления тампонажного раствора с применением смесительных установок УС5-30. Установка имеет два вертикальных бункера цилиндрической формы, вмещающие 11 т цемента. В процессе приготовления раствора возможна загрузка цементом второго бункера из первого. Эта схема еще не апробирована.

На рис. 7.23, *з* представлена апробированная технология (вариант 8) приготовления и нагнетания тампонажного раствора с применением освоенных производством насосных установок УНБ2-630, которые могут работать одновременно с двумя цементно-смесительными машинами благодаря оснащению высокопроизводительными водоподающим и цементировочным насосами. В этом случае число единиц техники, участвующей в цементировании, сокращается.

На рис. 7.23, *и* приведена схема (вариант 9), где приготовление тампонажного раствора производят с участием агрегатов

УНБ2-630 и смесительных установок УС5-30. Такая схема еще не апробирована, но преимущества ее очевидны. Количество оборудования здесь сведено к минимуму. Однако участие в цементировании большого числа цементовозов потребует дооснащения ими тампонажных организаций.

На рис. 7.23, *к* показана перспективная схема (вариант 10), по которой тампонажный раствор готовится автоматизированным комплексом, условно названным КСПТР. Предполагаемая максимальная производительность комплекса 50 л/с раствора с допустимыми колебаниями плотности $\pm 0,03$ г/см³. Исходные требования предусматривают компоновку оборудования комплекса на шасси автомобиля. Этот комплекс будет содержать устройства, средства регулирования и контрольно-измерительную аппаратуру, которые автоматически должны обеспечивать приготовление качественного раствора с заданным темпом. В состав комплекса должны входить установки для приготовления и выдачи жидкости затворения, снабженные устройствами, обеспечивающими требуемую степень автоматизации для работы всего оборудования.

На рис. 7.23, *л* представлена схема (вариант 11) с применением перспективного блочного оборудования, которая может быть использована при разбуривании автономных кустов и отдельных разведочных скважин. Масса блоков не превышает 5 т, что позволяет перевозить их либо автотранспортом, либо вертолетом МИ-6. Насосный и приводной блоки транспортируются отдельно и соединяются на месте. Предусмотрены отдельный блок приготовления раствора и вертикальные бункеры для тампонажного материала с загрузчиком. Испытание опытного образца такого комплекса оборудования позволит определить его работоспособность и эффективность применения в труднодоступных районах.

Сопоставление и анализ приведенных схем приготовления и нагнетания тампонажных растворов, данные о количестве и типах применяемого оборудования (табл. 7.4) показывают, что во всех схемах по различным причинам серийное оборудование используется недостаточно эффективно. Разработчикам цементовозного оборудования следует уделить больше внимания повышению его надежности, улучшению технических характеристик. Одно из важных направлений – создание комплексных систем установка смесительная – установка насосная.

Применение осваиваемого и предполагаемого к разработке нового оборудования (высокопроизводительных насосных установок типа УНБ, смесительных установок повышенной грузо-

Таблица 7.4

Количество и тип оборудования, применяемого при цементировании скважин

Оборудование	Вариант схемы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Цементно-смесительная машина 2СМН-20 (УС6-30)	4	4	4	4	1	3	–	4	–	–	–
Цементировочный агрегат ЦА-320А (УНБ2-160)	4	4	2–3	6	6	6	4	1	1	1	1
Цементировочный агрегат ЗЦА-400А (УНБ2-400)	5	3–4	3–4	–	–	–	–	–	–	–	–
Блок манифольда ИБМ-700	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Станция контроля СКЦ2М-69 (80)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Цементировочная головка	В общем количестве не учитывается										
Осреднительная установка	–	1	1	–	–	–	–	–	–	–	–
Установка для приготовления и раздачи жидкости затворения	–	–	1	–	–	–	–	–	–	2	–
Гидроактиваторы	В общем количестве не учитываются										
Блоки БПР	–	–	–	–	2	–	–	–	–	–	–
Порционная установка	–	–	–	–	–	3	–	–	–	–	–
Цементовоз (ТЦ-6, 10 т)	4	4	4	4	7	6	6	4	6	–	–
Установка смесительная УС5-30	–	–	–	–	–	–	2	–	2	–	–
Установка насосная УНБ2-630	–	–	–	–	–	–	–	3	2	2	–
Цементовоз С-652 (22 т)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4	–
КСИТР	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	–

Продолжение табл. 7.4

Оборудование	Вариант схемы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Блок смесе-приготовительный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Силосы передвижные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4-8
Загрузчик	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Склад цемента	В общем количестве не учитывается										
Итого	19	18-19	17-19	16	18	20	14	14	13	12	11-15

подъемности с непрерывной загрузкой, осреднительных установок, комплекса автоматизированного и блочного оборудования) позволит в значительной степени уменьшить количество применяемой техники, упростить проведение процесса и повысить качество цементирования скважин.

7.5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА КРЕПИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В различных отраслях народного хозяйства в рамках КС УКП широко применяется комплексная оценка качества продукции на стадиях ее разработки, изготовления и эксплуатации. Однако в нефтяной промышленности качество строительства скважин до настоящего времени оценивается только по трем единичным показателям назначения: степени герметичности обсадных колонн, высоте подъема тампонажного раствора за ними и сочетанию контакта цементного камня в заколонном пространстве с ограничивающими связями.

Очевидно, что эти показатели не отражают весь комплекс свойств качественной крепи скважин, т.е. обеспечивающей герметичность обсадной колонны и отсутствие сообщения между пластами, пластами и дневной поверхностью или зоной перфорации колонны. Это затрудняет оценку и анализ влияния технических средств, технологических приемов и различных материалов на процесс формирования качества крепи скважин.

Крепь скважины – основная ее несущая часть – представляет собой обсадную колонну и сформированный вокруг нее тампонажный камень.

В зависимости от глубины скважины и времени эксплуатации (15–25 лет) крепь подвергается нагрузкам различной интенсивности. Крепь относится к продукции, расходуемой свой-

ресурс в процессе эксплуатации; она представляет собой ремонтируемое изделие.

При разработке комплексного показателя качества крепи скважины на первом этапе встает задача выбора номенклатуры показателей. Суть ее заключается в построении иерархического дерева свойств, отражающего совокупность важнейших физических и геолого-технических свойств крепи на этапах ее проектирования, сооружения и эксплуатации.

Как видно из схемы (рис. 7.24), в число групповых показателей для оценки качества крепи включены показатели назначения, надежности, технологичности и экологические. Остальные рекомендуемые показатели (эргономические, эстетические, патентно-правовые, транспортабельности, унификации и безопасности) применительно к специфическим условиям крепи неприемлемы или малоинформативны.

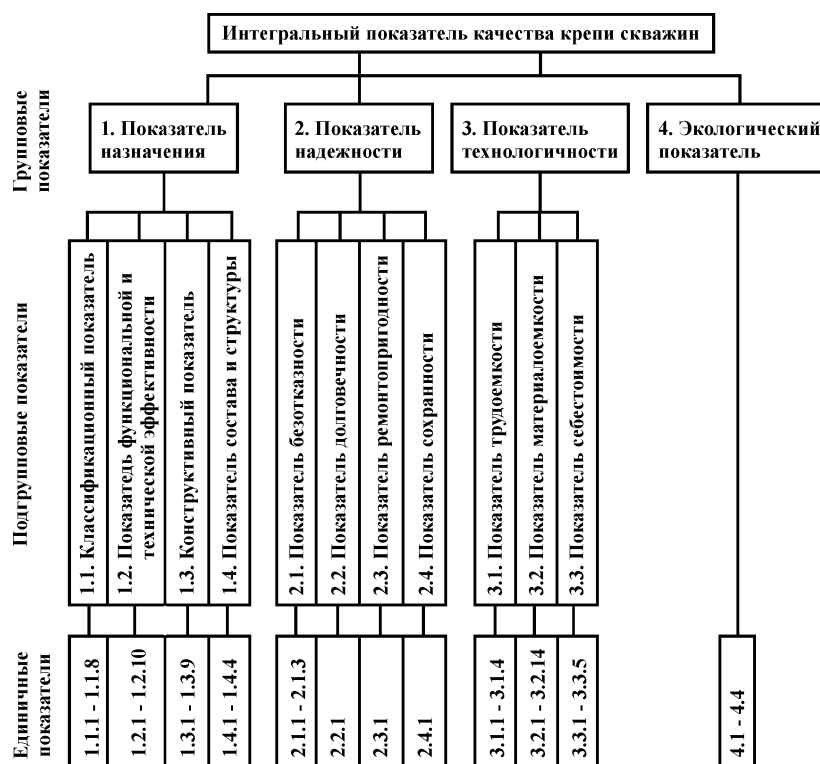


Рис. 7.24. Иерархическая структура показателей качества крепи скважин

Группа показателей назначения должна характеризовать важнейшие свойства крепи, обеспечивающие ее функционирование по назначению и определяющие область и условия эксплуатации. Поэтому составляющие эту группу подгрупповые показатели – классификационные, функциональные и технической эффективности, конструктивные, состава и структуры – играют основную роль в оценке качества крепи и используются как критерии оптимизации при проектировании и сооружении скважин. Единичные показатели перечисленных подгрупп характеризуют такие основные свойства крепи, как сопротивляемость действующим знакопеременным нагрузкам и ее техническое совершенство для конкретных геолого-технических условий.

Исключительно важны для комплексной оценки качества и технического уровня сформированной крепи показатели надежности.

Исследования в области надежности крепи скважин начаты сравнительно недавно, однако к настоящему времени накоплен определенный опыт и созданы методические основы для оценки этого важного свойства (РД 39-2-839–82, РД 39-1-1112–84). Подгрупповые, а затем и единичные показатели надежности крепи выбраны в соответствии с РД 39-1-1112–84. Исходя из того, что крепь – восстанавливаемое изделие с непрерывным режимом эксплуатации (последствия отказа приводят к значительному ущербу, эксплуатация прекращается в связи с выполнением крепью своего назначения или достижением предельного состояния), ее надежность должна характеризоваться показателями безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

Особое значение имеет тот факт, что, используя теорию надежности, можно выделить отказы скважин, вызванные браком, допущенным исполнителем. Расчетное время, в течение которого происходят такие отказы, определяется периодом приработки и должно быть принято за контрольный срок эксплуатации скважины, в течение которого отказы устраняются подрядчиком. Это позволит избежать субъективного подхода при назначении указанного срока и получить еще один важный показатель для объективной оценки качества крепи.

Оценка качества крепи должна отражать не только соответствие отдельных показателей заданным значениям, но и степень оптимальности распределения затрат материалов, труда, времени и средств при реализации процесса крепления скважин, т.е. технологичность.

Ужесточение требований к охране природы также должно

найти отражение при оценке качества сооружения крепи. Учет экологических показателей качества крепи должен предотвратить бесконтрольный выброс в окружающую среду технологических жидкостей при строительстве скважин, повысить требования к качеству разобщения пластов.

Выбранная номенклатура свойств в достаточной мере характеризует качество крепи скважины, но в случае необходимости может изменяться.

В практике кваллиметрических анализов численные значения комплексных показателей определяют в основном методом весовых функций, где коэффициенты весомости в подавляющем большинстве определяются экспертным методом. Из аналитических методов используют методы статистической обработки проектов, коэффициентов системы линейных уравнений, коэффициентов корреляции, предельных значений и т.п.

Перечисленные методы можно применять для скважин с однородными геолого-техническими условиями, состоящих из ряда однотипных конструкций с одинаковыми по назначению техническими средствами и материалами, но различных по основным параметрам, т.е. имеющих количественные, а не качественные отличия. Поэтому для выбора способа свертки отдельных показателей и метода оценки комплексного показателя, количественно отражающего качество крепи скважины, был использован подход, изложенный Х.С. Харрингтоном. В этой работе основной идеей, позволяющей построить обобщенный показатель качества, является преобразование измеренных значений свойств в безразмерную шкалу желательности. Последняя была использована для установления соответствия между параметрами свойств и психологическими параметрами – предпочтительностью того или иного свойства.

Процедура преобразования показателей свойств крепи скважин, отвечающих требованиям действующей нормативно-технической документации, выполнялась в соответствии с методикой, изложенной Ю.Г. Адлером и др. Если индексами i, j, k обозначить уровни соответственно групповых, подгрупповых и единичных показателей, то преобразование измеренного значения единичного показателя качества $q_{i, j, k}$ в безразмерную шкалу желательностей $q_{i, j, k}$ в случае двустороннего ограничения $q_{i, j, k_{\min}} < q_{i, j, k_{\max}}$ имеет вид

$$d = \exp \left(- \left| \frac{2q - q_{\max} - q_{\min}}{q_{\max} - q_{\min}} \right|^n \right), \quad (7.34)$$

где показатель степени n вычисляют (задавая некоторому значению показателя q значение d) по формуле

$$n = \frac{\ln \ln \frac{1}{d}}{\ln \left| \frac{2q - q_{\max} - q_{\min}}{q_{\max} - q_{\min}} \right|}. \quad (7.35)$$

В случае одностороннего ограничения $q_{i,j,k}$ или $q_{i,j,k_{\max}}$ преобразование имеет вид

$$d = \exp[-\exp(a + bq)], \quad (7.36)$$

где коэффициенты a и b вычисляют (задавая для двух значений показателя q_1 и q_2 значения желательностей d_1 и d_2) по формулам

$$a = \left(q_1 \ln \ln \frac{1}{d_2} - q_2 \ln \ln \frac{2}{d_1} \right) / (q_2 - q_1); \quad (7.37)$$

$$b = \left(\ln \ln \frac{1}{d_2} - \ln \ln \frac{2}{d_1} \right) / (q_2 - q_1). \quad (7.38)$$

Для оценки параметров n , a и b моделей (7.34) и (7.36) необходимо, чтобы показатели, регламентируемые нормативно-технической документацией, соответствовали нормативам уровня качества в безразмерной шкале: 0,2 – плохо; 0,37 – удовлетворительно; 0,63 – хорошо; 0,8 – отлично.

Для показателей, не регламентируемых в настоящее время нормативно-техническими документами, уровни качества устанавливались группой специалистов в области крепления нефтяных и газовых скважин по результатам анализа функций распределения $F(q_{i,j,k})$. Эмпирическую функцию распределения $F(q_{i,j,k})$ показателя качества $q_{i,j,k}$ аппроксимировали теоретической кривой $F(q_{i,j,k})$.

С этой целью задавали долю скважин $d_{i,j,k}$, крепь которых, по мнению специалистов, относится к одному из принятых уровней качества, вычисляли соответствующее значение $q_{i,j,k}$ и ставили ему в соответствие отметку по шкале желательности (рис. 7.25). Полученные таким образом зависимости (7.34) и (7.36) позволяют дать количественную оценку уровня представленных на схеме показателей качества в новой безразмерной шкале, характеризующей предпочтительность значения параметра.

Численные значения единичных показателей качества кре-

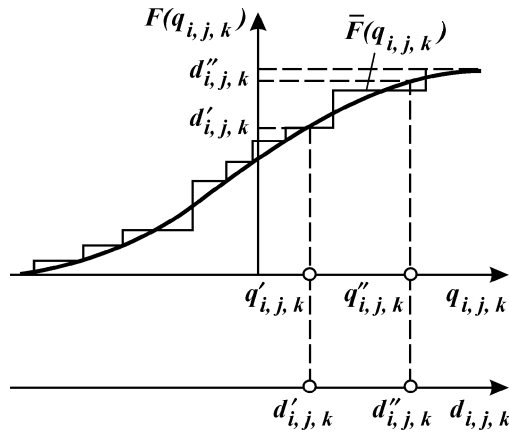


Рис. 7.25. Графики эмпирического и теоретического распределения показателя $q_{i,j,k}$

пи скважин в безразмерной шкале могут использоваться для построения подгрупповых, групповых и интегрального показателей. Подгрупповые показатели $D_{i,j}$ задаются как средние геометрические единичных показателей:

$$D_{i,j} = \sqrt[m]{d_{i,j1} d_{i,j2} \dots d_{i,j,m}}, \quad (7.39)$$

где m — число единичных показателей.

Групповые показатели D_i задаются как средние геометрические подгрупповых показателей:

$$D_i = \sqrt[p]{d_{i,1} d_{i,2} \dots d_{i,p}}, \quad (7.40)$$

где p — число подгрупповых показателей.

Интегральный показатель D задается как среднее геометрическое групповых показателей:

$$D = \sqrt[l]{D_1, D_2 \dots D_l}, \quad (7.41)$$

где l — число групповых показателей.

Применение изложенного выше подхода было проверено при оценке качества крепи двух скважин, строительство которых осуществлялось в одинаковых геологических условиях, но при этом отмечались различия в параметрах технологического процесса крепления и используемых технических средств.

Для упорядочения расчетов применялась специально разработанная форма (табл. 7.5). Для единичных показателей, приведенных в графе 1, на основании требований нормативно-технической документации и анализа функций распределения

Таблица 7.5

Форма для расчета комплексной оценки качества крепи нефтяных и газовых скважин

Показатель качества	Оценка уровня качества				q_{\min}	q_{\max}	Результаты наблюдения за показателем скважин		Желательность показателя скважин	
	плохо (0,20)	удовлетворительно (0,37)	хорошо (0,63)	очень хорошо (0,8)			А	Б	А	Б
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

этих показателей были установлены уровни качества и ограничения (графы 2–7). Численные значения единичных показателей всех подгрупп и групп от 1.1.1 до 4.4 в натуральных размерах для скв. А и Б приведены в графах 8–9, а в графах 10–11 – численные значения единичных, подгрупповых, групповых и интегрального показателей в безразмерной шкале, полученные в результате рассмотренных выше расчетов.

Полученные численные значения групповых показателей позволили оценить уровень таких свойств крепи скважин, как надежность, технологичность и др., а также качество крепи в целом.

Значение интегрального показателя качества крепи скв. А ($D = 0,69$), с помощью которого можно оценить ее качество на уровне “хорошо”, значительно выше, чем у скв. Б ($D = 0,36$), качество которой оценивается ниже уровня “удовлетворительно”. Такой вывод закономерен, так как желательность большинства единичных показателей, в том числе традиционно применяемых для оценки качества крепи, у скв. Б значительно ниже, чем у скв. А. Важно, что степень различия выражена количественно, что облегчает сопоставление.

Данный подход позволяет по совокупности наблюдений в процессе строительства скважин проводить количественный анализ влияния геологических и технологических условий бурения на качество крепи и выработать управляющие воздействия для повышения его уровня. Кроме того, предлагаемая методика создает реальную основу для аттестации выходящих из бурения скважин по категориям качества, что должно послужить мощным стимулом для дальнейшего совершенствования буровых работ на всех этапах, способствовать внедрению прогрессивных технических решений и улучшению технико-экономических показателей процесса сооружения крепи скважин.

ГЛАВА 8

УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Одна из серьезных разновидностей технологии процесса цементирования – установка цементных мостов различного назначения.

Повышение качества цементных мостов и эффективности их работы – неотъемлемая часть совершенствования процессов бурения, заканчивания и эксплуатации скважин. Качеством мостов, их долговечностью определяется также надежность охраны недр окружающей среды. Вместе с тем промысловые данные свидетельствуют, что часто отмечаются случаи установки низкопрочных и негерметичных мостов, преждевременного схватывания цементного раствора, прихвата колонных труб и т.д. Эти осложнения обусловлены не только и не столько свойствами применяемых тампонажных материалов, сколько спецификой самих работ при установке мостов.

В глубоких высокотемпературных скважинах при проведении указанных работ довольно часто происходят аварии, связанные с интенсивным загустеванием и схватыванием смеси глинистого и цементного растворов. В некоторых случаях мосты оказываются негерметичными или недостаточно прочными. Например, только 40–50 % мостов, устанавливаемых в глубоких скважинах Северного Кавказа, являются удачными.

Успешная установка мостов зависит от многих природных и технических факторов, обуславливающих особенности формирования цементного камня, а также контакт и “сцепление” его с горными породами и металлом труб. Поэтому оценка несущей способности моста как инженерного сооружения и изучение условий, существующих в скважине, обязательны при проведении этих работ.

Несмотря на то что из всех видов операций, связанных с цементированием скважин, наибольшее число случаев с неудачным или безрезультатным исходом приходится на установки мостов, этот вопрос еще недостаточно освещен в литературе.

8.1. СПЕЦИФИКА УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ

Цель установки мостов – получение устойчивого водогазо-нефте непроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и кавернозной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта и консервации или ликвидации скважин.

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: 1) испытывающих давление жидкости или газа и 2) испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях.

Мосты, относящиеся ко второй категории, должны помимо газодонепроницаемости обладать весьма высокой механической прочностью.

Анализ промысловых данных показывает, что на мосты могут создаваться давления до 85 МПа, осевые нагрузки до 2100 кН и возникают напряжения сдвига на 1 м длины моста до 30 МПа. Такие значительные нагрузки возникают при опробовании скважин с помощью испытателей пластов и при других видах работ.

Несущая способность цементных мостов в значительной мере зависит от их высоты, наличия (или отсутствия) и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0,15–0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 18–25 м. Наличие на стенках колонны слоя бурового (глинистого) раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и к увеличению необходимой высоты до 180–250 м. В связи с этим высоту моста следует рассчитывать по формуле

$$H_m \geq H_0 - \frac{Q_m}{\pi D_c [\tau_m]}, \quad (8.1)$$

где H_0 – глубина установки нижней части моста; Q_m – осевая нагрузка на мост, обуславливаемая перепадом давления и разгрузкой колонны труб или испытателя пластов; D_c – диаметр скважины; $[\tau_m]$ – удельная несущая способность моста, значения которой определяются как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста.

Герметичность моста также зависит от его высоты и состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой корки с напряжением сдвига 6,8–4,6 МПа, толщиной 3–12 мм градиент давления прорыва воды составляет соответственно 1,8 и 0,6 МПа на 1 м. При отсутствии корки прорыв воды происходит при градиенте давления более 7,0 МПа на 1 м.

Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. В связи с этим высоту цементного моста следует также определять и из выражения

$$H_m \geq H_0 - \frac{p_m}{[\Delta p]}, \quad (8.2)$$

где p_m – максимальная величина перепада давлений, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ – допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стеной скважины; эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста, от применяемых тампонажных материалов.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (8.1) и (8.2), выбирают большее. Ориентировочные значения $[\tau_m]$, $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 8.1.

Т а б л и ц а 8.1

Ориентировочные значения $[\tau_m]$ и $[\Delta p]$

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\tau_m]$, МПа/м
В обсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5,0	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
Без скребков и жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1,0	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1,0	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

Установка мостов производится по балансовому методу, сущность которого состоит в следующем. Спускают до забоя заливочные трубы и промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора, затем затворяют и продавливают в трубы цементный раствор. Необходимым условием при этом является обязательное соответствие плотности продаваемого раствора плотности бурового раствора, благодаря чему происходит уравнивание цементного раствора в трубах и кольцевом пространстве. После продавки трубы поднимают до определенной отметки, а избыточный цементный раствор вымывают обратной промывкой.

Установка моста имеет много общего с процессом цементирования колонн и обладает особенностями, которые сводятся к следующему:

- 1) используется малое количество тампонажных материалов;
- 2) нижняя часть заливочных труб ничем не оборудуется, стоп-кольцо не устанавливается;
- 3) не применяются резиновые разделительные пробки;
- 4) во многих случаях производится обратная промывка скважин для “срезки” кровли моста;
- 5) мост ничем не ограничен снизу и может растекаться под действием разности плотностей цементного и бурового растворов.

Установка моста – простая по замыслу и способу проведения операция, которая в глубоких скважинах существенно осложняется под действием таких факторов, как температура, давление, газо-, водонефтепроявления и др. Немаловажное значение имеют также длина, диаметр и конфигурация заливочных труб, реологические свойства цементного и бурового растворов, чистота ствола скважины и режимы движения нисходящего и восходящего потоков. На установку моста в необсаженной части скважины значительное влияние оказывает кавернозность ствола.

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3,0–6,0 МПа и одновременной промывки, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забурирования нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

При установке мостов для забурирования нового ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части (H_1) моста должна

обеспечить возможность забуривания нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть (H_0) – надежную изоляцию старого ствола.

$$H_m = H_1 + H_0 = \sqrt{2D_c R_c} + H_0, \quad (8.3)$$

где R_c – радиус искривления ствола.

Опыт бурения и эксплуатации скважин показывает, что оптимальное значение интенсивности искривления ствола составляет 1–2° на 10 м, что соответствует радиусу искривления более 500 м. Значение H_0 определяют из условий (8.1) и (8.2).

Характерно, что число неудачных или безрезультатных операций одинаково велико при производстве работ как в обсаженной, так и в открытой части ствола скважины.

Анализ большого фактического материала, собранного на промыслах Кубани, Ставрополя, Дагестана, Чечни и Ингушетии, показал, что при увеличении глубин скважин число неудачных операций и работ, приведших к осложнению, не уменьшается, в то время как стоимость работ по ликвидации их последствий резко возрастает. При этом было установлено, что из всех видов работ, связанных с цементированием, наибольшее число операций с неудачным исходом приходится на установки мостов. По данным, опубликованным в США, из 143 операций, связанных с установкой мостов из латексцемента, только 89 (62,3 %) оказались удачными. Второе место по числу операций с неудачным или безрезультатным исходом занимает цементирование под давлением с целью проведения исправительных работ.

Установка цементного моста – трудоемкая и дорогостоящая операция. Так, время установки моста в 146-мм колонне на глубине 2400 м составляет 38,8 ч. При этом не учтены работы по разбуриванию верхней части моста и различные осложнения, часто происходящие в скважинах. Для ускорения и удешевления этих работ многие исследователи предлагают устанавливать короткие мосты взамен обычных, в связи с чем были разработаны различные механизмы, спускаемые в скважину на трубах, кабеле или тросе. Однако по ряду технических причин они не нашли широкого применения и в настоящее время используются редко. Большая часть мостов устанавливается обычным способом при помощи заливочных труб. Поэтому здесь рассматриваются только примеры стандартной установки цементных мостов.

Анализ имеющихся данных показывает, что получение надежных мостов в глубоких скважинах зависит от комплекса од-

новременно действующих факторов, которые могут быть разделены на три группы.

Первая группа – природные факторы: температура, давление и геологические условия (кавернозность, трещиноватость, действие агрессивных вод, водо- и газопроявления и поглощения).

Вторая группа – технологические факторы: скорость движения потоков цементного и бурового растворов в трубах и кольцевом пространстве, реологические свойства растворов, химический и минералогический состав вяжущего материала, физико-механические свойства цементного раствора и камня, контракционный эффект тампонажного цемента, сжимаемость бурового раствора, неоднородность плотностей, коагуляция бурового раствора при смешении его с цементным (образование высоковязких паст), величина кольцевого зазора и эксцентricность расположения труб в скважине, время контакта буферной жидкости и цементного раствора с глинистой коркой.

Третья группа – субъективные факторы: использование неприемлемых для данных условий тампонажных материалов; неправильный подбор рецептуры раствора в лаборатории; недостаточная подготовка ствола скважины и использование бурового раствора с высокими значениями вязкости, СНС и водоотдачи; ошибки при определении количества продавочной жидкости, места расположения заливочного инструмента, дозировки реагентов для затворения цементного раствора на скважине; применение недостаточного числа цементировочных агрегатов; применение недостаточного количества цемента; низкая степень организации процесса установки моста.

Увеличение температуры и давления способствует интенсивному ускорению всех химических реакций, вызывая быстрое загустевание (потерю прокачиваемости) и схватывание тампонажных растворов, которые после кратковременных остановок циркуляции иногда невозможно продавить.

До настоящего времени основной способ установки цементных мостов – закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продавочной жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста. Эффективность данного спосо-

ба низка, что и подтверждается данными практики: до 50 % мостов оказываются непрочными, негерметичными или они вообще отсутствуют.

Опыт установки мостов в глубоких высокотемпературных скважинах показывает, что в районах, которые отличаются высокими геотермическими условиями, установленные цементные мосты часто оказывались непрочными и негерметичными. В некоторых случаях при продавливании цементный раствор преждевременно схватывался в заливочных трубах.

8.2. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА РЕЦЕПТУРЫ РАСТВОРОВ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ УСТАНОВКИ МОСТОВ

Прежде всего следует отметить, что вяжущие материалы, применяемые для цементирования обсадных колонн, пригодны для установки прочных и герметичных мостов. Как было указано выше, некачественная установка мостов или вообще их отсутствие, преждевременное схватывание раствора вяжущих веществ и другие факторы в определенной степени обусловлены неверным подбором рецептуры растворов вяжущих веществ по срокам загустевания (схватывания) или отклонениями от подобранной в лаборатории рецептуры, допущенными при приготовлении раствора вяжущих.

Установлено, что для уменьшения вероятности возникновения осложнений сроки схватывания, а при высоких температурах и давлениях сроки загустевания должны превышать продолжительность работ по установке мостов не менее чем на 25 %.

В ряде случаев при подборе рецептур растворов вяжущих не учитывают специфики работ по установке мостов, заключающихся в остановке циркуляции для подъема колонны заливочных труб и герметизации устья.

В условиях высоких температур и давления сопротивление сдвигу цементного раствора даже после кратковременных остановок (10–20 мин) циркуляции может резко возрасти. Поэтому циркуляцию восстановить не удастся и в большинстве случаев колонна заливочных труб оказывается прихваченной.

Вследствие этого при подборе рецептуры цементного раствора необходимо исследовать динамику его загустевания на консистометре (КЦ) по программе, имитирующей процесс установки моста.

Программа исследований на КЦ представлена в табл. 8.2.

Т а б л и ц а 8.2

Программа исследований на КЦ

Условия исследования на КЦ			Продолжительность исследований
$t_{оп}$	$p_{оп}$	Вращение мешалки	
Нагрев от комнатной температуры	Повышение давления до $p_{дин}$	Да	$T_1 + T_2 + T_3$
До $t_{дин}$ Поддержание температуры опыта в пределах	Поддержание давления в пределах $p_{ст} < p_{оп} < p_{дин}$	Нет	$1,5(T_4 + T_5 + T_6)$
$t_{дин} < t_{оп} < t_{ст}$ То же	То же	Да	$1,2T_7$

Примечание. Величины $t_{оп}$ и $p_{оп}$ – температура и давление при проведении опыта; $p_{дин}$ и $p_{ст}$ – динамическое и статическое давление в зоне установки моста.

Время загустевания цементного раствора $T_{заг}$ должно соответствовать условию

$$T_{заг} > T_1 + T_2 + T_3 + 1,5(T_4 + T_5 + T_6) + 1,2T_7, \quad (8.4)$$

где T_1, T_2, T_3 – затраты времени соответственно на приготовление, закачивание и продавливание цементного раствора в скважину; T_4, T_5, T_6 – затраты времени на подъем колонны залывочных труб до места срезки моста, на герметизацию устья и производство подготовительных работ по срезке моста; T_7 – затраты времени на срезку моста.

По аналогичной программе необходимо исследовать смеси цементного раствора с буровым в соотношении 3:1, 1:1 и 1:3 при установке цементных мостов в скважинах с высокими температурой и давлением.

Успешность установки цементного моста в значительной степени зависит от точного соблюдения подобранной в лаборатории рецептуры при приготовлении цементного раствора. Здесь главные условия – выдерживание подобранного содержания химических реагентов и жидкости затворения и водоцементного отношения.

Для получения возможно более однородного тампонажного раствора его следует готовить с использованием осреднительной емкости.

8.3. ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИСХОД РАБОТ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Тот или иной исход работ по установке цементного моста зависит от большого числа факторов, что обуславливает вероятностную природу конечного результата.

Ниже проанализированы результаты диагностического исследования 117 операций по установке цементных мостов в объединениях “Грознефть” и “Краснодарнефтегаз”.

Операции считались успешными при осуществлении забурирования нового ствола и неудачными, если моста не было или забуривание ствола не удалось вследствие низкой прочности моста.

Анализ был произведен по 16 факторам, которые были разделены на неуправляемые в процессе работ и управляемые.

К неуправляемым факторам отнесены: глубина нахождения нижней границы моста – X_1 ; возраст пород (по стратиграфической колонке) – X_3 ; значение зенитного угла ствола в интервале установки моста – X_4 ; диаметр долота – X_5 ; плотность бурового раствора – X_7 ; способ забуривания ствола – X_{15} .

К управляемым факторам отнесены: протяженность (проектная высота) моста – X_2 ; диаметр заливочных труб в интервале моста – X_6 ; тип вяжущего вещества – X_8 ; разность плотностей тампонажного и бурового растворов – X_9 ; объем тампонажного раствора – X_{10} ; отношение объема тампонажного раствора к внутреннему объему колонны заливочных труб – X_{11} ; $X_{12} = V_t - V_n \cdot 100\%$ (где V_t – внутренний объем колонны заливочных труб; V_n – объем продажной жидкости); скорость подъема тампонажного раствора по затрубному пространству – X_{13} ; продолжительность периода ОЗЦ – X_{14} ; наличие или отсутствие буферной жидкости – X_{16} .

Значимость (весомость) фактора определялась величиной диагностического коэффициента (ДК), а характер влияния его на исход операции – знаком: положительное значение соответствует успешному исходу; отрицательное – неудачному.

В табл. 8.3 приведены значения факторов и знаки ДК, соответствующие наиболее и наименее благоприятным условиям установки цементных мостов.

Суммирование диагностических коэффициентов всех факторов позволяет отнести исход операции по установке моста к тому или иному классу; к успешности операции – при $q(X) \geq A$; к неуспешности операции – при $(X) \leq B$; неопределенный исход –

Таблица 8.3

Значение факторов и знаки ДК

Факторы	Условия установки мостов				Факторы	Условия установки мостов			
	Наиболее благоприятные		Наименее благоприятные			Наиболее благоприятные		Наименее благоприятные	
	Значение факторов	ДК	Значение факторов	ДК		Значение факторов	ДК	Значение факторов	ДК
Н е у п р а в л я е м ы е ф а к т о р ы					У п р а в л я е м ы е ф а к т о р ы				
X ₁ , м	3001–4000	0,80	4000	–2,50	X ₂ , м	71–000	1,50	160	–1,80
X ₃	Юрские отложения	4,31	Меловые отложения	–1,71	X ₆ , мм	141	0,95	114	–3,09
X ₄ , градус	0–2	2,22	10	–3,02	X ₈	ШПЦ	1,76	ЦПС	–0,34
X ₅ , мм	161	2,55	140	–4,14	X ₉ , кг/м ³	0,0	1,84	0,31–0,45	–2,05
X ₇ , кг/м ³	1810–2000	1,58	1410–1610	–1,04	X ₁₀ , м ³	10,1–15,0	2,10	5,0	–3,69
X ₁₅	Турбинный	1,07	Роторный	–2,43	X ₁₁ , м	0,33–0,44	2,24	0,20	–2,47
					X ₁₂ , %	5,1–7,0	3,64	3,0	–13,18
					X ₁₃ , м/с	1,20	5,21	0,61–0,80	–8,94
					X ₁₄ , сут	5	6,26	2	–11,52
					X ₁₆ (вода)	Да	4,32	Нет	–0,57
Итого		12,53		–14,84	Итого		29,82		–47,65

при $B < q(X) < A$, где $q(X)$ – алгебраическая сумма ДК управляемых и неуправляемых факторов; A и B – пороги распознавания конечного исхода работ (соответственно успешного и неуспешного),

$$A = 10 \lg \frac{1 - \alpha}{\beta}; \quad B = 10 \lg \frac{\alpha}{1 - \beta};$$

α и β – ошибки первого и второго рода.

При α и β , равных 0,05 (пять ошибок на 100 операций), $A = 13$ и $B = -13$. Таким образом, если $q(X) = 13$, то это означает, что с вероятностью 0,95 операция будет выполнена успешно, а при $q(X) = -13$ с той же вероятностью операция по установке моста будет неудачна.

Анализ значимости факторов, представленных в табл. 8.3, свидетельствует о незначительном воздействии неблагоприятных факторов на конечный исход операции по установке мостов при отсутствии осложнений (поглощений, каверн, проявлений). Так, даже при наиболее неблагоприятной ситуации (сумма неуправляемых факторов $\Sigma ДК = -14,84$) можно подбором соответствующих значений управляемых факторов ($\Sigma ДК = 29,82$) обеспечить благоприятный исход с вероятностью более 0,95, т.е. $q(X) = -14,84 + 29,82 = 14,98$. Наиболее весомыми являются следующие управляемые факторы: X_{10} , X_{11} , X_{12} , X_{13} , X_{14} и X_{16} (вода).

Выбор соответствующих значений каждого из этих факторов может оказать решающее влияние на успешность операции по установке цементного моста.

8.4. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ДОСТАВКИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА В ИНТЕРВАЛ УСТАНОВКИ МОСТА

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервалах установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавоч-

ной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема $V_{\text{п}}$ следует исходить из уравнений

$$V_{\text{п}} = V_{\text{т}}(1 - \Delta V); \quad (8.5)$$

$$\Delta V = \frac{H_{\text{м}}S_{\text{т}}}{V_{\text{т}}} + C_0 + C_1 + C_3, \quad (8.6)$$

где $V_{\text{т}}$ – внутренний объем колонны заливочных труб, м³; ΔV – относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; $H_{\text{м}}$ – протяженность цементного моста, м; $S_{\text{т}}$ – площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста; м²; C_0 – коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 – коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 – коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Значения коэффициентов приведены в табл. 8.4.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\text{п}} = H_{\text{м}}S_{\text{с}} + V_{\text{т}}(C_1 + C_2 + C_3 + C_0), \quad (8.7)$$

где $S_{\text{с}}$ – площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 – коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 8.4).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буферным раствором и буферной жидкостью.

Т а б л и ц а 8.4

Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженными внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	–	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	–	0,02	–
C_5	0,40	–	0,40	–
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_m + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k}, \quad (8.8)$$

где $V_{см}$ – объем зоны смешения, м³; S_k – площадь кольцевого сечения скважины, м²; C_6 – коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 8.4); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ – при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

для первой порции

$$V_1 = C_4 V_T + C_5 H_m S_c; \quad (8.9)$$

для второй порции

$$V_2 = C_4 V_{II}, \quad (8.10)$$

где C_4 и C_5 – коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве (см. табл. 8.4).

8.5. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ СРЕЗКИ ШТИФТОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПРОБОК

Успешность операции по установке цементного моста возрастает при использовании разделительных пробок. Однако анализ промысловых материалов свидетельствует о том, что в 35–45 % случаев момент срезки штифтов подвесной разделительной пробки на поверхности не фиксируется. В результате выполненных исследований было установлено, что для фиксирования

момента срезки штифтов, рассчитанных на перепад давления 3–4 МПа, необходимо получить гидравлический удар определенной интенсивности.

Такой гидравлический удар может быть получен при определенной подаче насоса цементировочного агрегата (ЦА) в зависимости от диаметров колонны заливочных труб и скважины (табл. 8.5).

Для получения отчетливого сигнала (в виде повышения давления) при срезке штифтов необходимо после закачивания 90 % расчетного объема продавочной жидкости снизить подачу ЦА в соответствии с данными табл. 8.5, а затем (после фиксации момента “стоп”) увеличить ее исходя из условий наиболее полного вытеснения бурового раствора цементным. При этом скорость потока жидкости в кольцевом пространстве должна быть в пределах 0,4–0,6 м/с либо превышать 1 м/с. Выбранная скорость потока должна быть выдержана в течение всего процесса продавливания цементного раствора.

Рассмотрим процесс разрушения застойных зон бурового раствора.

При отсутствии достаточно точного центрирования колонны заливочных труб в кольцевом пространстве скважины образуются застойные (защемленные) зоны тиксотропной жидкости (бурового раствора). В результате наличия невытесненного бурового раствора качество цементного моста резко снижается. Точно центрировать колонну заливочных труб в скважине весьма сложно.

Решить проблему ликвидации застойных зон удалось за счет установки на колонне заливочных труб (в интервале установки цементного моста) эксцентриков. В этом случае при вращении колонна заливочных труб, меняя положение, способствует движению потока по всему сечению.

Т а б л и ц а 8.5

Допустимая производительность насоса при срезке штифтов

Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³			Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³		
колонны заливочных труб	скважины	1000	1600	2200	колонны заливочных труб	скважины	1000	1600	2200
		60	94	2,9			2,3	2,0	114
73	126	3,5	2,8	2,4	140	269	9,4	7,6	6,6
	126	4,8	3,9	3,4		214	9,0	7,2	6,2
	146	5,0	4,1	3,5		320	11,5	9,2	8,0

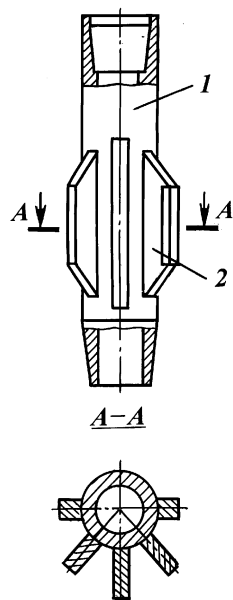


Рис. 8.1. Эксцентрик для поперечного расхаживания колонны заливочных труб:
1 – корпус; 2 – ребра

На рис. 8.1 представлена схема эксцентрика типа ЭБ. В табл. 8.6 приведена техническая характеристика таких эксцентриков для скважин диаметрами 214, 243, 269 и 295 мм.

Для осуществления расхаживания и вращения колонны заливочных труб диаметрами 114–168 мм разработана цементовочная головка ГЦУ-ЗН-197-300, позволяющая производить операции по цементированию обсадных колонн с двумя разделительными пробками, а также по установке цементных мостов. Головка располагалась между ведущей трубой и вертлюгом.

При установке цементных мостов с использованием эксцентриков (два-три эксцентрика находились на расстоянии 40–50 м друг против друга) производили осевое расхаживание заливочной колонны на длину 10–14 м с ее вращением при ходе вниз с частотой 0,3–1,0 с⁻¹.

Промысловое исследование эксцентриков показало их высокую эффективность.

Таблица 8.6

Техническая характеристика эксцентриков

Шифр	Число ребер	Диаметр эксцентрика, мм	Масса, кг	Эксцентриситет, мм	Шифр эксцентрика	Число ребер	Диаметр эксцентрика, мм	Масса, кг	Эксцентриситет, мм
ЭБ-3-178-214	3	204	108	26	ЭБ-5-178-269 ЭБ-5-178-295	5	259	119	81
ЭБ-5-178-243	5	233	111	55		5	285	123	107

Примечание. Диаметр корпуса 178 мм, высота 750 мм.

8.6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

В работах отечественных и зарубежных ученых доказано, что при прочих равных условиях полнота вытеснения бурового раствора цементным зависит в первую очередь от режимов течения растворов, величины и различия их реологических параметров. На степень вытеснения и смешения растворов значительное влияние могут оказывать и другие факторы: кавернозность и загрязненность ствола, величина кольцевого зазора и эксцентричность положения труб в скважине, наличие или отсутствие разделительной буферной жидкости, время контакта цементного раствора и буферной жидкости с трубами и породой и другие факторы.

Вследствие сложности явлений, происходящих при вытеснении, и невозможности теоретического решения вопроса ведется большая исследовательская работа. При этом многие специалисты, не имея приборов для определения реологических свойств растворов и не зная фактического режима течения, получаемые результаты ставили в зависимость от скорости движения жидкостей в скважине или модели.

При изучении выноса разбуренной породы потоком бурового раствора обнаружено, что при средней объемной скорости 0,15 м/с поток может занимать 1/4 даже 1/5 часть всего сечения. При увеличении средней скорости эта неравномерность сглаживается. В результате было установлено следующее:

- 1) с увеличением скорости восходящего потока улучшается процесс вытеснения бурового раствора цементным;
- 2) наличие в кавернозной части загустевших масс бурового раствора резко уменьшает полноту вытеснения;
- 3) во всех случаях на стенках скважин остается плотная глинистая прослойка, делающая невозможным непосредственный контакт цементного раствора с породой.

Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюк и Н.Г. Гелетий считают, что при цементировании скважин достаточно ограничиться ламинарным ($Re = 700 \div 1200$) потоком, при котором коэффициент вытеснения составляет 80–90 %, а толщина отстающего пограничного слоя бурового раствора значительно меньше, чем при переходном ($Re = 1300 \div 2300$) режиме от ламинарного к турбулентному. Рекомендуемые ими скорости находятся в пределах 0,75–1,5 м/с.

Практически турбулизация потока жидкости может быть достигнута при указанных скоростях, если предварительно растворы подвергнуть специальной обработке.

Отрицательные последствия неудовлетворительного заме-

щения бурового раствора цементным объясняются еще и тем, что в месте контакта часто образуются очень вязкие, трудно прокачиваемые пробки, которые являются одной из основных причин значительного повышения давления, приводящего нередко к остановке цементирования и другим авариям.

Объемы зон смешения, по наблюдениям, при цементировании некоторых скважин составляли 33–75 % объема закачиваемого в скважину тампонажного раствора, что соответствовало вытеснению из заколонного пространства только 40–60 % бурового раствора.

Применение буферной жидкости и увеличение скорости наряду с другими мероприятиями позволяют предотвратить смешение и обеспечить более полное заполнение затрубного пространства цементным раствором.

8.7. ВЛИЯНИЕ ПОГЛОЩЕНИЯ РАСТВОРА, ВОДООТДАЧИ И ВОДООТСТОЯ

Наличие в скважине поглощений вызывает дополнительные трудности при установках мостов.

Седиментационные процессы, протекающие в цементном растворе до возникновения в нем прочной структуры во время образования коллоидных растворов, очевидно, не играют существенной роли, так как к концу периода доставки тампонажного раствора к месту назначения последний успевает тщательно перемешаться, прогреться и приобрести соответствующие структурно-механические свойства, обеспечивающие удержание твердых частиц во взвешенном состоянии.

Влияние водоотдачи и водоотстоя при установках мостов, по видимому, сказывается в значительно меньшей степени, чем при цементировании колонн, требующем большого расхода материалов и обеспечения гарантийного подъема тампонажного раствора на большую высоту. Однако не учитывать эти факторы нельзя.

В обсаженной скважине возможны следующие варианты, при которых уменьшается первоначальная высота моста.

1. Цементный раствор закачан в интервал перфорации. Под действием перепада давления происходит отфильтровывание части свободной воды в проницаемые горизонты, против которых образуется плотная корка из обезвоженного цементного раствора. Сокращение объема воды в растворе является причиной уменьшения высоты моста.

2. Цементный раствор закачан выше интервала перфорации.

Поглощений в скважине нет. В этом случае осаждение границы кровли моста произойдет в результате водоотстоя, протекающего почти во всех цементных растворах. В качестве эффективного мероприятия по борьбе с указанными явлениями рекомендуется снижение водоотдачи и повышение стабильности используемых тампонажных растворов. В последние годы этому вопросу было посвящено много работ отечественных и зарубежных исследователей. В работах отмечалось, что в результате водоотдачи в окружающие породы цементный раствор обезвоживается, теряет подвижность, быстрее схватывается, вследствие чего наблюдалось много случаев оставления большого количества цементного раствора в трубах. Одновременно это является причиной и общего резкого снижения качества цементирования скважин из-за необходимости постоянного уменьшения скорости продавливания растворов в период непрерывного роста давлений. Поэтому широко применяются цементные растворы с пониженной водоотдачей.

Для снижения водоотдачи растворов широко используют бентонитовую глину, КМЦ и гипан. Кроме того, гипан в комбинации с хромпиком является очень хорошим замедлителем.

8.8. СУБЪЕКТИВНЫЕ ФАКТОРЫ

На качество цементирования скважин оказывают влияние и субъективные факторы, целиком зависящие от исполнителей. В тех случаях, когда в процессе работ допускаются грубые ошибки и просчеты, происходят аварии и осложнения, нередко заканчивающиеся ликвидацией скважин.

Частыми ошибками являются неточности, допускаемые при подсчете необходимого количества продавочной жидкости. Основная причина – незнание фактического коэффициента сжатия бурового раствора и неумение его определить при необходимости. Методы разбавления позволяют быстро и достаточно точно определять коэффициент сжатия продавочного раствора непосредственно перед цементированием скважины. Влияние указанного фактора особенно заметно там, где для установки моста затворяется малое количество цементного раствора, который в лучшем случае только частично поступает в затрубное пространство, так как количество продавочной жидкости, как правило, оказывается меньше необходимого. Поэтому значительная часть тампонажного раствора во время срезки оказывается вымытой на поверхность, а это приводит к тому, что цементного моста или вовсе не оказывается, или он имеет малую высоту.

В некоторых случаях при использовании многокомпонентных смесей допускаются ошибки при определении необходимого количества тампонажных материалов и объема затворяемого раствора. В этом случае рекомендуется пользоваться методикой для определения массового содержания компонентов в тампонажных смесях различного состава и плотности.

Нередко по вине обслуживающего персонала цементировочных агрегатов допускаются перекачки или недокачки бурового раствора, приводящие иногда даже к прихвату заливочных труб.

Случаи неудачных установок мостов из-за выхода из строя заливочных агрегатов или подъемного бурового оборудования довольно редки.

Большое значение имеют правильные подбор и дозировка реагентов-замедлителей. Известно, что рецептура раствора, подобранная в лаборатории, должна строго выдерживаться при цементировании скважин, особенно глубоких высокотемпературных.

При установке мостов допускаются и другие ошибки: неправильное определение длины заливочного инструмента, засоренность инструмента цементным раствором, оставшимся после предыдущего цементирования, и т.д.

Отрицательное влияние этой группы факторов легко устраняется при правильном и точном ведении работ. Поэтому изучение накопленного опыта позволит ликвидировать все еще допускаемые иногда отдельными работниками промахи и ошибки.

8.9. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СМЕШЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ УСТАНОВКЕ МОСТОВ И ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Важным фактором, влияющим на успешность установки мостов и цементирования скважин, является смешение бурового раствора с тампонажным, в результате чего образуется иная жидкость с отличными реологическими свойствами. Поскольку в большинстве случаев буровые и цементные растворы обрабатываются химическими реагентами, смешение их сопровождается, как правило, образованием труднопрокачиваемых пробок, являющихся одной из основных причин значительного повышения давления. Смешение растворов зависит от их реологических параметров, режима движения, конструкции и глубины

скважины, конфигурации ствола, разницы плотностей и т.д. По данным анализа термограмм, цементограмм и результатов гамма-каротажа цементный и буровой растворы могут смешиваться на очень больших участках.

С целью определения влияния смешения растворов при установке мостов были проведены лабораторные и промышленные исследования. На первом этапе изучалось изменение растекаемости смеси в зависимости от объемного соотношения в ней бурового, шлакового и цементного растворов. Были использованы: макеевский шлак заводского помола, цемент тампонажный для “горячих” скважин и буровой раствор, обработанный УЩР и характеризовавшийся следующими параметрами: плотность – $1,30 \text{ г/см}^3$, вязкость по СПВ-5 – 93 с, $\text{СНС}_{1/10} = 2,7/6,9 \text{ Па}$, $\text{рН} = 9,0$. Значения водошлакового и водоцементного отношения растворов составляли 0,5.

Исследования показали, что образование зон смешения при закачке в скважину цементного раствора более опасно, чем при закачке шлакового раствора. Подтверждением этого является изменение подвижности смесей (рис. 8.2), из которого следует, что растекаемость бурового раствора после введения в него 5–10 % цементного раствора уменьшается с 18 до 8–6 см. В дальнейшем заметное увеличение подвижности смеси наблюдается лишь после доведения количества цементного раствора в нем до 80 %.

Для шлаковых растворов характерна другая закономер-

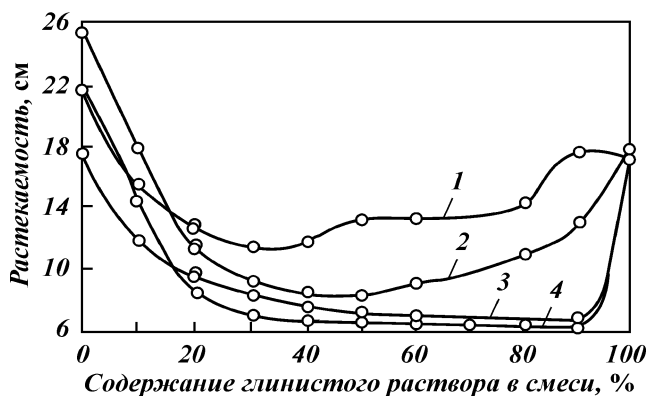


Рис. 8.2. Изменение растекаемости смесей тампонажного и бурового раствора различных составов:

1 – шлаковый и буровой растворы; 2 – то же, 0,4 % ССБ; 0,2 % хромпика и буровой раствор; 3 – портландцементный и буровой растворы; 4 – то же, 0,3 % ССБ, 0,1 % хромпика и буровой раствор

ность: они сильно сгущаются при попадании в них небольших количеств бурового раствора, но во всех случаях темп и абсолютная величина их загустевания значительно меньше, чем у смесей с цементным раствором.

На подвижность смесей заметное влияние оказывают замедлители сроков схватывания. Использование тампонажных растворов, особенно шлаковых, содержащих ССБ и хромпик, повышает интенсивность загустевания смесей, что происходит за счет дополнительных реакций между замедлителями и реагентами, содержащимися в цементном и буровом растворах.

С целью изучения влияния смешения цементного и бурового растворов были проведены опыты на капиллярном вискозиметре, результаты которых приведены в табл. 8.7.

Путем исследований с использованием тампонажного цемента и бурового раствора, обработанного УЩР, было установлено, что буровой раствор с примесью небольших количеств цементного раствора подвергается наиболее интенсивному загустеванию. Например, при добавках к исходному буровому раствору, имевших структурную вязкость 35,6 мПа·с, 10 % цементного раствора, произошло увеличение вязкости до 156,6 мПа·с, а смесь, содержащая 80 % бурового и 20 % цементного растворов, настолько загустела, что перепад давления, равный 66,6 кПа, был недостаточен для продавливания смеси через капилляр.

В данном случае проявляется несовместимость смешения бурового и цементного растворов, из которых последний, если он не отделен разделительной жидкостью, вызывает коагуляцию бурового раствора с образованием пастообразной пробки.

Таблица 8.7

Структурная вязкость смесей

Состав смеси (по объему), %		Плотность, г/см ³	Растекаемость по конусу АзНИИ, см	Время истечения 80 мл смеси, с	Скорость истечения, см/с	Структурная вязкость, мПа·с
Цементный раствор	Буровой раствор					
100	–	1,83	22	4,1	127	35,6
90	10	1,78	20	5,1	102	44,4
80	20	1,72	18	8,2	63,5	71,3
70	30	1,65	16	23	18,6	–
60	40	1,58	13	67	7,8	–
50	50	1,52	10	Не течет	0	–
40	60	1,46	8	“	0	–
30	70	1,42	8	“	0	–
20	80	1,37	8	“	0	–
10	90	1,30	10	180	2,9	156,60
–	100	1,24	25	461	127	35,6

Исследования, проведенные в промышленных условиях Кубани и Ставрополья, показали, что длина такой пробки в затрубном пространстве при определенных условиях может оказаться достаточной для возникновения различного рода осложнений. Применение буферной жидкости позволяет резко уменьшить число осложнений, повысить качество установки мостов и цементирования скважин.

8.10. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К МАТЕРИАЛАМ И ПРОЦЕССАМ ПРИ УСТАНОВКЕ МОСТОВ

Требования к физико-механическим свойствам тампонажного камня определяют в соответствии с назначением устанавливаемых мостов, которые в одних случаях должны быть непроницаемы (при опробовании), в других – обладать жесткостью (при забурировании нового ствола), в некоторых случаях – иметь повышенное сопротивление сдвигу (при распакеровке пакеров, имеющих на испытателе пластов), а в некоторых – отвечать комплексу требований.

Прочность и проницаемость мостов. Цементные мосты, устанавливаемые в скважинах, часто испытывают воздействие больших депрессий. Если при этом высота моста не более нескольких метров, а собственно цементный камень недостаточно прочный и высокопроницаемый, что обусловлено неправильным выбором материалов (применительно к конкретным температурным условиям) или смешением тампонажного раствора с буровым, то такой мост оказывается негерметичным и может быть разрушен.

Прочность и несущая способность мостов. Мосты, устанавливаемые в необсаженной части скважин, часто не пригодны для забурирования нового ствола, так как сопротивляемость цементного камня разрушению оказывается ниже сопротивляемости окружающих горных пород. Это же вытекает из общего закона искривления ствола скважины при бурении.

В.С. Федоровым установлено, что изменение зенитного угла оси скважины выражается в виде разности

$$\Delta\alpha = \Delta\alpha_k - \Delta\alpha_v, \quad (8.11)$$

где $\Delta\alpha_k$ и $\Delta\alpha_v$ – соответственно искривление и выпрямление ствола скважины.

Выражение (8.11) может быть переписано как

$$\Delta\alpha = A \frac{P_d D_d}{EI} \cos\alpha \sin\beta - B \frac{nehQ \sin\alpha_0}{v\sigma}, \quad (8.12)$$

где A и B – коэффициенты пропорциональности; P_d – осевая нагрузка на долото; D_d – диаметр долота; σ – твердость горной породы; v – механическая скорость проходки; β – угол падения пластов; e – число лопастей или шарошек долота; h – высота боковой кромки долота; n – частота вращения долота; EI – жесткость направляющего участка бурильной колонны; Q – вес направляющего участка колонны.

Из формул (8.11) и (8.12) видно, что интенсивность падения, кривизны $\Delta\alpha_v$ обратно пропорциональна твердости породы. Следовательно, в общем случае темп изменения зенитного угла при забурировании второго ствола будет тем выше, чем больше прочность цементного камня.

Действительная прочность камня, образуемого в скважинах при использовании современных тампонажных материалов, через 2 сут при изгибе не превышает 24,0–30,0 МПа, тогда как предел прочности на одноосное сжатие у песчаников, взятых с глубины 3000 м, составляет 34,0–57,0 МПа, а у известняков – 125,0–138,0 МПа. В связи с этим выдвигаются задачи изыскания новых тампонажных материалов, гарантирующих получение высокопрочного камня, и совершенствования технологических приемов забурирования второго ствола.

Когда цементный мост как инженерное сооружение испытывает действие очень больших вертикальных нагрузок, он должен обладать высокой несущей способностью, которая зависит от прочности цементного камня и характера его контакта с горными породами или с трубами. Наибольшее сопротивление цементного моста сдвигу возможно в тех случаях, когда между соприкасающимися материалами возникает физико-химическое сцепление, обусловленное созданием промежуточного кристаллического слоя.

Поскольку даже при турбулентном потоке между цементным камнем и горной породой или трубой всегда остается слой невытесненного глинистого раствора толщиной 0,3–2,00 мм, физико-химическое сцепление между ними отсутствует, а несущая способность моста обуславливается силами трения. Наличие слоя глинистого раствора наиболее сильно сказывается при установке мостов в обсадной колонне и последующем опробовании их испытателем пластов. В этом случае, как показывают промысловые наблюдения, ввиду больших ударных гидрав-

лических нагрузок при распакеровке мост не обладает несущей способностью даже при наличии в скважине цементного стакана высотой 100–150 м.

Экспериментальные исследования позволили уяснить некоторые моменты, влияющие на качество установки мостов в скважинах. При установлении несущей способности моста распределение напряжений по длине моста было принято прямолинейным, поэтому силу сопротивления моста сдвигу τ находили из выражения

$$\tau = Q/(\pi dl), \quad (8.13)$$

где Q – нагрузка; d и l – соответственно диаметр и высота моста.

Водо- и газопроницаемость определяли при отсутствии противодавления на выходе образца; на входе его в зависимости от степени проницаемости моста создавалось давление в пределах 0,1–1,5 МПа. После определения водопроницаемости цементный мост “продували” воздухом в течение 1–2 ч при давлении 0,5–1,5 МПа и находили газопроницаемость.

Исследование цементных и цементно-песчаных мостов показывают следующее.

1. Проницаемость цементно-песчаных мостов, твердевших в водной или воздушной среде при температуре 75 и 100 °С, низка и не превышает $0,13 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. С ростом температуры проницаемость мостов резко увеличивается, достигая при 140 °С через 2 сут $18,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Проницаемость цементных мостов с ростом температуры уменьшается и при 140 °С равна нулю. Во всех случаях проницаемость мостов незначительно отличается от проницаемости образцов-балочек, определенной на аппарате ГЖ-5.

2. При наличии на стенках труб слоя глинистого раствора и твердения образцов в воздушной среде проницаемость мостов резко возрастала. Так, когда образец твердел в воздушной среде лишь первые 6 ч, проницаемость увеличилась от нуля до $61,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В тех случаях, когда мост полностью формировался в воздушной среде и вода, отсасываемая из глинистого раствора, ничем не восполнялась, наблюдалось интенсивное увеличение проницаемости. При повышении температуры в связи с ускорением процессов гидратации эффект контракции цемента проявлялся более интенсивно, а последствия ее были тем сильнее, чем толще глинистый слой.

3. Исследования несущей способности мостов, сформированных при температуре 75, 100 и 140 °С при отсутствии глинистого слоя, показали, что характер изменения сил сцепления τ_c и сил трения τ_r подчиняется тем же закономерностям, что и в

опытах при температуре 22 °С. Значения сил определяются физико-механическими свойствами цементного камня, шероховатостью, разностенностью и овальностью труб, что хорошо подтверждается результатами опытов.

Анализ полученных данных позволяет установить общую закономерность существования симбатной связи между прочностью цементного камня и несущей способностью мостов. Характерно при этом, что во всех случаях с уменьшением прочности цементного камня снижается несущая способность мостов. Несущая способность цементно-песчаных мостов возрастает во всем диапазоне увеличения температур. При этом прочность цементно-песчаного камня и его сцепления с металлом при температуре 140 °С очень велика.

4. Если поверхность труб была покрыта слоем глинистого раствора, то силы сцепления падали до нуля, а сопротивление моста сдвигу целиком определялось силами трения. Несущая способность моста резко уменьшается с увеличением толщины глинистого слоя. Во всех случаях при наличии слоя толщиной 0,5–1,0 мм величина τ_r не превышала 0,12–0,15 МПа, увеличение толщины пристеночного слоя до 0,5–2,0 мм приводит к уменьшению τ_r до 0,04–0,07 МПа. Эти же мосты при отсутствии слоя глинистого раствора на поверхности труб имели несущую способность в пределах 2,24–3,17 МПа.

Ввиду того, что при установке мостов в скважинах высота подъема цементного раствора значительна, глинистый слой обезвоживается во всех случаях. Данное обстоятельство менее опасно в случае изоляции водоносных горизонтов, но может привести к очень серьезным последствиям при изоляции газоносных пластов.

С повышением температуры эффект контракции проявляется более интенсивно, так как ускоряются процессы гидролиза и гидратации цемента. За меньший промежуток времени развивается больший вакуум и происходит более интенсивный отсос влаги в цементный раствор (камень).

При установке мостов в необсаженных скважинах, естественно, обезвоживаются остатки не только глинистого раствора, но и глинистой корки. Чем больше объем цементного раствора (диаметр скважин), тем большее количество воды отсасывается из глинистых растворов, корки. Герметичность мостов резко снижается, и при изоляции газоносного объекта с высоким давлением они не выполняют своего назначения.

Поскольку уже на глубине 2000–3000 м температура пластов достигает 70–120 °С, был изучен эффект обезвоживания глинистого раствора, находящегося на твердеющем цементном

растворе. Через сутки твердения при температуре 75 °С (в автоклаве) буровой раствор в герметически запаиванной колбе превратился в потрескавшуюся массу, очень пористую, высокопроницаемую, способную практически при малом перепаде давления пропускать флюиды.

Для уменьшения эффекта контракции при установке мостов необходимо применять различные наполнители, снижающие общее содержание цемента в одном и том же объеме раствора, а также использовать материалы, эффект контракции которых снижен: шлаки, белитокремнеземистый цемент и т.д.

Проведенные исследования показали, что несущая способность моста зависит от различных факторов:

- 1) условий формирования цементного камня, определяющих его прочность и проницаемость;
- 2) степени шероховатости внутренней поверхности труб;
- 3) овальности и прямолинейности труб;
- 4) чистоты поверхности, наличия или отсутствия на ней слоя глинистого раствора;
- 5) состава и качества применяемых материалов.

Проведенные исследования также показали, что при выдавливании цементного моста нагрузка вначале достигает максимума (рис. 8.3), затем падает и стабилизируется на некоторой

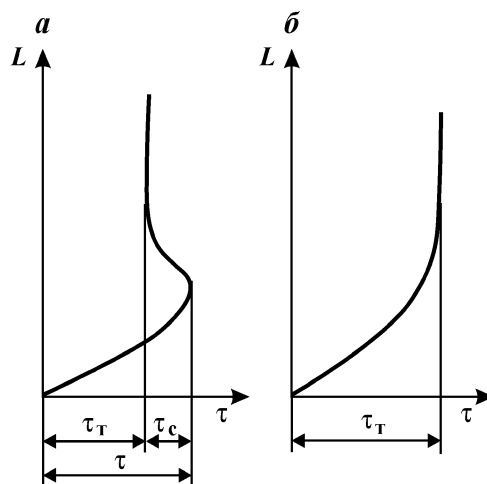


Рис. 8.3. Изменение силы сопротивления сдвигу моста:
a – поверхность трубы чистая; *б* – поверхность трубы покрыта тонким слоем бурового раствора, труба имеет повышенную шероховатость и овальность

величине. Это позволяет вычислить силу сцепления металла с цементным камнем:

$$\tau_c = \tau - \tau_t, \quad (8.14)$$

где τ – общее сопротивление моста сдвигу, определяемое по формуле (8.13).

Выражение (8.14) можно переписать также в виде

$$\tau_c = \frac{Q}{\pi dl} - \frac{Q_t}{\pi dl}, \quad (8.15)$$

где Q – стабилизированная (установившаяся) нагрузка при выдавливании моста.

Величина сил τ_t трения неискривленных труб определяется прочностью цементного камня, а также шероховатостью, разностенностью и овальностью труб. Из этих факторов применительно к установке мостов первостепенное значение имеют прочность камня и овальность труб, изменяющаяся по их длине и способствующая увеличению несущей способности моста.

Для оценки влияния муфт обсадных труб на несущую способность моста предположили, что при малой высоте моста муфта способствует значительному увеличению его сопротивления сдвигу. Считая, что сила сцепления цементного камня с металлом составляет 0,51 МПа, силу сопротивления сдвигу можно определить из выражения

$$Q_c' = (L - l)\pi d\tau_c, \quad (8.16)$$

где L – общая высота моста, $L = 24,2$ см; l – расстояние между торцами труб в муфте, $l = 3$ см; $Q_c' = (24,2 - 3) \cdot 3,14 \cdot 6,2 \times \times 0,51 = 21$ кН.

Шлаковые цементы – незаменимый материал при установке мостов в высокотемпературных скважинах, где применение даже цементно-песчаных смесей практически исключено из-за невозможности подбора рецептуры растворов по срокам схватывания.

На основании имеющихся данных представляется возможность сформулировать применительно к установке цементных мостов в глубоких скважинах следующие рекомендации.

1. Качество мостов, устанавливаемых в скважинах, зависит от многих одновременно действующих природных, технических и субъективных факторов. Знание и правильный учет этих факторов – основа получения герметичных и прочных цементных мостов в глубоких высокотемпературных скважинах.

2. Высокие температуры и давления – одна из причин резкого ухудшения реологических свойств тампонажных портланд-

цементных растворов задолго до наступления начала их схватывания. В связи с этим необходимо определять реологические свойства растворов и их загустеваемость с помощью капиллярного вискозиметра или консистометра.

3. Реологические свойства растворов улучшают с помощью добавок ССБ, благодаря которым структурная вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига растворов снижаются в 3 раза и более. Наиболее эффективно ССБ разжижает растворы в начальный период их затвердения и при низких температурах. При высоких температурах действие ССБ непродолжительно. В подобных случаях ее нужно использовать совместно с другими реагентами.

4. При высоких температурах для обработки тампонажных растворов рекомендуется применять новые комбинированные замедлители, состоящие из смеси ССБ и хромпика, КМЦ и хромпика, гипана и хромпика. Их широко используют при цементировании глубоких скважин. Реагенты экономичны, так как при малых добавках эффективно замедляют схватывание и улучшают структурно-механические свойства тампонажных растворов.

5. Применение хлористого натрия позволяет получать стабильные по свойствам цементные и цементно-песчаные растворы, что очень важно для предотвращения роста давления в период установки мостов и цементирования скважин.

6. Оптимальные добавки соли, при которых наблюдается значительное улучшение реологических свойств растворов и физико-механических свойств камня, составляют 5,0–7,5 % от массы цемента.

7. Область применения солесодержащих растворов на основе портландцемента можно расширить путем обработки их комбинированными замедлителями схватывания. При высоких температурах можно также использовать солесодержащие растворы на основе шлака.

8. Большую опасность при установке мостов представляет смешение глинистого раствора с тампонажным, которое приводит к образованию высоковязких нетекучих смесей, резкому повышению давления и оставлению цементного раствора в трубах ввиду невозможности восстановления обратной циркуляции для “срезки” кровли установленного моста.

9. Введение 5–10 % цементного раствора в глинистый приводит к сильной коагуляции последнего с образованием непрокачиваемой пробки, поэтому практически цементирование скважин должно осуществляться без соприкосновения указанных жидкостей между собой.

10. Цементный раствор, как без добавок, так и с добавками замедлителей приводит к коагуляции глинистый раствор в большей степени, чем шлаковый.

11. При отсутствии разделительной буферной жидкости между цементным и глинистым растворами в кольцевом пространстве и трубах образуются зоны смешения протяженностью 200–400 м и более.

12. На интенсивность образования зоны смешения большое влияние оказывает состояние внутренней поверхности труб. Объем зоны смешения значительно возрастает, если в качестве заливаемого инструмента используют бурильные трубы. При этом потери тампонажного раствора из-за смешения на 1000 м пути при использовании 114–141 мм труб достигают 0,6–0,8 м³, а в некоторых случаях и более.

13. Для предотвращения смешения тампонажного и глинистого растворов необходимо применять разделительные жидкости, которые при этом не должны загущать соприкасающиеся с ними растворы.

14. Применение в качестве разделительной жидкости воды позволяет уменьшить потери цементного раствора на 1000 м пути до 0,15–0,25 м³. При использовании насосно-компрессорных труб потери не превышают 0,10–0,15 м³.

15. Высота столба буферных жидкостей в кольцевом пространстве и трубах должна составлять не менее 150 м. При установке моста в кавернозной части ствола объем первой порции буферной жидкости должен быть увеличен до предела, допускаемого геолого-техническими условиями в данной скважине.

16. Для сокращения потерь тампонажного раствора в трубах целесообразно между первой порцией буферной жидкости и тампонажным раствором устанавливать самоуплотняющуюся разделительную резиновую пробку.

17. При установке мостов следует добиваться турбулизации потока цементного раствора в период его движения в кольцевом пространстве, так как при этом вытесняется до 95 % глинистого раствора. Для выполнения указанного условия необходимо строго соблюдать режим продавливания, чтобы незадолго до начала поступления тампонажного раствора в затрубное пространство одновременно работали с максимальной производительностью все установленные цементировочные агрегаты.

18. Необходимую скорость подъема растворов нужно определять в соответствии с реологическими свойствами предназначенных для использования тампонажных растворов. Для снижения требуемых скоростей движения до 1–2 м/с тампонажные растворы во всех случаях необходимо обрабатывать реаген-

тами-понижителями вязкости (типа ССБ и др.), оптимальные добавки которых подбирают в лаборатории.

19. Степень вытеснения глинистого раствора из кольцевого пространства значительно увеличивается, если одновременно применять буферную жидкость и расхаживать заливочные трубы. Характерно, что в тех скважинах, которые цементировали растворами, не обработанными понижителями вязкости, и в которых скорость подъема составляла менее 1 м/с, коэффициент вытеснения не превышал 60 %. Использование в качестве буферной жидкости только воды повышает в этих условиях степень вытеснения до 75 %, а при сочетании этого с расхаживанием колонны, коэффициент вытеснения возрастает до 90 % и более.

20. Для установки мостов при температуре до 100 °С рекомендуется использовать портландцементные растворы. Увеличение температуры до 140 °С резко ухудшает физико-механические свойства камня и снижает несущую способность моста.

21. При температуре 100–140 °С и более необходимо применять (если возможно подобрать рецептуру по срокам схватывания) цементно-песчаные растворы с соотношением цементирующего материала и наполнителя 4:1, 3:1 и 2:1. Камни из этих растворов имеют проницаемость, близкую к нулю, и очень высокую силу сцепления с металлом. Мосты из этих смесей особенно целесообразно устанавливать при забурировании второго ствола или опробовании с помощью испытателя пластов.

22. При температуре 130 °С и более высокое качество мостов достигается при использовании шлакопесчаных растворов (соотношение 3:1, 2:1 и 3:2), из которых получается камень с низкой проницаемостью и достаточно высокой прочностью.

23. Сроки ОЗЦ при установке мостов определяют в соответствии с конкретными температурными условиями в скважине, физико-механическими свойствами получаемого камня и назначением моста. Продолжительность периода ОЗЦ при установке мостов находится в пределах 24–72 ч. Если мост предназначен для забурирования нового ствола или применения испытателя пластов, принимается максимальный срок ОЗЦ.

24. При наличии на стенках труб слоя глинистого раствора сцепление цементного камня с металлом равно нулю, а несущая способность моста определяется главным образом прямолинейностью и овальностью труб. Увеличение толщины глинистого слоя резко снижает сопротивление моста сдвигу. Для получения прочных мостов рекомендуется проводить технологические

мероприятия с целью удаления глинистого раствора с поверхности труб в процессе установки моста.

25. Слой глинистого раствора на стенках труб увеличивает проницаемость моста за счет обезвоживания этого слоя под действием контракции цементного камня. Для снижения эффекта контракции рекомендуется применять различные наполнители, уменьшающие общее содержание цемента в растворе, а также использовать материалы, эффект контракции которых понижен (шлаки, белитокремнеземистый цемент и т.д.).

26. Муфтовые соединения способствуют увеличению несущей способности моста.

27. Эксцентричное положение заливочного инструмента в скважине уменьшает степень вытеснения глинистого раствора цементным раствором и несущую способность моста. Влияние этого фактора особенно заметно, если используют растворы с неудовлетворительными реологическими свойствами и малой разностью плотностей. В связи с этим перед установкой мостов необходимо добиваться максимального улучшения структурно-механических свойств буровых растворов.

28. Цементные мосты, устанавливаемые в кавернозной части ствола, как правило, бывают плохого качества. Это отчетливо обнаруживается при забурировании вторых стволов, когда из-за недостаточной прочности и немонолитности камня мосты легко разрушаются.

29. Созданию надежных мостов в кавернозной части ствола способствует проведение комплекса технологических мероприятий, связанных с кавернометрированием скважины, проработкой ее ствола в интервале установки моста со скоростью не более 30 м/ч при одновременном гидромониторном размыве загустевших масс глинистого раствора в кавернах, закачкой значительных объемов буферной жидкости – воды, использованием завышенных количеств тампонажных материалов, в 1,5–2,0 раза превышающих расчетные, и др.

30. Проверка качества мостов давлением жидкости малоэффективна. Для определения герметичности и несущей способности мостов следует либо применять испытатели пластов, либо снижать уровень жидкости в скважине путем аэрации.

8.11. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов.

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения бурового раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки. Расчет производится по формулам (8.1) – (8.3) в соответствии с данными табл. 8.8.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости – воды (вторая порция входит в общий объем продавочной жидкости) и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (8.7), (8.5), (8.9), (8.10) и (8.8). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного

Т а б л и ц а 8.8

Мероприятия по предупреждению осложнений

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
Повышение давления и прихват заливочной колонны	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости затворения – воды Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с буровым Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции	Жесткий контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание То же, а также применение центраторов, эксцентриков Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления

Продолжение табл. 8.8

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста	<p>Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка</p> <p>Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе</p> <p>Смешение цементного раствора с находящейся с ним в контакте жидкостью и низкая точность его продавливания</p> <p>Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта</p> <p>Наличие каверны или желобной выработки</p>	<p>Цементирование, расхаживание колонны, применение легко разбураемых или отсоединяемых хвостовиков</p> <p>Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора</p> <p>Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны</p> <p>Снижение вязкости и СНС бурового раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика</p> <p>Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков</p>
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста Газопроницаемость моста	<p>Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками скважины</p> <p>Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции</p>	<p>Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки</p> <p>Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в цементный раствор высоковязкой жидкости</p>

раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (ведется с учетом скорости потока в кольцевом пространстве и особенностей управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролируемых устройств).

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

6. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений в соответствии с табл. 8.8.

Особенности данного расчета можно рассмотреть на примере установки в обсаженной скважине диаметром 220 мм на глубине 4500 м цементного моста, который выдерживал бы перепад давления 20 МПа. Цементный мост установлен через колонну бурильных труб диаметром 140×114 мм, внутренний объем которого равен 45 м³. Расчетные данные в зависимости от технологических особенностей установки представлены в табл. 8.9. Эти данные показывают, что необходимый объем цементного раствора в зависимости от условий может значительно превысить объем скважины в интервале установки моста. С увеличением глубины эта разность возрастает (в рассматриваемом примере даже в 7–20 раз).

Необходимая высота в значительной мере зависит от технических средств используемых при его установке. Следовательно, ее надо определять не только исходя из конкретных требо-

Т а б л и ц а 8.9

Расчетные данные при установке мостов

Показатели	Технологические особенности установки моста			
	без буферной жидкости, скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью, но без скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью и скребками, но без разделительных пробок	с буферной жидкостью, скребками, верхней пробкой и устройством "стоп"
Высота моста, м, в соответствии с требованиями:				
герметичности	20	10	4	4
несущей способности	22	11	1	1
Принимаемая высота моста, м	22	11	1	1
Объем ствола скважины в интервале установки моста, м ³	0,84	0,42	0,15	0,15
Необходимый объем цементного раствора, м ³	6,24	3,54	3,31	1,95
Общий объем продажной жидкости, м ³	42,10	43,50	43,50	45,00
Объем порций буферной жидкости (воды), м ³ :				
первой	–	1,10	1,00	1,00
второй	–	0,90	0,90	0,90
Интервал, который займут цементный раствор и зона смешения в кольцевом пространстве, м	4070–4500	4405–4500	4416–4500	4420–4500

ваний к герметичности и несущей способности моста, но и с учетом возможности проведения тех или иных технологических мероприятий. При этом может создаться такое положение, при котором установить цементный мост требуемой высоты невозможно (например, при недостаточном расстоянии между предыдущим и последующим объектами испытания). В этих случаях необходимо устанавливать мосты из полимерных тампонажных материалов и пакеры либо пересматривать план работы по скважине.

Применение комплекса технических средств (моющие и абразивные буферные жидкости, скребки, разделительные пробки со средствами контроля за их движением и др.) всегда целесообразно, так как это повышает надежность установки моста, значительно сокращает расход тампонажного материала и затраты времени на установку моста, а также резко уменьшает опасность прихвата колонны труб схватывающимся тампонажным раствором.

При наличии больших каверн для установки цементных мостов следует применять гидромониторные устройства с радиальным расположением насадок при непрерывном расхаживании колонны труб или с применением эксцентриков.

Предлагаемые технико-технологические мероприятия успешно испытаны при установке цементных мостов более чем в 300 скважинах в различных регионах нашей страны.

Анализ промысловых данных за три года по скважинам Краснодарского края показал, что практическое использование указанных мероприятий позволяет сократить затраты времени на установку одного цементного моста в скважинах глубиной до 2000 м на 1,9 сут, глубиной до 3000 м – на 4,3 сут, глубиной свыше 3000 м – на 7,5 сут.

ГЛАВА 9

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Основная задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типа-размера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

При разработке процесса перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

- толщина, фильтрационно-емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;

- расстояние до контактов водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК);

- пластовое давление и температура в интервале перфорации;

- число обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр в колонне труб;

- максимальный угол отклонения скважины от вертикали;

- состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки;

- свойства и состав жидкости, применявшейся при первичном вскрытии пласта.

В нефтегазодобывающих скважинах интервал перфорации определяется насыщенностью пород пластовыми флюидами и устанавливается геологической службой предприятий, ведущих буровые работы.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой шапкой перфориру-

ются в нефтяной части. Расстояние от нижних отверстий до ВНК и от верхних отверстий до ГНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем с учетом наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, проницаемостной неоднородности, вертикальной трещиноватости и допустимого градиента давления на цементную оболочку эксплуатационной колонны.

9.1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ПЕРФОРАЦИИ

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Вскрытие пластов при депрессии осуществляется перфораторами типа ПНКТ, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах (НКТ), ПР, ПРК и КПРУ, спускаемыми через НКТ. Перфораторы ПНКТ рекомендуется применять при вскрытии любой части пласта, в том числе и приконтактных зон независимо от величины искривления скважины, качества цементной оболочки, обсадной колонны, аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПНКТ в следующих случаях:

- если после перфорации необходим спуск глубинных приборов через НКТ в интервал перфорации;

- в процессе вызова притока ожидается вынос из пласта в скважину больших объемов твердой фазы;

- при гидростатическом давлении на уровне установки перфораторов менее 10 МПа при создании депрессии;

- при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород). Перфораторы типа ПР, ПРК, КПРУ рекомендуется применять при перфорации скважин с искривлением ствола до 0,7 рад (40°) при качественной цементной оболочке обсадной колонны независимо от аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПР и КПРУ в следующих случаях:

- при вскрытии приконтактных зон (ГНК, ВНК);

- при заполнении интервала перфорации глинистым буровым раствором;

- при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными

компонентами (углекислый газ, сероводород), из-за возможных утечек в лубрикаторе;

при вскрытии пластов на депрессии в скважину обязательно должны быть спущены НКТ, устье скважины оборудовано фонтанной арматурой и лубрикатором при использовании перфораторов типа ПР. Оптимальная депрессия при таком способе перфорации составляет 2,0–3,5 МПа; не рекомендуется создавать депрессии более 10 МПа.

При репрессии следует вскрывать пласты с нормально и аномально высоким пластовым давлением независимо от положения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК) и при наличии в нефти агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород).

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на величину:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 15 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Через НКТ закачивают перфорационную и буферную (при необходимости) жидкости из расчета заполнения интервала перфорации и на 100–150 м выше. Устье скважины оборудуется противовыбросовым устройством (задвижкой с превентором).

Перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию выполнять за один спуск перфоратора. Слабопроницаемые цементированные пласты рекомендуется вскрывать гидropескоструйной перфорацией.

В мировой и отечественной практике нефтегазодобывающей промышленности прострелочные перфорационные работы в нефтяных и газовых скважинах по видам и объемам (%) применения распределяются следующим образом.

Кумулятивная перфорация.....	90–95
В том числе с депрессией на пласт	2–4
Пулевая перфорация	2–3
Гидроабразивная	1–2
Прочие виды (механическая, с растворяющимися вставками и др.).....	0,5

В подавляющем большинстве случаев все виды перфорационных работ в скважинах производятся при репрессии (Δp_p) на продуктивный пласт. Величина репрессии не должна превышать 5–10 % от значения пластового давления (но не более 2,5–3,5 МПа) в зависимости от глубины скважины. На практике, особенно в разведочных скважинах, часто репрессии при перфорации превышают норму. Последнее главным образом происходит вследствие ошибочного прогноза пластового давления, отличающегося в сторону завышения от истинного его значения.

При репрессии на пласт в призабойной зоне продуктивного пласта образуется блокирующая зона, состоящая из пристенной кольматационной (толщиной до 5–1,5 мм) и инфильтрационной (радиусом до 300–1000 мм) зон. Чем больше репрессия на пласт (а также водоотдача бурового раствора и время контакта его с продуктивным пластом), тем более мощная блокирующая зона образуется при первичном вскрытии пласта.

Вторичное вскрытие пласта осуществляется перфорацией, для чего применяют стреляющие либо гидropескоструйные перфораторы. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпедные и кумулятивные. В 40-х и 50-х годах пулевые перфораторы были основным средством вторичного вскрытия пластов. По мере распространения кумулятивных перфораторов в конце 50-х – начале 60-х годов, не выдерживая конкуренции, пулевые перфораторы с горизонтальным расположением ствола практически перестали применяться. В последние годы появились пулевые перфораторы с вертикально-криволинейными стволами, обладающие высокой пробивной способностью. Сейчас они ограниченно применяются в некоторых геолого-технических условиях. Торпедные перфораторы, в которых вместо пуль применяются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов не используются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности при работе с ними.

Гидropескоструйная перфорация, относимая некоторыми авторами даже не к средствам вскрытия, а к средствам интенсификации притока, как показал промысловый опыт, не дает существенных преимуществ перед широко распространенной кумулятивной перфорацией. По этой причине, а также в связи с большой трудоемкостью широкого распространения гидropескоструйная перфорация пока не получила.

9.2. ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные орудийные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии расширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду. В применявшихся до недавнего времени перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ оси стволов направлены перпендикулярно к оси перфоратора, а следовательно, и к оси скважины. В этих перфораторах длина ствола, в котором пуля разгоняется под давлением пороховых газов, весьма ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из дульного отверстия недостаточна для получения в породе каналов большой глубины. Поиск конструкторов по повышению эффективности пулевых перфораторов привел к созданию конструкции с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых разгон пуль осуществляется по стволам значительной длины, расположенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400–500 мм против 60–70 мм у перфораторов с горизонтальным расположением стволов, а скорость пули на выходе из ствола достигает 900–1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4–5 раз больше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ и ППМ, кинетическая энергия, которую приобретает пуля на выходе из ствола, увеличивается примерно в 10 раз, достигая значения 40 кН·м. Поэтому такие перфораторы имеют пробивную способность, сравнимую с пробивной способностью кумулятивных перфораторов того же поперечного размера при отстрелах по породам средней прочности.

Для вторичного вскрытия пластов применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габариты 90, 73 и 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм соответственно. У перфораторов типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравнивания сил отдачи парные стволы расположены в общих пороховых камерах навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфоратора, причем используются пули с увеличенными диаметром и массой.

Глубина пробивания в породе средней прочности указана ниже.

Тип перфоратора	ПВН90, ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Глубина, мм	140	180	200

Области применения перфораторов типа ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими условиями (предельная температура и максимальное допустимое давление), так и геологическими. Учитывая, что пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, глубина каналов в породах низкой и средней прочности, пробиваемых пулевыми перфораторами, больше глубины каналов, пробиваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности ($\sigma_{сж} > 50$ МПа) – наоборот, меньше.

Поэтому более целесообразно применение пулевых перфораторов для вскрытия пластов, сложенных слабосцементированными непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию породы при внедрении в нее пули, эффективность вскрытия будет во многом зависеть от количества и протяженности трещин. С этой точки зрения более предпочтительно применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, сложенных породами, склонными к трещинообразованию, т.е. хрупкими породами. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше, чем кумулятивного корпусного, то его применение нецелесообразно при некачественном цементировании обсадной колонны, при наличии вблизи вскрываемых пластов водоносных пропластков. Производительность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными; за один спуск они могут вскрыть до 2–3 м пласта с плотностью до 5 отверстий на 1 м.

9.3. КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Рассмотрим механизм образования кумулятивной струи и проникновения ее в преграду. При взрыве цилиндрического заряда взрывчатого вещества происходит почти мгновенное превращение его в газообразные продукты, разлетающиеся во все стороны по направлениям, перпендикулярным к поверхности заряда. Сущность эффекта кумуляции заключается в том, что при наличии выемки в заряде газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, называемый кумулятивной струей. Если выемка в заряде облицована тонким

слоем металла, то при детонации заряда вдоль его оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла, выдавливаемого из металлической облицовки. Обладая очень высокой скоростью в головной части (6–8 км/с) при соударении с твердой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которой предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал. Действительно, для большинства зарядов давление кумулятивной струи на преграду составляет 20–30 ГПа, в то время как значение предела прочности горных пород в среднем составляет приблизительно 50 МПа, т.е. в 400–600 раз меньше. Поэтому, исходя из гидродинамической теории кумуляции, разработанной М.А. Лаврентьевым и Г.И. Покровским, глубина пробития канала в преграде l_k не зависит от механической прочности материала преграды, а определяется лишь соотношением плотностей материала струи ρ_c и преграды ρ_n :

$$l_k = l_c \sqrt{\rho_c / \rho_n}, \quad (9.1)$$

где l_c – длина кумулятивной струи, для большинства зарядов численно равная длине образующей кумулятивной выемки.

В последующем формула для расчета глубины канала была уточнена Н.Г. Григоряном и приведена к виду

$$l_k = l_c \sqrt{\frac{\rho_c}{\rho_n} - \frac{2\sigma_d}{\rho_n v_c^2}}, \quad (9.2)$$

где σ_d – динамическое значение прочности преграды; v_c – скорость встречи струи с преградой.

Таким образом кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов, сложенных наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте, полученных с помощью кумулятивных зарядов, имеет следующие особенности. При схлопывании металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит только примерно 10 % ее массы. Остальная часть (90 % массы) формируется в стержне сигарообразной формы, называемом пестом и движущемся со скоростью приблизительно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. Эксперименты показали, что около 15 % всех перфорационных каналов оказываются полностью закупоренными застрявшим в обсадной колонне пестом.

При проникании струи в преграду расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Поэтому диаметр канала обычно превышает диаметр струи. Однако за счет этих процессов происходит изменение структуры порового пространства породы в зоне вокруг перфорационного канала. При этом в зависимости от свойств породы и условий в скважине в момент перфорации может иметь место как уплотнение породы вокруг канала, так и разрыхление ее. Это объясняется тем, что после прохождения волны сжатия в породе происходит схлопывание газового пузыря в образовавшемся перфорационном канале. В результате обратная волна – волна растяжения – может создать зону обрушения породы, значительно превышающую первоначальный размер канала, если прочность породы на растяжение мала. Так, при отстрелах по слабосцементированным песчаникам при среднем диаметре отверстия в породе 10 мм зона обрушения достигает 20–35 мм. В тех случаях, когда порода имеет высокий предел прочности на растяжение, происходит уплотнение породы вокруг каналов с той или иной степенью снижения проницаемости.

Следует также обратить внимание на то, что хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900–1000 °С), плавления горной породы не происходит ввиду кратковременности процесса образования канала (менее 100 мкс).

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимым условием является отсутствие в кумулятивной полости заряда какой-либо жидкости. В противном случае от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие. Поэтому кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем помещения их в индивидуальные герметичные оболочки (бескорпусные перфораторы) либо в общие герметичные корпуса (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы, с помощью которых выполняется большой объем работ по вскрытию продуктивных пластов в России, оказывают наименьшее нежелательное взрывное воздействие на обсадную колонну и заколонное цементное кольцо, поскольку основную часть энергии взрыва зарядов воспринимает на себя корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфоратора они подразделяются на корпусные перфораторы многократного использования типа ПК и однократного использования типа ПКО. В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и неоднократные взрывные нагрузки, по-

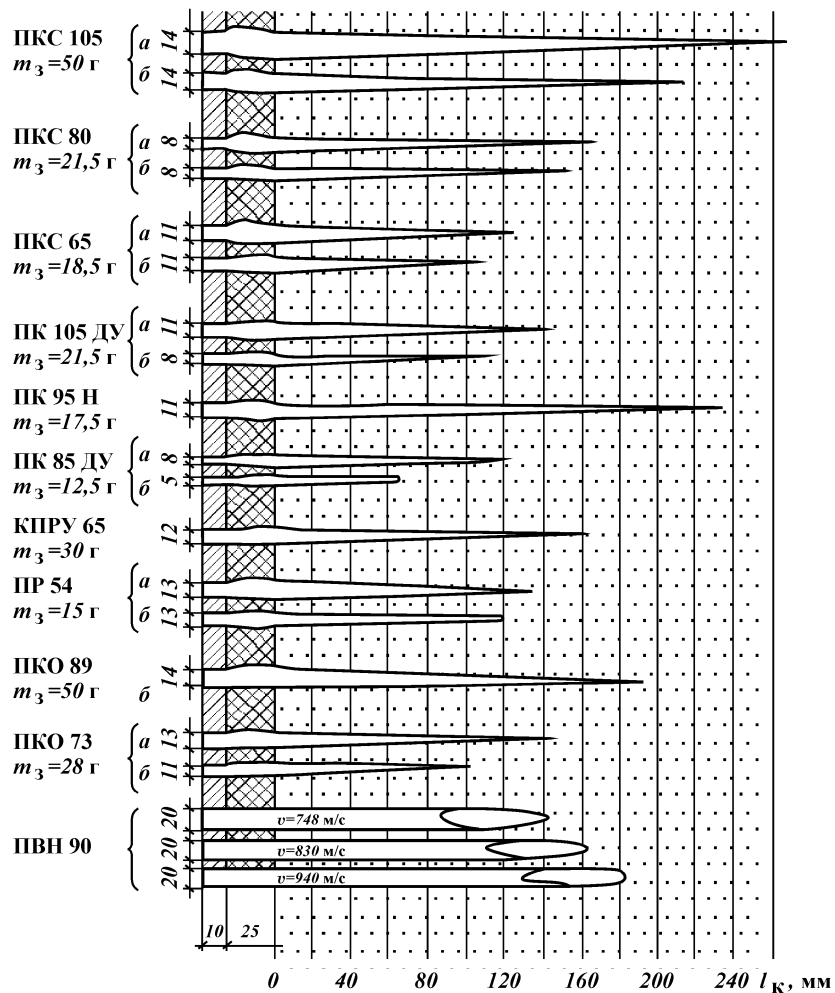


Рис. 9.1. Размеры перфорационных каналов для основных типов перфораторов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода): а – в поверхностных условиях; б – при давлении 30 МПа; m_3 – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола

этому толщина его должна быть большей, чем в перфораторах типа ПКО, а следовательно, в одних и тех же габаритах перфоратора типа ПК масса заряда меньше, чем в перфораторах типа ПКО. Из перфораторов типа ПК более распространены перфора-

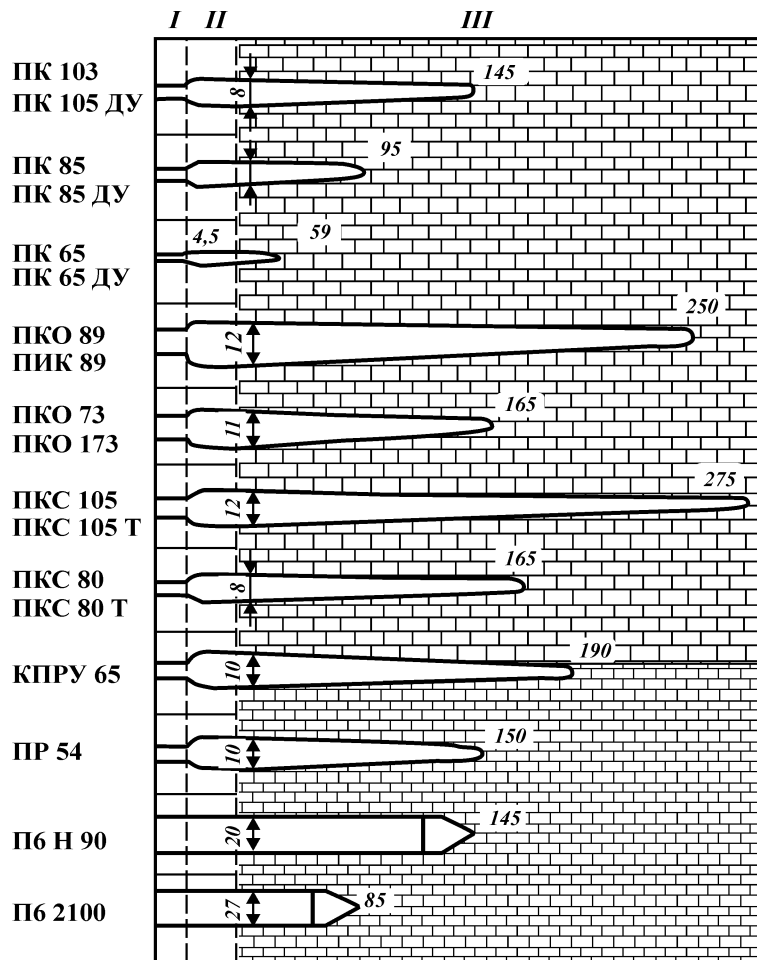


Рис. 9.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж} = 20$ МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж} = 45$ МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа):

I – обсадная труба; II – цементное кольцо; III – порода

торы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПКО98, ПКО73.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорить проведение прострелочно-взрывных работ, так как вскрываемая за один спуск перфоратора толщина пласта может достигать 30 м.

Малогобаритными бескорпусными перфораторами можно производить вскрытие при спуске их внутри НКТ. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно выше, чем при использовании корпусных перфораторов. После взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединительных деталей, которые в последующем могут привести к осложнениям при эксплуатации скважин.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах страны наибольшее распространение нашли перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в литых алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемых при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, приведены на рис. 9.1, пробивная способность перфораторов представлена на рис. 9.2.

9.4. СКВАЖИННЫЕ ТОРПЕДЫ

Скважинные торпеды предназначены для производства следующих работ: ликвидации аварий в бурении путем обрыва, встряхивания или отвинчивания труб, разрушения металла на забое и в стволе; ускорения процесса бурения скважины путем дробления валунов и твердых пород в прослоях; очистки поверхности труб и фильтров в нефтяных, газовых, водозаборных и дренажных скважинах; перерезания труб с целью извлечения их из скважины. Торпеды иногда используют для вскрытия продуктивного пласта, повышения проницаемости при-скважинной зоны и других целей.

К скважинным торпедам предъявляют следующие требования: хорошая проходимость в скважине, обеспечивающая их доставку в интервал торпедирования, особенно при аварийных ситуациях, а также исключая повреждение элементов скважины в вышележащем интервале; максимальная эффективность действия взрыва на объекты по основному назначению при минимальном воздействии на остальные элементы конструкции скважины; высокая производительность, позволяющая свести к минимуму спускоподъемные операции: надежное срабатывание, исключаящее уничтожение в случае отказа большого количества взрывчатых веществ (ВВ); безопасность в обращении.

9.5. ДЕЙСТВИЕ ВЗРЫВА В СКВАЖИНЕ

После взрыва заряда ВВ образуется пузырь из разогретых и сжатых до высокого давления продуктов детонации, и в жидкость уходит ударная волна, которая представляет собой область сжатия с резким скачком давления, плотности и температуры на переднем фронте, распространяющуюся в среде со сверхзвуковой скоростью. Возникающие при взрыве ударные волны могут распространяться практически в любых средах и сопровождаются перемещением среды в направлении движения фронта возмущения. Благодаря инерционности жидкой среды газовый пузырь пульсирует, излучая при каждом цикле ударные волны, интенсивность которых постепенно убывает. Практическое значение имеют только основная и вторичная ударные волны. В результате расширения пузыря в окружающей среде возникает гидростатический поток, играющий также существенную роль в действии взрыва на элементы скважины.

Поскольку плотность воды почти в 800 раз превышает плотность воздуха, интенсивность ударной волны в воде много больше, чем в воздухе. Давление p (в МПа) на фронте ударной волны на расстоянии R (в м) от центра сферического заряда тротила массой G (в кг) в воде в области 10–100 радиусов заряда можно рассчитать по экспериментальной формуле

$$p = 53,3 \left(\sqrt[3]{G/R} \right)^{1,13}. \quad (9.3)$$

В зависимости от характера объекта, на который действует ударная волна, определяющим может быть давление на ее фронте, а также удельный импульс; в некоторых случаях необходимо знать плотность потока энергии. Удельный импульс ударной волны (Н·с/м²):

в воде

$$I = 9300 G^{2/3} / R; \quad (9.4)$$

в воздухе

$$I = 350 G^{2/3} / R. \quad (9.5)$$

Плотность потока энергии (Дж/м²) ударной волны можно ориентировочно оценить выражением

$$E = 10^3 \sqrt[3]{G} \left(\sqrt[3]{G/R} \right)^{2,1}. \quad (9.6)$$

Гидростатическое давление порядка 200–300 МПа не оказы-

вает сколько-нибудь заметного влияния на начальную скорость и скачок давления ударной волны при относительно близких расстояниях от центра взрыва до фронта ударной волны ($R/R_0 < 10$, где R_0 – радиус заряда), реализуемых при взрывных работах в скважинах. Влияние гидростатического давления на энергию ударной волны более заметно.

Гидростатическое давление существенно влияет на интенсивность вторичных ударных волн. При невысоких давлениях вторичные ударные волны играют немаловажную роль в действии подводного взрыва. С увеличением гидростатического давления интенсивность их падает, и при давлении более 100 МПа их разрушительное действие, по-видимому, прекращается. Хотя гидростатическое давление существенно не влияет на параметры подводного взрыва вблизи заряда ($R/R_0 < 3$), т.е. в условиях, часто встречающихся при взрывных работах в скважинах, в глубоких скважинах наблюдается уменьшение разрушительного действия подводного взрыва, что, возможно, связано с изменением условий деформации и разрушения материалов при повышенном гидростатическом давлении.

Условия распространения ударных волн и продуктов взрыва в грунте резко отличаются от условий распространения волн в жидких средах, что обусловлено пористостью пород. Ударная волна и давление расширяющихся продуктов взрыва вызывают в породе напряжения сжатия, растяжения и сдвига, значительно превышающие допустимые, вследствие чего в ней возникают необратимые разрушения и уплотнения.

Радиус трещин при торпедировании скважины удлиненным зарядом можно оценить по формуле $R_t = cd_з$, где c – коэффициент, учитывающий свойства породы и ВВ. Для прочих пород и мощных ВВ значение коэффициента c находится в пределах от 24 до 36.

Действие взрыва на обсадные или бурительные трубы при достаточной длине (10–15 диаметров заряда) характеризуется отношением диаметра заряда $d_з$ к диаметру трубы: $d_з/d_{тр}$. Степень деформации трубы зависит от ее прочности и свойств окружающей среды. Плотное прилегающее к трубе цементное кольцо или порода упрочняет трубу: для деформации зацементированной трубы отношение $d_з/d_{тр}$ должно быть примерно в 3–4 раза больше, чем для трубы, находящейся в воде.

При взрыве заряда в трубе в случае, если между трубой и стенками скважины находится жидкость, ударная волна, отраженная от стенок скважины, препятствует обрыву трубы тем больше, чем ближе расположена труба к стенкам скважины и чем больше их отражающая способность. С увеличением отно-

шения $d_{тр}/d_c$ возрастает значение d_3 для обрыва трубы. На величину заряда, необходимого для обрыва трубы, мало влияют толщина стенки трубы (исключая УБТ), плотность и вязкость бурового раствора и, наоборот, существенно влияют гидростатическое давление, расстояние между трубой и стенками скважины и свойства последних.

9.6. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

При этом способе перфорации канал в преграде образуется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, абразивного действия песка, содержащегося в струе. Это пока единственный промышленно применяемый в настоящее время способ вскрытия пластов, исключая воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразный в тех случаях, когда механоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твердых сплавов, при прокачке через которые жидкости с расходом 1–6 л/с скорость струи достигает 200 м/с. Для создания необходимых давлений при прокачке гидроабразивных смесей используются насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, количество которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время образования одного канала колеблется от 20 до 30 мин, расход рабочей жидкости – от 1 до 7 м³, песка – от 50 до 700 кг.

Как показали стендовые испытания, а также промысловые эксперименты с использованием скважинной мишени, в условиях гидростатических давлений, характерных для скважин средних глубин, глубина перфорационных каналов в породах средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая значительно большую трудоемкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, на промыслах она применяется в настоящее время довольно редко.

Вопросы гидропескоструйной перфорации глубоко рассмотрены Р.С. Яремийчуком и Ю.Д. Качмаром.

Как разновидность описанного, известен метод азотогидропескоструйной перфорации (г. Ивано-Франковск). Сущность метода заключается в образовании отверстий или прорезей в обсадной колонне и каналов или выработок в цементном кольце и породе пласта с помощью газожидкостной струи, содержащей абразивный материал. Утверждается, что за счет добавления

газа в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 1,5–2 раза) увеличить размеры перфорационных каналов. На размеры выработки существенно влияет величина газогидросодержания. Наряду с возможностью увеличения длины канала при гидropескоперфорации с азотом прослеживается еще ряд преимуществ по сравнению с использованием жидкостно-песчаных смесей: создается дополнительный перепад на насадках за счет разности плотностей азириванной смеси в НКТ в затрубном пространстве, увеличивающейся с ростом глубины скважины. При проведении процесса важный фактор успеха – создание давления в скважине значительно меньше гидростатического. При этом сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт. Разработанные технология и оборудование обеспечивают проведение работ в скважинах глубиной 2000–2500 м. С некоторыми усовершенствованиями технология может быть использована в скважинах глубиной до 5000 м. Небольшой объем внедрения был положительным.

9.7. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ В СКВАЖИНЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю толщину, то такая скважина называется несовершенной по степени вскрытия пласта. В обоих случаях фактический дебит при прочих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые обусловлены искривлением и сгущением линий токов жидкости и газа в околоствольной зоне пласта и на стенке скважины (точнее, на границе скважина – пласт). Сгущение линий токов, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, вскрывшей продуктивный пласт на всю толщину. По причине нарушения геометрии течения жидкости и газа рассматриваемые виды несовершенства иногда называют несовершенством геометрическим.

Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта, то коэффициент гидродинамического совершенства будет определяться формулой

$$\varphi = \frac{\ln(R_k / r_c)}{\ln(R_k / r_c) + c_1 + c_2}, \quad (9.7)$$

где c_1, c_2 – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины соответственно по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициент c_1 определяется степенью вскрытия продуктивного пласта, а коэффициент c_2 зависит от длины l_k и диаметра d_k перфорационных каналов и плотности перфорации n . Эти коэффициенты находятся по графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов на моделях, или по формулам, полученным математической обработкой экспериментальных данных. При этом предполагается, что перфорационные каналы идеальны в геометрическом и гидродинамическом смысле, т.е. имеют правильную цилиндрическую форму, являются чистыми по всей длине, вокруг них отсутствует зона пористой среды пониженной проницаемости.

Оценим качественно влияние параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (9.7), приняв, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю толщину, т.е. $c_1 = 0$. Результаты расчетов иллюстрируются графически на рис. 9.3. Из рис. 9.3, а следует, что при плотности перфорации 10 отверстий на 1 м и более увеличение глубины перфорационных каналов не приводит к значительному росту коэффициента совершенства скважины. При очень больших значениях плотности перфорации и длины каналов на этом рисунке появляется область, где значение коэффициента совершенства больше единицы, т.е. геометрически несовершенная скважина имеет в этой области более высокую продуктивную характеристику, чем если бы она была совершенной. Теоретически это объясняется на основе закона распределения давления в пласте вокруг работающей скважины. В промысловых условиях таких случаев практически нет.

Кривые на рис. 9.3, б указывают на несущественное влияние поперечного размера каналов перфорации на степень совершенства скважин, поэтому нет острой необходимости создавать прострелочную аппаратуру для получения каналов большого диаметра. Рис. 9.3, в показывает, что увеличение плотности перфорации более 20 отверстий на 1 м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

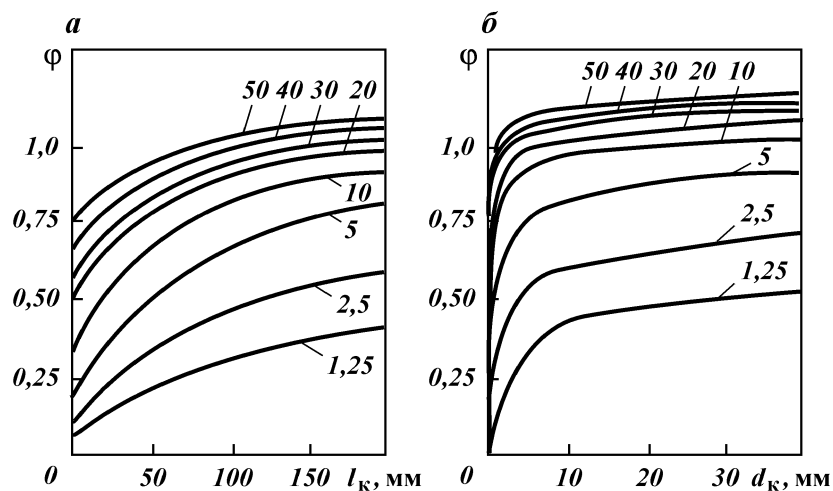
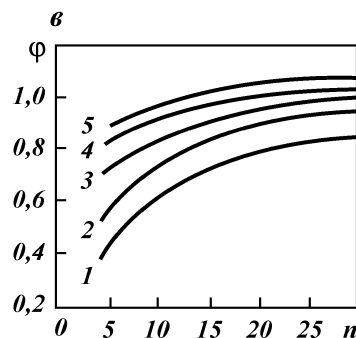


Рис. 9.3. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от различных параметров ($R_k = 400$ мг, $r_c = 0,1$ м):
 а – от длины канала перфорации: $d_k = 12$ мм; шифр кривых – плотность перфорации, отверстие на 1 м; б – от диаметра канала перфорации: $l_k = 150$ мм; шифр кривых – плотность перфорации, отверстие на 1 м; в – от плотности перфорации: $d_k = 12$ мм; 1, 2, 3, 4, 5 – длина канала перфорации l_k соответственно 25, 50, 100, 150 и 200 мм



1) при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации необходимо считать плотность не более 12–16 отверстий на 1 м;

2) при плотности перфорации 12–16 отверстий на 1 м и длине перфорационных каналов 150 мм увеличение диаметра канала свыше 6–8 мм практически не приводит к росту степени совершенства скважин.

Эти выводы справедливы только для идеальных условий притока в скважину, когда пористая среда во всех точках пласта имеет одинаковую проницаемость, а цилиндрические перфорационные каналы чистые по всей длине. Реальная картина притока нефти или газа в скважину в значительной степени осложняется отмеченными ранее негативными явлениями. Схематичное изображение призабойной зоны перфорированной

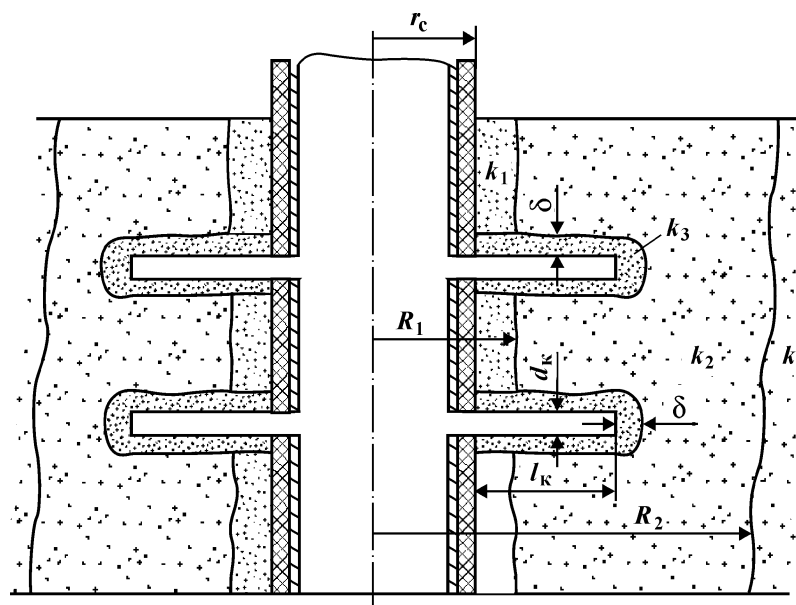


Рис. 9.4. Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины

скважины показано на рис. 9.4. Из рисунка следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины следует ввести кроме уже известных коэффициентов, еще безразмерный коэффициент $S_{\text{п}}$, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне из-за несовершенства скважины по качеству вторичного вскрытия продуктивного пласта перфорацией. В данном случае дополнительные фильтрационные сопротивления обусловлены снижением проницаемости породы вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект может быть определен с помощью, например, геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить значение скин-эффекта по промысловым исследованиям пока не представляется возможным.

Американские исследователи для случая ламинарного потока в перфорационный канал предлагают использовать формулу

$$S_{\text{п}} = \frac{1}{nl_{\text{к}}} \left(\frac{k}{k_3} - \frac{k}{k_2} \right) \ln \frac{r_{\text{к}} + \delta}{r_{\text{к}}},$$

где k_3 – проницаемость зоны ухудшенной проницаемости во-

круг перфорационного канала радиусом r_k ; δ – толщина этой зоны.

Если в зоне вокруг перфорационного канала происходит нарушение линейного закона фильтрации Дарси (что характерно для высокопродуктивных нефтяных скважин и особенно для газовых скважин), то значение S_{II} резко возрастает.

Существующая технология вторичного вскрытия пластов перфорацией предполагает спуск перфораторов в скважину на каротажном кабеле в зону перфорации с заполнением скважины обычно тем же буровым раствором, с использованием которого вскрывали бурением продуктивный пласт. В момент сообщения скважины с пластом в последний через перфорационные каналы под действием статического давления и динамических взрывных нагрузок будет фильтроваться буровой раствор. В поры породы вокруг перфорационных каналов проникают как твердые частицы из раствора, так и фильтрат из него. Кроме того, при воздействии взрывных нагрузок на призабойную зону через перфорационные каналы в пласте могут происходить следующие механоактивационные процессы: испускание электронов (механоэмиссия), свечение (механолюминесценция), протекание на поверхности химических реакций (механохимия), излучение звука (акустоэмиссия), пьезоэффект и др.

Эксперименты по отстрелу наиболее распространенных кумулятивных перфораторов ПК105ДУ с имитацией перепада давления из пласта в скважину при давлениях в зоне перфорации 10, 20, 30, 40 МПа и при горных давлениях соответственно 25, 50, 75 и 100 МПа показали следующее. В искусственном песчанике в этом диапазоне давлений глубина получаемого канала мало изменяется и составляет в среднем 111 мм при диаметре канала 12 мм. Несмотря на наличие видимой зоны уплотнения породы вокруг перфорационного канала, пропускная способность мишени с реальным каналом q_{ϕ} оказалась равной $q_{ид}$ для этих же размеров каналов, т.е. коэффициент совершенства ϕ оказался равным единице. Это означает, что канал, полученный в условиях перфорации на депрессии, является эффективным по всей длине и не имеет зоны породы с пониженной проницаемостью.

В табл. 9.1 представлены результаты исследований влияния на коэффициент совершенства типа бурового раствора и соотношения между размерами пор и частиц твердой фазы бурового раствора.

Как видно из таблицы, чем больше содержится в буровом растворе мелкой фракции и чем больше размер пор, тем в боль-

Т а б л и ц а 9.1

Влияние типа бурового раствора на коэффициент совершенства

Тип бурового раствора	Содержание фракций размером менее 1 мкм, %	Среднеарифметическое значение диаметра пор, мкм	Коэффициент совершенства канала
Хроматный	17,4	3,76	0,66
Известковый	19,3	4,62	0,65
Обработанный УЦР	28,1	5,00	0,43
		3,36	0,39

шей степени снижается коэффициент совершенства перфорационных каналов. Очевидно, через перфорированный канал в поровое пространство из раствора потоком фильтрата заносятся наиболее мелкие твердые частицы, которые при обратном потоке пластовой жидкости не удаляются из пор. В тех случаях, когда размер твердых частиц больше диаметра пор, они в поровое пространство потоком фильтрата не заносятся (И.Н. Гайворонский).

Проведенные эксперименты позволяют сделать следующий важный вывод: существующая технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов с твердой фазой оказывает особенно отрицательное влияние при вскрытии высокопроницаемых пластов. Технология вскрытия продуктивных пластов на репрессии и с применением растворов на водной основе с твердой фазой приводит к тому, что низкопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, а высокопроницаемые – при перфорации.

Для количественной оценки влияния образующейся зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации и образующейся зоны проникновения фильтрата при бурении группа американских исследователей решила задачу о притоке жидкости к скважине численным методом с помощью ЭВМ. Полученные ими результаты позволяют оценить как раздельное, так и совместное влияние параметров этих зон. Вначале оценим только влияние несовершенной технологии перфорации, когда вокруг каналов образуется зона пониженной проницаемости породы толщиной δ . Поскольку снижение проницаемости происходит за счет проникновения твердой фазы из раствора, то кратность снижения проницаемости ($\beta_3 k/k_3$) может достигать нескольких десятков, поэтому этот параметр был исследован в пределах от 1 до 50. Влияние толщины этой зоны изучено в пределах от 6 до 16 мм.

На рис. 9.5, б представлено совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства. Как видно, в рассматриваемом диапазоне изменения этих параметров коэффициент совершенства не превышает значения 0,5, причем параметры зоны проникновения здесь влияют на совершенство в меньшей степени, чем при условиях, рассмотренных на рис. 9.5, а.

Предотвратить загрязнение породы при перфорации на репрессии можно следующими мероприятиями:

применением в качестве задавочного раствора минерализованной (например, пластовой) или пресной воды, облагороженной добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ);

применением растворов на нефтяной основе;

применением высококонцентрированных растворов солей.

Характерная особенность предлагаемых задавочных растворов – отсутствие в них твердой фазы, наличие которой, как было показано ранее, в наибольшей степени снижает гидродинамическую эффективность перфорационных каналов.

ПАВ, вводимые в перфорационную жидкость, должны удовлетворять следующим требованиям:

при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела вода – углеводородная среда;

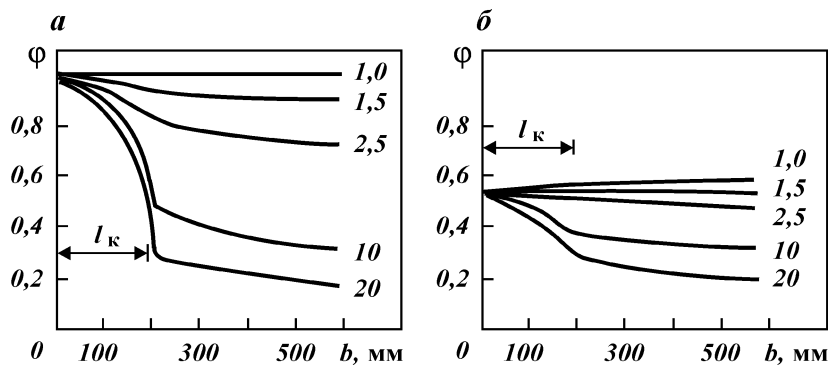


Рис. 9.5. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью: а – $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; б – $\beta_3 = 20$; $\delta = 12,7$ мм, $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; шифр кривых – кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата;

не образовывать нерастворимого осадка при контакте с пластовыми водами, содержащимися в них солями и с горными породами;

препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в породе пласта, в присутствии водного фильтрата;

иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Для обработки перфорационной жидкости могут быть использованы как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Водорастворимые ПАВ эффективно снижают поверхностное натяжение и краевой угол смачивания, способствуют увеличению относительных проницаемостей пористой среды для нефти и воды и суммарной проницаемости для них. Нефтерастворимые ПАВ эффективно снижают относительную проницаемость пористой среды для воды, способствуют уменьшению водонасыщенности породы и толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов. Наиболее подходящими для обработки перфорационных жидкостей растворов на водной основе являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, КАУФЭ₁₄, дисолван и др.), поскольку они хорошо растворимы в пресной и минерализованной воде, мало адсорбируются на поверхности горных пород, эффективно снижают поверхностное натяжение на границе вода – нефть при малой концентрации (0,1–0,3 %). Ионогенные (анионные – сульфонат, азолат, сульфонатриевые соли СНС и катионные – катапин, выравнитель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой; они интенсивнее адсорбируются на поверхности воды.

При использовании буровых растворов на нефтяной основе перфорацию также следует проводить с применением подобных задавочных растворов.

Рассмотренные растворы могут успешно выполнять функции задавочных только в тех случаях, когда значение пластового давления ниже гидростатического. При пластовых давлениях выше гидростатического в качестве гомогенной (без твердой фазы) перфорационной жидкости следует применять, например, водный раствор хлористого кальция, плотность которого можно довести до 1,40 г/см³. Следует отметить, что раствор хлористого кальция способствует агрегированию глинистых

частиц в пласте, в результате чего в некоторой степени снижаются негативные последствия применения при бурении буровых (глинистых) растворов на водной основе.

Более кардинальным направлением совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов перфорацией является перфорация на депрессии при герметизированном устье скважины, которая может осуществляться в двух вариантах:

с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на кабеле внутри колонны НКТ;

с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на колонне НКТ.

Перфорация на депрессии – наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта, поскольку в момент создания перфорационных каналов под действием больших градиентов давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочистка перфорационных каналов и породы призабойной зоны. В дополнение к указанному достоинству необходимо отметить, что для газовых скважин и нефтяных фонтанных скважин процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока нефти или газа из пласта в скважину. Рассмотрим технологию и технику перфорации на депрессии.

По первому варианту применяют перфоратор типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье устанавливают фонтанную арматуру. На место буферного патрубку устанавливается лубрикатор – устройство, позволяющее спускать в работающую скважину какие-либо приборы при наличии давления на устье.

Снижением уровня раствора в скважине (замена на облегченный раствор, полное удаление раствора из скважины и заполнение ее воздухом, природным газом или азотом) создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями, выбранный применительно к данным геолого-техническим условиям. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число одновременно спускаемых кумулятивных зарядов перфораторов не должно превышать 150–300) на коротком кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его против перфорируемого интервала. После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же проявлять себя, и происходит интенсивный процесс очистки перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Устройство луб-

риктора таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова спустить его в скважину для дострела нужного интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолевать большое расстояние до соударения с преградой – обсадной колонной, а известно, что глубина пробития в преграде в значительной степени зависит от толщины слоя жидкости (рис. 9.6). Поэтому наибольший эффект следует ожидать от применения таких перфораторов в газовой среде, в связи с чем за рубежом для вскрытия газоносных пластов иногда применяют следующую технологию. После неполного удаления жидкости с забоя скважины в нее через лубрикатор спускают малогабаритный перфоратор, к нижней части которого подсоединяют дополнительно один-два заряда в индивидуальных оболочках, срабатывающие отдельно от всего перфоратора подачей электрического импульса с поверхности. После включения в работу вскрытой этими зарядами части газоносного пласта и полного удаления жидкости с забоя скважины осуществляется срабатывание всей сборки перфоратора в среде природного газа.

Опыт промышленного применения такого способа перфорации показал его высокую эффективность. Так, на газовых промыслах Северного Кавказа в результате вскрытия на депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 было обеспечено увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение сроков освоения скважин в среднем на 8 сут по сравнению со вскрытием пластов на репрессии даже более мощными перфораторами типа ПК и ПКО. Более того, удалось освоить ранее пропущенные газонос-

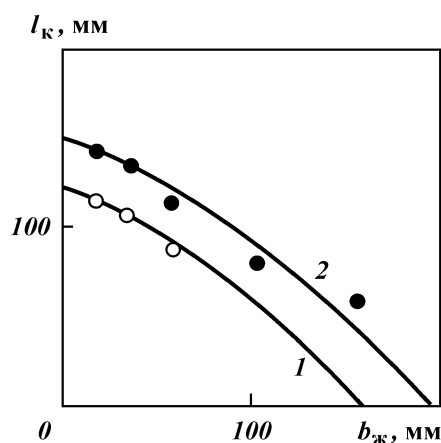


Рис. 9.6. Зависимость длины канала перфорации в породе от толщины слоя воды в зоне перфорации при давлении 30 МПа при использовании различных перфораторов: 1 – ПК103; 2 – ПР54

ные пласты. Аналогичные результаты с использованием перфораторов типа ПР были получены на Украине.

Целесообразно их применение для вскрытия высоконапорных нефтяных пластов в добывающих фонтанных скважинах, так как в этом случае совмещается процесс вскрытия с процессом освоения. Они незаменимы при дострелах новых интервалов в работающих скважинах без их остановки (что особенно важно при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в период падающей добычи), при вскрытии пластов с аномально низкими пластовыми давлениями, при перестреле пласта, если предыдущая перфорация на репрессии не дала желаемых результатов.

Известно, что наибольшее отрицательное влияние буровых растворов, проникающих в пласт при бурении и перфорации, проявляется при вскрытии газоносных пластов. Поэтому в первую очередь необходимо предусматривать вскрытие через НКТ в газовой среде именно этих пластов.

Для вскрытия пластов на депрессии по второму варианту с помощью перфораторов, спускаемых на НКТ, применяют корпусные перфораторы одноразового использования типа ПКО, которые срабатывают не от электрического импульса (кабель здесь отсутствует), а от механизма ударного действия. Последний срабатывает при нажиме на него резинового шара, сбрасываемого в колонну труб с закачкой в них порции жидкости. Такие перфораторы спускаются вместе со специальной головкой с ударно-взрывным устройством для срабатывания аккумулятивных зарядов; их шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. В этих перфораторах имеются устройства для передачи детонации от секции, что позволяет их свинчивать друг с другом для одновременного вскрытия интервала пласта толщиной до 50 м и более. После срабатывания перфоратора и соединения скважины с пластом прострелянный корпус перфоратора остается в скважине, если скважина работает фонтанным способом.

В скважину, заполненную буровым раствором, спускают колонну насосно-компрессорных труб, в нижней части которой крепится перфоратор ПНКТ, с установкой его против вскрываемого интервала. Устье скважины обвязывают фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины прямой или обратной циркуляцией или замены ее на более легкую создают необходимую депрессию на пласт, обычно не превышающую 10 МПа, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь колонны НКТ сбрасывают резиновый шар, который потоком подаваемой по трубам жидкости проталкивается до механизма

ударно-наклонного действия. Срабатывает устройство инициирования зарядов. После сообщения пласта во скважину нефть или газ из пласта поступают в колонну насосно-компрессорных труб как через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, так и через специальные циркуляционные окна, расположенные выше перфоратора.

Таким образом, перфораторы типа ПНКТ являются единственными, для спуска которых в скважину не используется каротажный кабель, а следовательно, и отсутствует необходимость доставлять каротажный подъемник на скважину, что особенно ценно в условиях бездорожья (европейский Север, Сибирь). Практически все работы могут быть выполнены с использованием имеющегося на скважине бурового оборудования.

Кроме указанной области наиболее целесообразного применения ПНКТ следует еще дополнить, что его удобнее использовать в скважинах с большим углом наклона, где затруднен спуск перфораторов на кабеле, в скважинах, где целесообразна перфорация на депрессии, а использование перфораторов типа ПР опасно из-за наличия осколков от перфоратора (особенно при отсутствии зумпфа в скважине); при вскрытии многоколонных конструкций, когда необходима повышенная пробивная способность зарядов.

К недостаткам этого способа перфорации следует отнести невозможность спуска в зону работающего пласта геофизических приборов (дебитометров, термометров и т.д.). Кроме того, данный способ не позволяет произвести повторную перфорацию без подъема колонны НКТ, а следовательно, без глушения скважины раствором; имеется опасность прихвата перфоратора в скважине песком при ее длительной работе в процессе эксплуатации слабосцементированных пластов.

9.8. ВЫБОР ПЛОСКОСТИ ПЕРФОРАЦИИ И ТИПОРАЗМЕРА ПЕРФОРАТОРА

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также необходимую сохранность обсадной колонны и цементной оболочки за пределами зоны перфорации.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфораций. В табл. 9.2 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной

Т а б л и ц а 9.2

Рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Категория пород	Проницаемость, мкм ²	Плотность перфорации, отверстие на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1	6	12
	< 0,1	10–12	12–18
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,01	18–20	12–20
Карбонатные, аргиллиты и другие породы, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18–20	20–24
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01	10–12	18–20
	< 0,01	12	18–24
Тонкослоистые	Любая	20	20–24

плотности за один этап, т.е. без промежуточного освоения пласта между отдельными спусками перфоратора.

Более низкая плотность перфорации при депрессии объясняется обеспечением при этом методе полной очистки прострелочных каналов от шлама и возникновением вокруг каждого канала больших локальных депрессий непосредственно после перфорации.

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующей пробивной способности ПКО-89 или близкой к этой величине, плотность перфорации может быть снижена на 50 %.

Типоразмер перфоратора выбирают на основе детальных сведений о состоянии цементной оболочки эксплуатационной колонны, обсадных труб, свойствах жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно перфорируемого интервала, количестве колонн, перекрывающих пласт, термодинамических условиях в скважине, толщине пласта. Вначале выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях в скважине (табл. 9.3). Вскрытие пластов при наличии более одной колонны осуществляется по индивидуальным планам с использованием наиболее эффективной прострелочно-взрывной аппаратуры.

Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, не рекомендуемые по следующим причинам:

Таблица 9.3

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметры	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные					Бескорпусные			
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПК073, ПК089	ПК0Т73, ПК0Т89	ПКСУЛ 80, ПКСУЛ 80-1, ПКС 105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45 (сталь Е") 70	120 (сталь Е")	50; 80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	-	-	10	20 (ЗПК073) 10 (ЗПК07Е) 20 (ЗПК089) 10 (ЗПК08Е)	40 50	10 10	-	-	-
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	<u>1</u> 1-2	1-3	1-3	1-3	1-3	1-3	<u>1</u> 1-2	1-2	1-3
Репрессия ("+")	+		+	+		+	-	-	+
Депрессия ("-")			-				+	+	
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60 (100 °С) 20	40 (100 °С) 20	100*	100	300	12 10

				(100 °С)* 45 (100 °С)* 15 (100 °С) 10 6 (ЗПК089 10 (ЗПКОО- 89-Е)*	(100 °С)* 30(Т 100 °С)* 15(Т 100 °С) 10				
Максимальная плотность за спуск, отверстие/м	12	12	6			6 11 6 165	10	8	2
Полная длина** канала в комбинированной мишени при твердости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твердости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	9	25 20

* Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ должно устанавливаться в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

** Комбинированная мишень состоит из стальной (ст. 3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственного песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.

неудовлетворительного состояния цементной оболочки, близкого расположения ВНК и (или) ГНК;

недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (табл. 9.4);

большого угла наклона скважины – все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют низкую проходимость при значении угла искривления скважины больше 0,7 рад (40°);

содержания в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород);

необходимости спуска глубинных приборов в интервал перфорации без подъема НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

возможности выноса из пласта больших объемов шлама и твердой фазы бурового раствора.

Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитываются следующие особенности перфораторов:

в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы только корпусные перфораторы типа ПНКТ, ПК, ПКО и ПКОТ (см. табл. 9.3);

при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обычными перфораторами может проводиться только при репрессии;

Таблица 9.4

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны по диаметру

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габаритный размер перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, г/см ³	Минимальный зазор, мм
Кумулятивные			
ПК	80–105	1,3	13
		1,5	15
		1,5	22
ПКО, ПКОТ	73–89	1,5	23
		1,5	25
ПКСУЛ, ПКС	80–105	1,5	13
		1,5	22
ПР, КПРУ	43–54	1,0	7–8
		1	11
Пулевые			
ПВКТ, ПВТ	70–73	0,8–2,3	23
Гидропескоструйные			
АП-6М100	100	0,8–2,3	10
АП-6М80	80	0,8–2,3	

для многих типов перфораторов имеется минимальное гидростатическое давление, начиная с которого они могут быть применены;

перфораторы типа ПНКТ не могут быть использованы в случае выноса из пласта больших объемов породы и твердой фазы бурового раствора;

наращивание плотности перфорации, очистка призабойной зоны пласта при использовании перфораторов типа ПНКТ требуют полного подъема НКТ вместе с корпусом перфоратора;

в скважинах с углом искривления больше $0,7$ рад (40°) перфораторы типа ПНК и ПНКТ имеют преимущества по проходимости;

вскрытие пластов при депрессии может осуществляться только перфораторами типа ПР, КПРУ, ПНКТ;

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ-70, ПВТ-73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в коллекторах третьей и четвертой категорий и пластах, представленных тонкослоистым чередованием;

бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую производительность и могут использоваться в случаях, когда не требуется полная сохранность колонны и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отверстий на 1 м.

Решение о выборе типоразмера и плотности перфорации принимает геологическая служба нефтегазодобывающего управления.

При гидропескоструйном методе вскрытия монолитные однородные по проницаемости пласты вскрывают точечными каналами. Плотность перфорации $2-4$ отверстия на 1 м. Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые коллекторы (песчаники, известняки, доломиты) эффективнее вскрывать вертикальными щелями высотой не менее 100 мм и не более 500 мм. Максимальный охват пласта обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке. При вскрытии пластов гидропескоструйным методом применяют пескоструйные перфораторы АП-6М с насадками диаметром $4,5-6,0$ мм. Технология проведения гидропескоструйной перфорации разрабатывается согласно Временной инструкции по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта.

9.9. СКИН-ЭФФЕКТ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

Каракас и Тарик (1988 г.) разработали способ расчета скин-эффекта, возникающего при наличии перфорации. Он является сложным и включает в себя эффект потока на плоскости S_h , эффект вертикальной сходимости S_v , а также скважинный эффект S_{wb} .

Отсюда

$$S_p = S_h + S_v - S_{wb}. \quad (9.8)$$

Псевдоскин-фактор S_h определяется по формуле

$$S_h = \ln \frac{r_w}{r_w'(\theta)}, \quad (9.9)$$

где r_w – радиус скважины, $r_w'(\theta)$ – эффективный радиус скважины, зависит от угла расположения θ ,

$$r_w'(\theta) = \begin{cases} l_p/4 & \text{при } \theta = 0, \\ \alpha_\theta(r_w + l_p) & \text{при } \theta \neq 0, \end{cases} \quad (9.10)$$

где l_p – глубина перфорации, а α_θ – переменная, которую можно получить из табл. 9.5.

Вертикальный псевдоскин-фактор S_v можно рассчитать после определения некоторых безразмерных переменных:

$$h_D = \frac{h}{l_p} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}, \quad (9.11)$$

где h – расстояние между перфорационными отверстиями, которое обратно пропорционально плотности перфорирования; k_h и k_v – горизонтальная и вертикальная проницаемости соответственно;

Таблица 9.5
Зависимость α_θ от расположения перфорационных отверстий

Расположение перфорационных отверстий, градус	α_θ
360	0,250
180	0,500
120	0,648
90	0,726
60	0,813
45	0,860

$$r_{pD} = \frac{d_{\text{перф}}}{2h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right), \quad (9.12)$$

где $d_{\text{перф}}$ – диаметр перфорационного отверстия;

$$r_{wD} = r_w / (l_p + r_w). \quad (9.13)$$

Тогда вертикальный псевдоскин-эффект определяется по формуле

$$S_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b, \quad (9.14)$$

где

$$a = a_1 \log r_{pD} + a_2; \quad (9.15)$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2. \quad (9.16)$$

Значения постоянных a_1 , a_2 , b_1 и b_2 приведены в табл. 9.6 в зависимости от угла расположения θ .

И, наконец, скин-эффект скважины S_{wb} может быть примерно определен из уравнения

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}}, \quad (9.17)$$

а значения постоянных c_1 и c_2 находят из табл. 9.7.

Т а б л и ц а 9.6

Коэффициенты вертикального скин-эффекта

θ , градус	a_1	a_2	b_1	b_2
360	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672
180	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115
120	-2,018	0,0634	1,6136	1,7770
90	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935
60	-1,898	0,1023	1,3654	1,6490
45	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392

Т а б л и ц а 9.7

Значения переменных c_1 и c_2

Расположение перфорационных отверстий, градус	c_1	c_2
360	1,6	2,675
180	2,6	4,532
120	6,6	5,320
90	1,9	6,155
60	3,0	7,509
45	4,6	8,791

Пример 1. Пусть $r_w = 0,124$ м, $l_p = 0,203$ м, $h = 0,101$ м; $k_h/k_v = 3$; $r_{\text{перф}} = 0,006$ м и $\theta = 90^\circ$.

Из уравнений (9.10) и табл. 9.5 $r'_w(\theta) = 0,238$ м и, таким образом, из уравнения (9.9) $S_h = -0,65$. Из уравнений (9.11), (9.12) и (9.13) безразмерные переменные h_D , r_{pD} и r_{wD} равны соответственно 0,86, 0,05 и 0,38. Из уравнения (9.15) и табл. 9.6 $a = 2,58$ и из уравнения (9.16) и табл. 9.6 $b = 1,73$. Тогда из уравнения (9.14) $S_v = 1,9$. И, наконец, из уравнения (9.17) и табл. 9.7 $S_{wb} = 0,02$.

Общий скин-эффект перфорирования получен из уравнения (9.8) и в данном случае составляет +1,3.

Рассмотрим сочетание скин-эффекта повреждения и скин-эффекта перфорирования. Каракас и Тарик (1988) показали, что скин-эффект повреждения и скин-эффект перфорирования могут быть определены приближением

$$(S_{\alpha})_p = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + S_p \right) = (S_{\alpha})_0 + \frac{k}{k_s} S_p, \quad (9.18)$$

когда перфорационные каналы заканчиваются внутри поврежденной зоны ($l_p < l_{\alpha}$). В уравнении (9.18) r_s – радиус поврежденной зоны и $(S_{\alpha})_0$ – эквивалентный скин-эффект в необсаженной скважине.

Пример 2. Если $l_p = 0,366$ м ($r_s = 0,489$ м), а коэффициент снижения проницаемости (k/k_s) = 5, тогда из уравнения (9.18) и в соответствии со скин-эффектом, рассчитанным выше, $(S_D)_p = 12$.

Каракас и Тарик (1988) также показали, что скин-эффект поврежденной зоны для перфорационных каналов, оканчивающихся снаружи поврежденной зоны, может быть определен приближением

$$(S_{\alpha})_p = S_p - S'_p, \quad (9.19)$$

где S'_p – скин-эффект перфорации при видоизмененных длине перфорации l'_p и радиусе r'_w , определяемых по уравнениям

$$l'_p = l_p - \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) l_{\alpha}, \quad (9.20)$$

$$r'_w = r_w + \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) l_{\alpha}. \quad (9.21)$$

Величины l'_p и r'_w применяются вместо l_p и r_w для расчета S_p .

Если в предыдущем примере $l_{\alpha} = 0,122$ м, тогда видоизмененные длина l'_p и радиус r'_w равны 0,116 и 0,221 м соответственно. Затем, из уравнения (9.19) значение $(S_{\alpha})_p = 1$, что намного ниже значения, рассчитанного для случая, когда длина поврежденной зоны превышает длину перфораций.

9.10. ВЛИЯНИЕ ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В Российской Федерации более 90 % объемов работ по вторичному вскрытию проводится путем кумулятивной перфорации в условиях превышения забойным давлением пластового. При этом по действующим в настоящее время единым техническим правилам ведения буровых работ требуется заполнять эксплуатационную колонну буровым раствором, применяемым при первичном вскрытии пластов.

За рубежом отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные жидкости для перфорации без твердой фазы или содержащие кислоторастворимые наполнители.

В отечественной практике аналогичные способы ведения работ пока не нашли широкого применения по различным причинам. Однако их применение необходимо.

Перед перфорацией при депрессии башмак НКТ или НКТ с перфоратором ПНКТ спускают до такой глубины, чтобы была обеспечена надежность замены жидкости в интервале перфорации и выше него на 100–150 м на перфорационную жидкость (ИЭР, нефть, дизельное топливо, РНО, водный раствор сульфанола, полимерный раствор, водные растворы хлоридов и бромидов Na, K, Ca, Zn и др., пластовая вода). Затем перфоратор ПНКТ или башмак НКТ устанавливают в необходимое положение и приступают к созданию депрессии (замещают жидкость скважины на нефть, дизельное топливо, пену, техническую воду, облегченные растворы без твердой фазы).

Для перфорации при репрессии на пласт скважину (либо зону интервала перфорации и на 100–150 м выше нее) следует заполнить перфорационной жидкостью, не содержащей твердой фазы. Наиболее благоприятные условия перфорации при репрессии обеспечивают перфорационные жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизельное топливо, ИЭР, ИБР). Эти жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов отмечается при использовании в качестве жидкостей перфорации пластовых вод и водных растворов хлористого кальция, хлористого калия, бромистого калия, бромистого цинка.

Общие требования ко всем перфорационным и рабочим жидкостям гидропескоструйной перфорации следующие:

жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами и не вызывать набухания глин, осадкообразования и образования эмульсии;

жидкости должны быть технологичными с точки зрения легкости их приготовления, хранения, использования;

коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимой величины;

жидкости должны быть совместимы с буровым раствором или жидкостями, заполняющими скважину;

жидкости не должны загрязнять окружающую среду;

жидкости и условия их применения должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности, а также безопасности людей, выполняющих работу с этими жидкостями;

жидкости должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации.

Выбор перфорационной жидкости осуществляется в зависимости от категории продуктивных пород, физических свойств пластовых флюидов, величины пластового давления и типа бурового раствора, применявшегося при первичном вскрытии продуктивных пород. Для правильного выбора перфорационной жидкости рекомендуется проводить лабораторные исследования на совместимость перфорационной жидкости с породой пласта, насыщающим ее фильтратом бурового раствора и пластовыми флюидами. При любой категории пород и любом пластовом давлении, если продуктивные пласты вскрывались с использованием углеводородных буровых растворов (известково-битумных, инвертных, эмульсионных), то в качестве перфорационной среды должны быть использованы только углеводородные жидкости без твердой фазы. Если возникает необходимость утяжеления перфорационных жидкостей, то их следует утяжелять легкорастворимыми утяжелителями (CaCO_3 , FeCO_3). При нормальных и аномально высоких пластовых давлениях, если продуктивные породы вскрывались растворами на водной основе, то в качестве перфорационных сред следует применять водные растворы солей, не содержащие твердой фазы, минерализация которых должна быть не менее минерализации фильтрата бурового раствора. Если плотность выбранного водного раствора солей не обеспечивает достаточно забойного давления, то выше интервала перфорации закачивают буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии, с разделительной буферной пачкой.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в настоящее время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные отечественных и зарубежных исследований свидетельствуют, что в этих условиях происходит кольматация глинистыми частицами перфорационных каналов, в результате чего их пропускная способность снижается в 2 раза и более. К сожалению, такая технология применяется на многих месторождениях и сейчас.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных жидкостей без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое применение нашли водные растворы солей, полимерные солевые растворы, растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие.

Применение специальных жидкостей при вторичном вскрытии пластов дает более высокий эффект по сравнению с перфорацией в среде бурового (глинистого) раствора. Однако при этом не исключается кольматация пласта коллектора взвешенными частицами, попадающими в жидкость в процессе ее приготовления, транспортировки и закачки в скважину. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследований, представленные на рис. 9.7, из которых видно, что при концентрации твердых частиц в перфорационных жидкостях 485 мг/л резко ухудшаются коллекторские свойства пород. Вследствие этого дальнейшее совершенствование технологии вторичного вскрытия пластов потребовало решения вопросов глубокой очистки перфорационных жидкостей от взвешенных частиц. В результате в зарубежной практике получила распространение технология вторичного вскрытия, которую можно считать третьим этапом ее развития. Отличительной особенностью этой технологии является проведение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц в перфорационной среде.

Новая технология предусматривает замещение бурового раствора в скважине перфорационными жидкостями без твердой фазы в несколько этапов:

замена бурового раствора в эксплуатационной колонне водой;
отмывание ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и ПАВ по замкнутому циклу емкость – насос – фильтр, а для удаления вымываемых твердых частиц – скважина – емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для удаления из воды вымываемых твердых частиц и перфорационных жидкостей используют фильтры различных кон-

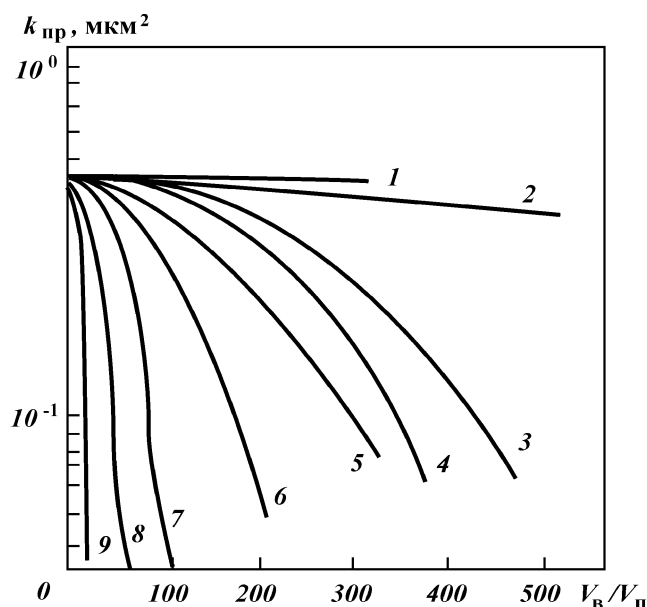


Рис. 9.7. Снижение проницаемости ядра в результате фильтрации воды с различной концентрацией твердой фазы в зависимости от отношения объема воды V_v к объему порового пространства ядра V_p .

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Концентрация твердой фазы, мг/л.....	2	2,5	14	26	48	50	84	110	485

струкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненные кварцевым песком и др.

Другим важным вопросом, определяющим состояние ПЗП при вскрытии пластов путем перфорации, является выбор типа специальных жидкостей для конкретных геолого-технических условий.

В процессе вторичного вскрытия под действием избыточного давления происходит фильтрация перфорационной среды из скважины в пласт, что может существенно ухудшить его проницаемость вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата специальных жидкостей.

Важное практическое значение при определении затрат времени и средств на проведение работ по вторичному вскрытию пластов имеет степень заполнения эксплуатационной колонны перфорационной жидкостью.

По этому критерию выделяются две известные технологии вторичного вскрытия пластов.

Первой предусматривается заполнение специальной жидкостью всего ствола скважины. Для ее реализации приходится заготавливать до 50–60 м³ перфорационной жидкости на скважино-операцию. Значительные затраты, связанные с приготовлением, транспортировкой, хранением или утилизацией больших объемов перфорационной жидкости, сдерживают широкое применение этой технологии в отечественной практике.

Перспективным следует считать вторую технологию, предусматривающую закачку порции перфорационной жидкости в зону перфорации. При такой технологии перфорационной жидкостью заполняются, как правило, только 100–300 м нижней части ствола скважины. Для создания необходимой репрессии на вскрываемый продуктивный пласт верхняя часть эксплуатационной колонны заполняется буровым раствором или другой жидкостью соответствующей плотности. За счет многократного уменьшения объема используемой перфорационной жидкости затраты на реализацию этой технологии значительно ниже по сравнению с первой.

Однако при порционной закачке специальная жидкость загрязняется и смешивается с буровым раствором, заполняющим скважину. Последнее обстоятельство сводит на нет целесообразность применения этой жидкости. Поэтому технология вторичного вскрытия с порционной закачкой жидкости специальной плотности в зону перфорации требует использования буферных разделителей, которые должны выполнять следующие функции:

- предотвращать смешение в скважине перфорационной среды и бурового раствора в течение нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др.;

- обеспечивать свободное прохождение всех приборов до забоя скважины;

- при контакте с перфорационной жидкостью не ухудшать ее свойств в результате загрязнения собственными компонентами.

Известные буферные жидкости предназначены в основном для использования при креплении скважин. Некоторые из них, такие, как водные растворы ПАВ или полимеров, рекомендуется использовать в качестве буферных разделителей при вторичном вскрытии пластов.

9.11. ВЫБОР ТИПА ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

При выборе типа перфорационной жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, определяющими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. Кроме того, необходимо учитывать и свойства фильтрата, проникшего в пласт в процессе первичного вскрытия. Новая методика включает следующие операции:

1) определение начальной нефтепроницаемости ядра k_0 по установившемуся перепаду давления Δp_0 при фильтрации нефти с постоянным расходом;

2) моделирование стадии первичного вскрытия; обработка ядра фильтратом бурового раствора в количестве, соответствующем не менее пяти объемам порового пространства;

3) моделирование стадии вторичного вскрытия; обработка ядра перфорационной жидкостью в количестве, соответствующем не менее пяти объемам порового пространства;

4) моделирование начальной стадии освоения; вытеснение перфорационной жидкости из ядра в обратном направлении фильтратом бурового раствора;

5) моделирование конечной стадии освоения; вытеснение фильтрата бурового раствора нефтью до получения постоянного перепада давления, по которому определяют конечную нефтепроницаемость ядра k_1 и коэффициент $\beta = k_1/k_0$.

В процессе вытеснения фильтрата регистрируют изменение относительного перепада давления на ядре ($\Delta p_T/\Delta p_0$) в зависимости от отношения объема профильтрованных жидкостей к объему порового пространства ($V_{ж}/V_{п}$). Функция $\Delta p_T/\Delta p_0 = f(V_{ж}/V_{п})$ позволяет качественно оценить значение депрессий, необходимое для вызова притока пластового флюида, т.е. степень сложности освоения скважины.

По этой методике исследовано влияние на коллектор основных типов перфорационных жидкостей на водной и углеводородной основе. Опыты проводились с использованием естественных ядер, представленных песчаниками каменноугольных отложений, входящих в разрез Днепровско-Донецкой впадины, длиной 5 см и проницаемостью 0,1–0,3 мкм². Образцы пород экстрагировались с последующим насыщением модели нефтью (80 %) и пластовой водой (20 %).

Результаты экспериментов показали, что эффективность применения специальных жидкостей в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 9.8).

Т а б л и ц а 9.8

Эффективность применения специальных жидкостей

Состав фильтрата, попадающего в керн, при вскрытии		Температура проведения опыта, °С	$\beta = k_1/k_0$
первичном	вторичном		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3% -ный водный раствор КМЦ-600	20% -ный водный раствор CaCl ₂	20	0,62
То же	То же	80	0,58
“	Фильтрат ИЭР	20	0,39
“	То же	80	0,34
0,5% -ный раствор эмульгатора в дизельном топливе	20% -ный водный раствор CaCl ₂	20	0,48
То же	То же	80	0,44
“	Фильтрат ИЭР	20	0,78
“	То же	80	0,73
Без учета условий первичного вскрытия			
–	20% -ный водный раствор CaCl ₂	20	0,72
	Фильтрат ИЭР	20	0,90

Если при разбурировании пластов использовался раствор на водной основе, то применение при перфорации раствора CaCl₂ обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Эксперименты показали, что при прочих равных условиях минимальное загрязнение коллектора достигается в случае использования при первичном вскрытии и перфорации растворов с аналогичной природой смачивания. Сопоставление эффективности применения различных специальных жидкостей на водной основе при перфорации показывает, что полимерные растворы уступают чистым солевым растворам как по степени сложности вытеснения фильтратов, так и по значению коэффициента β .

Следовательно, к наиболее перспективным перфорационным жидкостям в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na⁺, K⁺ и Ca²⁺. Для приготовления солевого раствора плотностью до 1,40 г/см³ целесообразно использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелой – бромид кальция.

При реализации высокоэкономичного варианта технологии вторичного вскрытия с порционной закачкой перфорационной жидкости в зону перфорации одним из главных вопросов является выбор буферного разделителя. В этих условиях буфер

должен предотвратить смешение перфорационной среды и бурового раствора как в процессе закачки в скважину, так и в течение последующих нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др. Задача эта чрезвычайно сложна, так как связана с необходимостью выполнения взаимоисключающих требований. С одной стороны, для надежного разобщения систем необходимо создать прочную структуру в буферном разделителе; с другой – показатели структурных свойств буферного раствора должны быть такими, чтобы обеспечивалось свободное прохождение перфоратора.

При использовании водных растворов в качестве буферных разделителей возможно разделение перфорационной жидкости и бурового раствора в процессе последовательного их течения в колонне. Однако при этом отмечается значительное загрязнение жидкости полимерами, которые отрицательно влияют на фильтрационные свойства коллектора. Предотвратить этот процесс, а также надежно изолировать жидкость можно при использовании в качестве буферного разделителя инвертной эмульсии. В этом случае буферная жидкость противоположна по природе смачивания разделяемым жидкостям. Взаимного растворения жидкостей не происходит, что предотвращает загрязнение специальных жидкостей (СЖ) компонентами буферного разделителя.

Следовательно, можно рекомендовать для изоляции порции солевого раствора при вторичном вскрытии пластов использовать в качестве буферной жидкости инвертные эмульсии с повышенным содержанием водного компонента до 60–70 %. Необходимая термостабильность таких систем достигается за счет выбора соответствующего типа эмульгатора. При забойных температурах до 90 °С в качестве последнего может применяться широко используемый в нефтяной промышленности эмультал. Плотность инвертных эмульсий можно регулировать путем использования в качестве водного компонента солевых растворов необходимой концентрации. Повышение плотности эмульсии более 1,20 г/см³ достигается за счет применения твердых утяжелителей, например мела или барита.

9.12. ОЧИСТКА ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ ОТ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ

Без тщательной очистки перфорационной жидкости от взвешенных частиц нельзя считать проблему качественного вскрытия пластов решенной. Однако, как показывает

зарубежный опыт, очистка жидкости с применением фильтров сложна и очень трудоемка. В различных отраслях промышленности практикуется удаление взвесей из воды путем осаждения их с помощью коагулянтов и флокулянтов. Как правило, этот метод применяется при осветлении слоев небольшой толщины.

Технологическая схема очистки порции перфорационной жидкости (солевого раствора) в скважине включает следующие этапы:

обработка перфорационной жидкости флокулянтном на поверхности;

доставка жидкости в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем;

отстаивание жидкости на забое для осаждения взвешенных частиц в зумпф.

Метод отстаивания широко применяется для очистки сточных вод при комплексной обработке их коагулянтном и флокулянтном.

Оптимальные условия для очистки перфорационной среды методом отстаивания достигаются при вводе в состав солевого раствора катионов кальция и обработке его 0,005–0,007 % ПАА. Процесс осветления столба солевого раствора высотой 300 м по продолжительности не превышает подготовительных работ к перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

Таким образом, при разработанной методике очистки порции солевого раствора на забое скважины достигается высокая степень удаления взвешенных частиц и в отличие от способов очистки перфорационной жидкости, применяемых за рубежом, практически не создаются дополнительные задержки в процессе вторичного вскрытия пластов.

9.13. ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПУТЕМ ПЕРФОРАЦИИ В СРЕДЕ ОЧИЩЕННОГО СОЛЕВОГО РАСТВОРА

На основе проведенного комплекса исследований разработана технология вторичного вскрытия пластов, предусматривающая заполнение зоны перфорации водным солевым раствором, содержащим катионы кальция и флокулянт, разделение его с буровым раствором порцией инвертной эмульсии, очистку перфорационной среды от твердой фазы методом отстаивания на

забое и проведение работ по перфорации колонны. На подготовительном этапе реализации технологии выбираются типы и объемы жидкостей для заполнения скважины.

9.13.1. СИСТЕМЫ ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В качестве жидкости для заполнения верхней части ствола скважины используется буровой раствор, применяемый при первичном вскрытии продуктивных пластов. Такой раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и накопления его на границе с буферной жидкостью (БЖ), что может затруднить прохождение перфораторов. Дополнительная обработка бурового раствора до требуемых показателей технологических свойств осуществляется перед началом работ по закачке в скважину перфорационной жидкости. Ниже бурового раствора располагается порция буферной жидкости – разделителя (рис. 9.8). Для предотвращения перемещений жидкостей под действием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, возрастала в направлении сверху вниз не менее чем на $0,20\text{--}0,40 \text{ г/см}^3$.

Данные о рецептурах и показателях технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в табл. 9.9.

В качестве водного компонента инвертной эмульсии целесообразно использовать солевой раствор того же типа, которым заполняется зона перфорации. Плотность водного компонента ρ_v определяют исходя из необходимой плотности буферной жидкости $\rho_{б.ж}$ при заданном значении водосодержания B эмульсии:

$$\rho_v = \frac{\rho_{б.ж} - \rho_y(1 - B)}{B}, \quad (9.22)$$

где ρ_y – плотность углеводородного компонента инвертной эмульсии.

Выбор значений B и ρ_v должен, по возможности, исключить или свести к минимуму применение утяжелителя для достижения нужной плотности БЖ. Объем буферной жидкости определяют из расчета на заполнение $100\text{--}150 \text{ м}$ ствола скважины.

Ниже буферного разделителя располагается перфорационная жидкость – перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен содержать не менее 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и $0,005\text{--}0,007 \%$

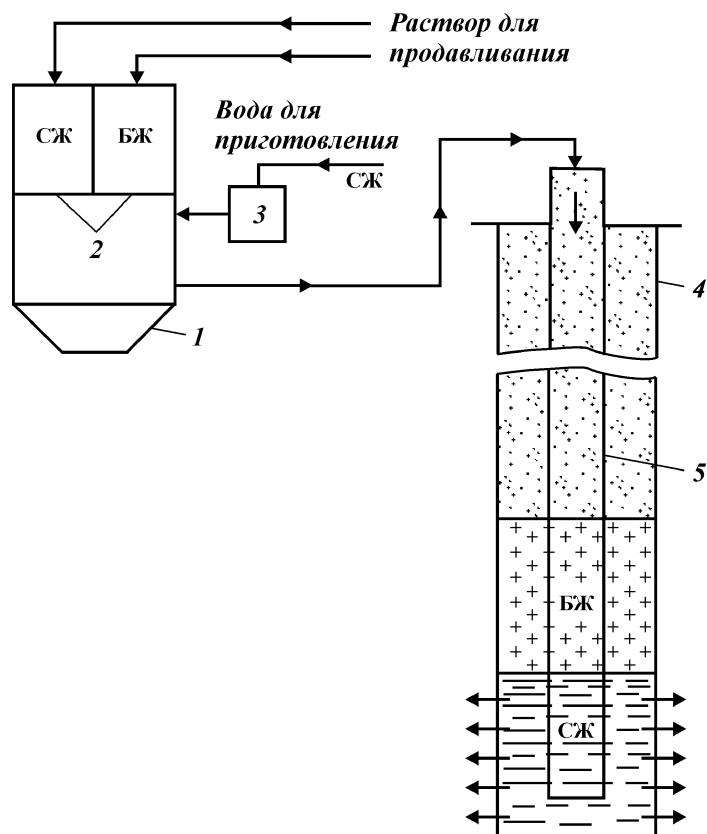


Рис. 9.8. Технологическая схема порционной закачки СЖ в зону перфорации с отделением от раствора в скважине буферной жидкостью:
 1 – цементировочный агрегат; 2 – мерные емкости; 3 – емкость для затворения соли; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – колонна НКТ

ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуется определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, расположенного на 50–100 м выше верхних перфорационных отверстий.

Солевой раствор и буферная жидкость готовятся в глиномешалке или в мерных емкостях цементировочного агрегата (ЦА). В последнем случае для затворения соли используется дополнительная емкость вместимостью 0,5–1 м³. Приготавливать перфорационную жидкость и инертную эмульсию наиболее рационально централизованно, на специальном пункте, с достав-

Т а б л и ц а 9.9

Но- мер ре- цеп- туры	Компоненты буферной жидкости			Контролируемые показатели свойств			Максималь- ная темпера- тура приме- нения, °С
	Наименование	Объемная доля, %	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напряжение электропро- боя, В	
1	Дизельное топли- во	23–28	0,92–0,94	100–150	15–35/20–55	140–180	90
	Эмультал	2					
2	Пресная вода	60–70	0,96–1,20	120–180	15–40/25–70	150–200	90
	Дизельное топли- во	28–38					
3	Эмультал	2	0,96–1,16	130–135	18–20/30–35	180–250	90
	Водный раствор CaCl ₂ *	60–70					
	Нефть сырая	38	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150
	Эмультал	2					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60					
	Дизельное топли- во	27–37					
	Эмульгатор “Нефтехим”	3					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60–70					

* Значение ρ = 1020 ÷ 1380 кг/см³.

кой на буровую с помощью автоцистерн. Обработка солевого раствора флокулянтам (ПАА), а также добавление при необходимости коагулянта (CaCl_2) осуществляется непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по замкнутому циклу в течение 15–30 мин.

9.13.2. ЗАКАЧКА ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНУ

Зона перфорации заполняется порцией солевого раствора после опрессовки эксплуатационной колонны. С этой целью в скважину спускают до забоя колонну НКТ и обвязывают ее с ЦА. Одна мерная емкость ЦА заполняется буферным разделителем, а другая – солевым раствором.

Закачка жидкостей базируется на принципе баланса давлений в колонне НКТ и затрубном пространстве и осуществляется в определенной последовательности (см. рис. 9.8):

буферный разделитель объемом V_1 , обеспечивающем заполнение кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ на заданную высоту H ;

солевой раствор в расчетном объеме;

буферный разделитель объемом V_2 , достаточном для заполнения колонны НКТ в интервале высотой H ;

продавочная жидкость (того же типа, что и заполняющий скважину раствор) в количестве, обеспечивающем доставку перфорационной жидкости в зону перфорации.

Расчет объемов первой и второй порций буферного разделителя производится по следующим формулам:

$$V_1 = 0,785(D_1^2 - D_2^2)H; \quad (9.23)$$

$$V_2 = 0,785D_3^2H, \quad (9.24)$$

где D_1 – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; D_2 , D_3 – соответственно наружный и внутренний диаметры НКТ.

Если в скважине перед закачкой перфорационной жидкости находилась вода, а для создания необходимой репрессии на пласт требуется более тяжелая жидкость, то в этом случае после завершения продавливания колонну НКТ поднимают до верхней границы буферного разделителя с последующей заменой воды буровым раствором.

Минимальный разрыв во времени между закачкой СЖ и началом перфорации определяется продолжительностью осаждения взвешенных частиц из зоны перфорации в зумпф. Как правило, это время меньше продолжительности подъема колонны

НКТ и установки на устье скважины перфорационной задвижки.

Дальнейшие работы по перфорации и освоению скважины проводятся в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

9.14. ПЕРФОРАЦИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

При простреливании обсадных колонн и цементного кольца в последнем возникают напряжения как за счет взрывной волны, так и за счет прохождения пули или кумулятивной струи. Эффективность перфорации в цементном кольце зависит от многих факторов. При прочих равных условиях глубина пробитого канала зависит от плотности преграды, степени насыщения водой и ее механических свойств (предела прочности, пластичности, сопротивляемости кратковременным нагрузкам, сжимаемости и пр.). Однако значения прочности, определенные при статическом приложении нагрузки, не могут полностью характеризовать сопротивляемость породы разрушению, так как при взрыве большую роль играют динамические нагрузки.

Обследование интервала перфорации в скважинах и на стендах с помощью фотоаппаратов и другими методами выявило наличие трещин различных размеров в теле трубы. В отдельных случаях при промывке скважин после перфорации наблюдается вынос обломков цементного камня и породы. Деформация цементного камня сопровождается его растрескиванием и нарушением контакта с обсадной колонной.

С уменьшением механической прочности образцов как при пулевой, так и при кумулятивной перфорации диаметр отверстия возрастал (особенно при кумулятивной), а поверхность канала становилась менее ровной.

С увеличением температуры до 75 °С как при пулевой, так и при кумулятивной перфорации каналы имели более правильную форму, что объясняется увеличением механической прочности образцов. Трещин не было.

При температуре 110 °С и давлении 10 МПа пределы прочности образцов на изгиб изменялись от 2,72 через 3 ч до 4,6 МПа через 96 ч. При давлении 10 МПа и температуре 140 °С пределы прочности на изгиб и сжатие снижались от 3,08 соответственно и 6,42 МПа через 3 ч до 1,65 и 3,85 МПа через 96 ч. Образцы, твердевшие при более высоких температурах, отличались более рыхлой структурой. При кумулятивной перфорации образцы, твердевшие при температуре 110 °С, имели примерно одинаково

вые отверстия и характер их поверхности. Образцы, твердевшие при более высоких температурах (140 и 200 °С) и давлении 10 МПа, в связи с тем, что цементный камень имел меньшую прочность, сильно разрушились, причем при принятых размерах образцов происходило “выдувание” цементного камня. Во всех случаях на образцах или уцелевших кусках трещинообразования не отмечалось. С увеличением диаметра образцов до 200 мм при простреливании их результаты остались теми же.

С увеличением механической прочности цементного камня снижается глубина проникновения пуль при перфорации ССП-4 1/4". При наличии 10-мм стальной пластины пулевой перфоратор может эффективно пробить цементный камень на глубину 100 мм с прочностью на изгиб 6,0–7,0 МПа. В связи с загрязненностью продуктивных горизонтов практически трудно добиться эффективного сообщения их со скважиной с помощью указанного перфоратора.

При высоких механических прочностях цементного камня не всегда обеспечивается сообщение между пластом и скважиной. Температура и давление практически влияют на поведение цементного камня при перфорации лишь постольку, поскольку они изменяют его механические показатели. Снижение последних приводит к увеличению диаметра отверстия и глубины прострела.

Портландцементный и шлаковый камни, сформированные в скважине ($t = 140$ °С, $p = 45,0$ МПа) между концентрически расположенными трубами при перфорации не растрескивались.

Растрескиваний трубы в этих зонах также не наблюдалось, за исключением лишь тех случаев, когда перфорационные отверстия располагались очень близко друг к другу.

В скважине, где буровой раствор вытесняется не полностью, и он (либо обезвоженная глинистая корка) располагается между цементным камнем и стенкой скважины, цементный камень при перфорации растрескивается и дезинтегрирует, тогда как при сплошном заполнении кольцевого пространства разделения цементного камня на куски не происходит.

ГЛАВА 10

ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

10.1. МЕТОДЫ ОПРОБОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ

Для оценки промышленной нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза проводят специальные исследования, объем и методы которых зависят от целевого назначения скважины. Эти исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазоносности отдельных интервалов и предварительную оценку их промышленной значимости, получение достоверных данных для подсчета запасов и последующего проектирования системы разработки месторождений, определение эксплуатационных характеристик пласта.

Для оценки продуктивности разреза применяют косвенные и прямые методы. Косвенные методы позволяют получить характеристики, косвенным образом указывающие на присутствие нефти или газа в исследованном интервале. К косвенным методам относятся оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в скважине. Прямые методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т.д.). Прямые методы требуют вызова притока нефти или газа из пласта.

Наиболее полная информация об исследуемых нефтегазовых объектах может быть получена при использовании прямых методов, т.е. основанных на вызове притока из пласта. В задачу исследования прямым методом входят такие вопросы, как выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта, отбор проб пластовой жидкости для

изучения ее состава и свойств, установления соотношения компонентов в пластовом флюиде, оценка возможного дебита из исследуемого объекта, измерение пластового давления, получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта, вскрытого скважиной.

В группе прямых методов выделяют стационарные и экспресс-методы. Стационарные методы предполагают, что исследование ведут на установившемся режиме фильтрации. Например, метод пробной эксплуатации, когда наблюдения ведутся в течение длительного времени (до месяца и более), и метод установившихся отборов, когда наблюдения и замеры проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока, позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины.

Исследования по экспресс-методу требуют значительно меньше времени. В основе его лежит контроль за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщающемся с продуктивным пластом после вызова притока из него.

Иногда в малодебитных скважинах применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению предварительно сниженного уровня жидкости в скважине.

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование.

Задача опробования – вызвать приток флюида из пласта, отобрать его пробу для анализа, определить свободный дебит скважины. При проведении испытаний ставятся более широкие задачи.

Практикуют два метода исследования скважин: "снизу вверх" и "сверху вниз".

При исследовании по методу "снизу вверх" скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной и цементной оболочкой за ней. Испытания начинают с самого нижнего объекта, для чего обсадную колонну против этого пласта перфорируют, осуществляют вызов притока, отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения. После завершения испытания нижнего объекта устанавливают цементный мост или резиновый тампон выше перфорированного участка, рассчитанный на перепад давления до 25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну против выше расположенного объекта, испытывают его и переходят к следующему объекту, перемещаясь вверх. Отсюда и название метода "снизу вверх".

Этот метод продолжают применять в настоящее время, хотя он имеет существенные недостатки: загрязняются в открытом стволе пройденные при добурировании скважины пласты, имеет место искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением; необходимо спускать и цементировать обсадную колонну для разобщения опробываемых объектов.

Для устранения отмеченных недостатков были созданы специальные измерительные инструменты, которые позволили опробовать и испытать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после вскрытия. С созданием таких инструментов появился новый способ, получивший название метода "сверху вниз".

Для его реализации используют различные глубинные инструменты, которые по конструктивному исполнению, особенностям применения и назначению можно условно разделить на три типа: а) пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне труб; б) аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия бурением намеченного объекта; в) аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом пласте получают с помощью пластоиспытателя на колонне труб. Аппараты второго и третьего типов позволяют выполнить лишь опробование пласта, поэтому их обычно называют опробователями.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое при промывке скважины не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис. 10.1, I). После спуска пробоотборника в пакерующее устройство открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора; происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола (рис. 10.1, II). С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в пробоотборнике и давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину (рис. 10.1, III) и попадает в пробоотборник. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления.

По истечении времени, отведенного для опробования пласта,

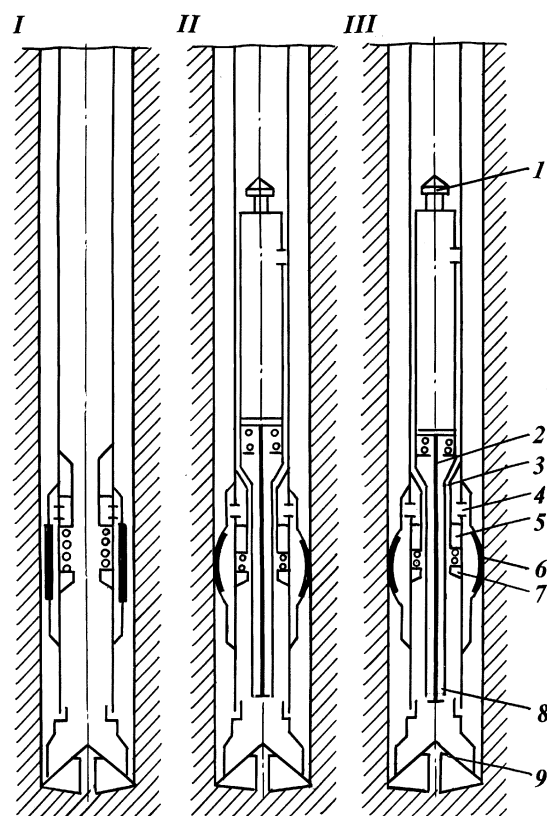


Рис. 10.1. Этапы (I–III) работы опробователя, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:
 1 – шлифовая головка; 2 – грунтоноса; 3 – седло запорного устройства; 4 – впускное окно; 5 – отсекатель; 6 – пакерующее устройство; 7 – нижнее седло опробователя; 8 – впускной клапан; 9 – долото

давление в бурильной колонне снижают, в результате чего закрывается клапан в пробоотборнике и пакер постепенно возвращается в исходное положение. Пробоотборник захватывают овершотом и поднимают при помощи кабеля на поверхность. Иногда пробоотборник извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

Пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле, применяют тогда, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для оценки изменения проницаемости пла-

ста по мощности, для определения положения границы пластовой воды и нефти и т.п.

После подъема буровой колонны пробоотборник спускают в скважину на заданную глубину (рис. 10.2, I). С поверхности

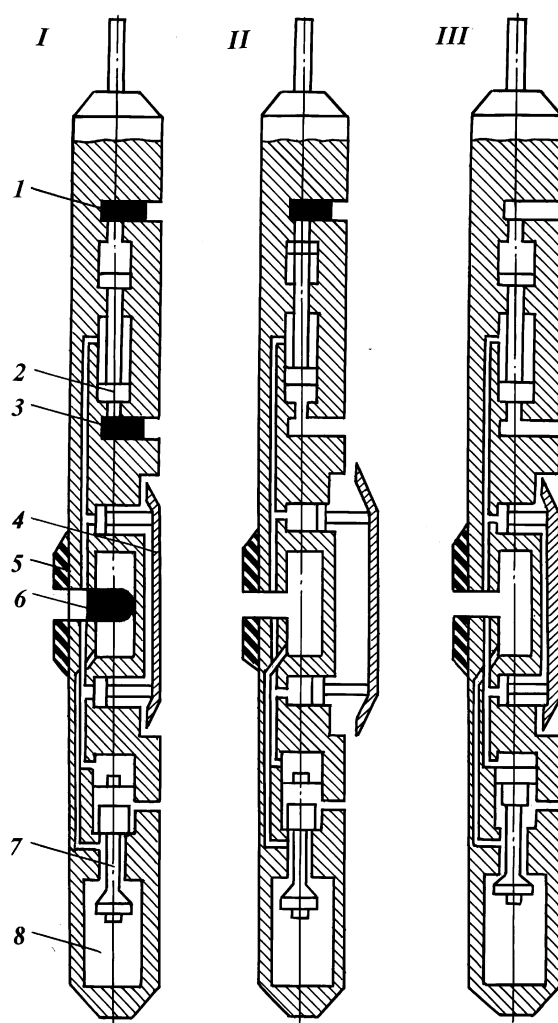


Рис. 10.2. Этапы (I-III) работы пробоотборника на кабеле:
 1 - верхний заряд и заглушка; 2 - дифференциальный возвратный поршень;
 3 - нижний заряд и заглушка; 4 - прижимная лапа; 5 - герметизирующая
 накладка; 6 - кумулятивный заряд; 7 - впускной клапан; 8 - баллон

по кабелю электрическим импульсом подают команду на выдвижение упорного башмака. Он прижимает к ограниченному участку стенки ствола скважины уплотнительную подушку, которая изолирует небольшую площадь открытой поверхности пласта. По команде с поверхности взрывают кумулятивный заряд, и в изолированной части пласта образуется канал, по которому пластовый флюид поступает в нижнюю емкость опробователя (рис. 10.2, *II*). Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Гидравлическая система пробоотборника в конце исследования закрывает входной клапан емкости, в результате отобранная проба запирается, снижается избыточное давление под прижимным башмаком, и под действием пружины он возвращается в транспортное положение (рис. 10.2, *III*).

10.2. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Из экспресс-методов, применяемых при исследованиях в скважине, наибольшее распространение получил способ с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб.

Его применяют для испытания объектов сразу после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правильной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку незагрязненного буровым раствором пласта.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при испытании пластов с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для испытания обсадных колонн на герметичность и выявления в них участков нарушения герметичности и при других работах, когда в ограниченном объеме ствола скважины надо создать депрессию.

Современный пластоиспытатель включает в себя инструменты, аппараты и приборы, скомпонованные воедино для выполнения функций, необходимых при испытании пласта и проведении измерений. Такой испытатель называется комплектом испытательных инструментов (КИИ). Применяющиеся в настоящее время комплекты пластоиспытателей разработаны совместно бывшими Грозненским и Уфимским нефтяными научно-исследовательскими институтами и носят название КИИ-Гроз-УфНИИ. Имеется несколько типоразмеров пластоиспытателей, которые охватывают весь диапазон диаметров скважин от 76 до 295,3 мм (табл. 10.1).

В состав пластоиспытателя входят следующие основные уз-

Т а б л и ц а 10.1

Технические характеристики комплектов испытательных инструментов

Параметры	Тип пластоиспытателя		
	КИИ-65	КИИ-95	КИИ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	65	95	146
Диапазон диаметров скважин, мм	76–109	109–150	190–295
Общая длина комплекта, м	20,0	21,6	17,8
Общая масса комплекта, кг	300	910	1200
Допустимая нагрузка, кН:			
сжатия	150	300	600
растяжения	100	250	400
Допустимое внешнее давление, МПа	80	80	70
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта:			
с обычной резиной	130	130	130
с термостойкой резиной	200	200	200

лы (рис. 10.3): циркуляционный клапан, переводник с глубинным регистрирующим манометром, запорный поворотный клапан ЗПК, гидравлический испытатель пластов ИПГ, ясс, безопасный переводник, пакер, фильтр-хвостовик, опорный башмак.

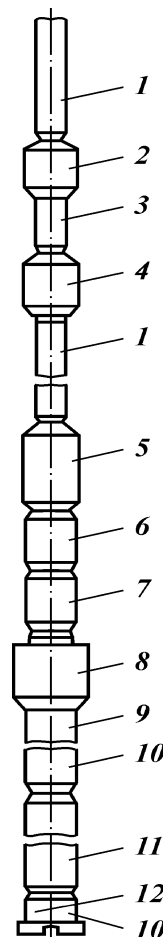
Гидравлический испытатель пластов – главное звено пластоиспытателя – оснащен уравнительным и приемным клапанами. Уравнительный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным и надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуска жидкости при спуске и подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного промежутка времени после закрытия уравнительного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем. Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60–120 кН). По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается.

Запорный поворотный клапан закрывается вращением бурильной колонны с поверхности и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия регистрируется процесс восстановления давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан, установленный над запорным поворотным клапаном, служит для возобновления циркуляции

Рис. 10.3. Схема пластоиспытателя:

1 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3 – глубинный манометр; 4 – запорный поворотный клапан; 5 – гидравлический испытатель пластов; 6 – яс; 7 – безопасный переводник; 8 – пакер; 9 – фильтр; 10 – местоположение глубинных манометров; 11 – хвостовик; 12 – опорный башмак (пята)



бурового раствора по стволу скважины. Для его срабатывания необходимо, чтобы давление внутри бурильной колонны на 7–10 МПа превышало внешнее гидростатическое давление.

В комплект КИИ входит также несколько глубинных манометров, которые помещают в приборном патрубке и устанавливают в других местах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет контролировать достоверность полученной информации об изменении давления и надежность срабатывания систем пластоиспытателя. Проверку осуществляют сопоставлением диаграмм, записанных в разных пунктах. Применяют регистрирующие манометры поршневого или геликсно-го типа. Поршневые манометры используют чаще, хотя по сроку службы и точности измерения они уступают геликсным. Вместе с манометром иногда применяют регистрирующий термометр.

Пластоиспытателями управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изолирует интервал ствола скважины против исследуемого объекта от остальной его части, вызывает приток пластового флюида созданием депрессии на пласт, отбирает пробы пластового флюида на исследование, регистрирует восстановление давления в подпакерной зоне.

Регистрация изменений давления происходит автоматически в течение всего периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

Описанный выше тип пластоиспытателя КИИ-ГрозУфНИИ работает следующим образом:

под действием усилия сжатия за счет разгрузки на забой части веса колонны бурильных труб пакерующее устройство изолирует подлежащий испытанию объект от остальных проницаемых зон в стволе скважины и от воздействия гидростатического

столба жидкости; на этой стадии надпакерная и подпакерная зоны сообщаются между собой (рис. 10.4, I);

по истечении определенного времени срабатывает гидравлическое реле и закрывается уравнительный клапан (рис. 10.4, II), а затем открывается приемный клапан ИПГ (рис. 10.4, III), через который подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью бурильных труб, частично заполненной жидкостью; давление под пакером резко уменьшается до величины гидростатического давления столба жидкости в колонне труб, и на исследуемый пласт действует депрессия, приводящая к притоку пластового флюида внутрь бурильной колонны. При интенсивном притоке на конце отводного трубопровода на устье отмечается выход воздуха, жидкости, заполняющей колонну и даже пластового флюида; вращением колонны труб с поверхности закрывают запорный поворотный клапан и записывают кривую восстановления давления; на конечном этапе дают натяжку инструмента, под воздействием которой закрывается приемный клапан ИПГ, и некоторое время спустя открывается уравнительный клапан, восстанавливающий гидрав-

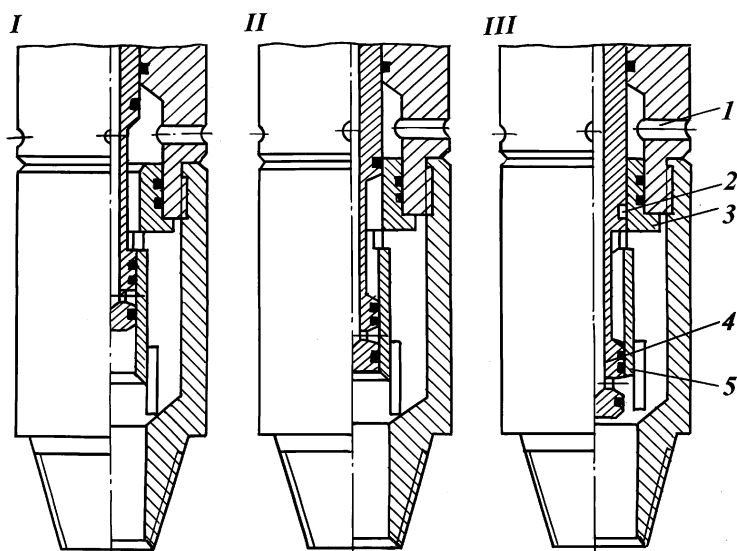


Рис. 10.4. Этапы (I–III) работы клапанов ИПГ:
1 – уравнительные каналы; 2 – уплотнитель уравнительного клапана; 3, 5 – гильзы соответственно уравнительного и приемного клапанов; 4 – приемный клапан

лическую связь подпакерной зоны с надпакерной. Давление в этих зонах выравнивается, и под влиянием натяжения пакер восстанавливает свою форму. В некоторых случаях для его освобождения приходится использовать ясс. В случае прихвата пакера или компоновки фильтра пластоиспытатель развинчивают по безопасному переводнику.

На поверхности пластоиспытатель разбирают и извлекают диаграммы регистрирующих приборов.

Пластоиспытатели КИИ-ГрозУфНИИ имеют недостатки: они одноциклового действия, и повторное испытание возможно только после подъема и спуска инструмента; некоторые узлы недостаточно надежны; область надежной работы пластоиспытателя ограничивается давлениями не свыше 40 МПа.

Для повышения достоверности испытания целесообразно проведение повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ, техническая характеристика которых приведена в табл. 10.2.

Многоциклового гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В комплект МИГ входит многоциклового испытатель пластов ИПМ-2 конструкции СевКавНИПИнефти (рис. 10.5).

Благодаря действию на запорную гильзу избыточной гидростатической силы, фиксирующей ее в нижнем положении (рис. 10.6), появляется возможность многократного открытия и

Таблица 10.2

Технические характеристики пластоиспытателей серии МИГ

Параметры	Тип пластоиспытателя	
	МИГ-127	МИГ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	127	146
Диапазон диаметров скважин, мм	195–243	190–295
Общая длина комплекта, м	27,2	27,4
Общая масса комплекта, кг	5 680	5 440
Допустимая нагрузка, кН:		
сжатия	1 250	1 500
растяжения	600	700
Допустимое внешнее давление, МПа	100	–
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта:		
с обычной резиной	130	130
с термостойкой резиной	200	200

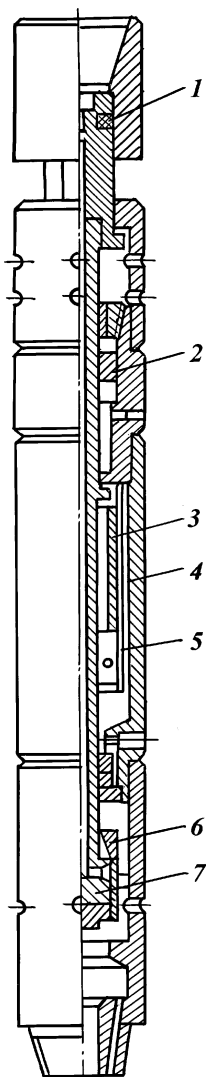


Рис. 10.5. Многоцикловый испытатель пластов ИППМ-2:
 1 – сменный штуцер; 2 – подвижное уплотнение; 3 – тормозной поршень; 4 – калибровочные каналы; 5, 6 – промежуточная и запорная гильзы; 7 – приемный клапан

закрытия запорного клапана при закрытом уравнительном клапане.

При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в результате чего создается депрессия на пласт и происходит вызов притока (нижнее положение штока). При подъеме штока до вхождения приемного клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости в бурильную колонну прекращается и давление в подпакерной зоне восстанавливается. Чтобы избежать преждевременного открытия уравнительного клапана, над ИППМ-2 устанавливают телескопический раздвижной механизм со свободным ходом 1,5 м. Его гидравлическая неуравновешенность ниже, чем у запорной гильзы, и после закрытия приемного клапана запорная гильза остается закрытой до тех пор, пока не будет "выбран" свободный ход в раздвижном механизме.

Многоцикловый испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликского типа МГИ-1, яссом закрытого типа, для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе скважины, безопасным переводником.

Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. В конструкции испытателя МИГ остаются еще некоторые недостатки. Так, отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) довольно сложные, многие узлы после каждого спуска в скважину необходимо подвергать разборке и обязательной ревизии.

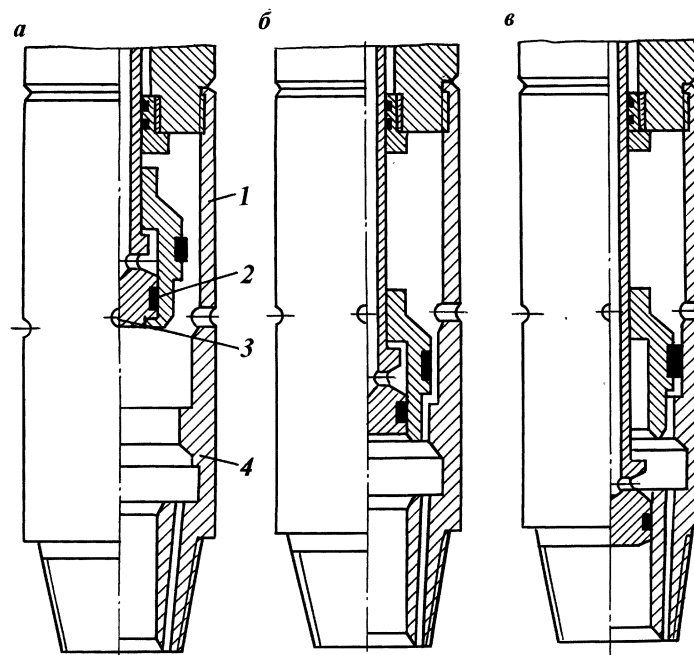


Рис. 10.6. Схема работы клапанов испытателя пластов ИПМ-2:
а, б – уравнительный клапан соответственно открыт и закрыт; *в* – приемный клапан открыт; *1* – запорная гильза; *2* – приемный клапан; *3* – отверстия уравнительного клапана; *4* – нижний корпусной переводник

10.3. ТЕХНОЛОГИЯ ОПРОБОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ

Правильная оценка нефтегазоносности и перспектив дальнейших работ определяется достоверностью полученных в результате опробования или испытания данных. Объем и достоверность информации зависят от многих факторов и прежде всего от безопасной продолжительности цикла испытания и длительности пребывания пластоиспытателя на забое скважины, от надежности его работы и качества изоляции исследуемого интервала.

Основной этап исследования подразделяется на два периода: период притока и период восстановления давления. Работу пластоиспытателя в режиме притока и восстановления давления принято называть циклом испытания. Продолжительность первого периода (периода притока) зависит от проницаемости гор-

ных пород, состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), свойств пластового флюида и депрессии на пласт. По истечении времени первого периода путь поступления жидкости в колонну труб перекрывают, и начинается второй период – период восстановления давления в подпакерной (межпакерной) зоне, регистрируемый глубинным манометром.

По количеству циклов испытание может быть одно- и многоцикловым (чаще двухцикловым). Двухцикловое испытание обеспечивает более высокое качество и достоверность информации, чем одноцикловое. В двухцикловом испытании первый цикл играет вспомогательную роль. Его проводят для удаления глинистой корки со стенок скважины и разгрузки ПЗП от избыточного давления, сформировавшегося под действием давления бурового раствора в скважине.

Допустимая продолжительность цикла или циклов (при многоцикловом испытании) зависит в основном от условий безаварийного нахождения пластоиспытателя в скважине и от ресурса работы регистрирующих глубинных приборов.

Интервал опробования выделяют на основании изучения геологического разреза и геолого-геофизических материалов. Точность определения границ интервала зависит от степени изученности разреза и задач исследования. Границы интервала исследования удастся отбить более четко в поровом коллекторе по сравнению с трещинным. В ряде случаев оптимальная протяженность интервала испытания находится в пределах 10–50 м. В залежах с известной мощностью нефтенасыщенной части в интервал включают всю ее протяженность по оси скважины. Достоверность получаемой информации и точность определения гидродинамических характеристик повышаются с уменьшением протяженности интервала. При необходимости интервал испытания может быть уменьшен до 1–2 м.

Опыт исследования пластов с помощью пластоиспытателей подтверждает благоприятное влияние резкой депрессии на пласт. Глубокая депрессия способствует удалению глинистой корки, восстановлению проницаемости призабойной зоны пласта, подвергшейся отрицательному воздействию фильтра бурового раствора, и вызывает активизацию нефтепроявления из отдельных линз в окрестностях скважины. Наиболее благоприятные условия создаются в тех случаях, когда депрессия в 3 раза превышает репрессию на пласт при вскрытии. При депрессии ниже 10 МПа ликвидация блокирования ПЗП может быть неэффективной. Таким образом, с учетом устойчивости горных пород исследуемого объекта, предельно допустимого перепада давления на пакере и допустимых давлений смятия

для бурильных труб необходимо планировать максимально возможную депрессию на пласт.

Распространенная причина неудачных испытаний – негерметичность пакеровки. Надежность работы пакера зависит от правильности определения места его установки и правильности подбора наружного диаметра пакерующего элемента. Для установки пакера подбирают интервал, представленный монолитными малопроницаемыми устойчивыми породами. Протяженность интервала установки пакера зависит от погрешности замера глубины ствола скважины по каротажному кабелю и определяется по формуле

$$l_m > eH_{\text{пак}} + 2, \quad (10.1)$$

где e – относительная погрешность замера глубины скважины по каротажному кабелю H_k и бурильной колонне H_r ,

$$e = 1 - H_r/H_k; \quad (10.2)$$

$H_{\text{пак}}$ – глубина установки пакера.

Минимальная протяженность участка установки пакера должна быть не менее 4 м.

Подбор диаметра пакерующего элемента означает определение наибольшей возможной его величины, при которой пластоиспытатель свободно проходит по стволу скважины. Соотношение диаметра ствола скважины в зоне пакеровки и диаметра пакерующего элемента характеризуется коэффициентом пакеровки

$$K = d_c/D_{\text{пак}}, \quad (10.3)$$

где d_c – диаметр скважины, м; $D_{\text{пак}}$ – наружный диаметр пакерующего элемента в исходном состоянии, м.

Чем меньше значение коэффициента пакеровки K , тем выше герметичность пакеровки и надежность работы пакера. Оптимальные значения коэффициента пакеровки находятся в пределах от 1,10 до 1,12.

Необходимая сжимающая нагрузка на пакер при его срабатывании (деформировании) может быть подсчитана по формуле

$$G_{\text{пак}} = 3E_y S_0 (K - 1), \quad (10.4)$$

где $G_{\text{пак}}$ – осевая нагрузка на пакерующий элемент для его деформирования; E_y – условный модуль упругости материала пакерующего элемента, $E_y = 9,4$ МПа; S_0 – поперечное сечение пакерующего элемента в исходном состоянии, м².

Размеры и характеристики пакеров приведены в табл. 10.3.

Т а б л и ц а 10.3

Размеры и характеристики пакеров серийных и индивидуального изготовления

Диаметр скважины (по долоту, мм)	Пакер нормальной проходимости ($\gamma = 1,10 \div 1,12$)			Пакер повышенной устойчивости ($\gamma = 1,08$)			Пакер повышенной проходимости ($\gamma = 1,14$)		
	$D_{\text{пак}}$, мм	$G_{\text{пак}}$, кН	$\Delta p_{\text{пак}}$, МПа	$D_{\text{пак}}$, мм	$G_{\text{пак}}$, кН	$\Delta p_{\text{пак}}$, МПа	$D_{\text{пак}}$, мм	$G_{\text{пак}}$, кН	$\Delta p_{\text{пак}}$, МПа
98	87	30	30	90*	30	45	83*	40	20
132	120*	40	28	127*	30	45	115*	50	17
140	127*	40	25	135*	30	45	123*	50	18
145	135	40	30	140*	40	45	127*	60	16
190	173*	70	30	180	50	45	167*	90	16
214	195	90	26	202*	70	38	188*	110	18
243	220	120	25	230*	90	40	210*	160	15
295	270	160	28	280*	110	40	258*	200	14

*Пакеры индивидуального изготовления.

Общую продолжительность T цикла работы пластоиспытателя в скважине определяют по допустимому времени безаварийного нахождения в открытом стволе скважины и по ресурсу работы регистрирующих скважинных приборов (манометр, термометр). Продолжительность безопасного оставления пластоиспытателя в открытом стволе составляет от 30 мин до нескольких часов.

Оборудование устья скважины при испытании зависит от ожидаемого притока и давления на устье. В простейшем случае, когда нет опасности выброса, сверху к колонне труб подсоединяют ведущую трубу, а трубопровод для удаления поступившего на устье флюида подсоединяют к отводу на стояке или к выкидной линии бурового насоса. При этом используют элементы гидравлической обвязки из комплекта цементировочного агрегата. Если устье скважины оборудовано превентором, то он закрывается на колонне труб. Удобно использовать на устье контрольную головку-вертлюг с манифольдом (рис. 10.7), которая облегчает подсоединение устьевых контрольных приборов, отбор проб на устье при испытании, подключение цементировочного агрегата.

Более сложную схему обвязки применяют при испытании пластов с высоким пластовым давлением.

Программу испытания объекта разрабатывают заблаговременно на основании имеющихся исходных данных.

Испытание объекта в открытом стволе включает следующие работы: подготовку ствола скважины к испытанию; проверку и подготовку комплекта испытательных инструментов; спуск

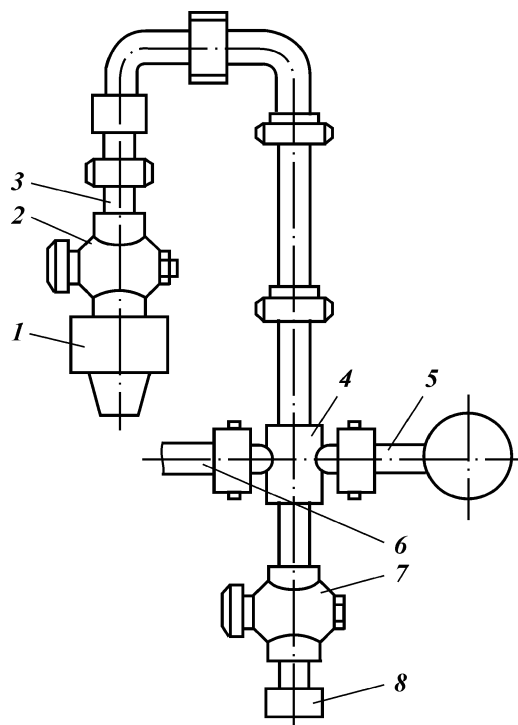


Рис. 10.7. Контрольная головка-вертлюг:
 1 – переводник к ведущей трубе; 2, 7 – пробковые краны; 3, 8 – соединительные переводники; 4 – крестовина; 5 – разделитель к манометру; 6 – отвод

пластоиспытателя в скважину; мероприятия по обеспечению герметичности колонны труб; оборудование устья скважины; испытания (пакеровка, вызов притока, закрытие запорного поворотного клапана, запись кривой восстановления давления, распакеровка, снятие пластоиспытателя с места); подъем пластоиспытателя; отбор пробы пластового флюида.

При испытании в открытом стволе скважины требуется временный перерыв в нормальном процессе бурения и отсутствие циркуляции промывочной жидкости. В связи с этим скважина должна быть подготовлена к испытанию таким образом, чтобы в течение цикла испытания в ней, несмотря на отсутствие циркуляции, не возникла аварийная ситуация, угрожающая прихватом находящегося в скважине инструмента.

Технологический режим бурения при подходе к исследуемому объекту должен способствовать сохранению номинального

диаметра ствола скважины. В последнем рейсе подготавливают забой для установки пластоиспытателя. Перед спуском пластоиспытателя проводят ревизию и техобслуживание наземного оборудования, чтобы предупредить его отказ. Необходимо иметь также сведения о плотности бурового раствора в скважине, нагрузке на крюке при спущенной колонне труб, снижении веса на крюке при пакеровке и ряд других сведений.

Спуск пластоиспытателя осуществляют плавно без толчков и рывков. Если при спуске возникают посадки инструмента, то необходимо быстро разгрузить инструмент, приподнять его на 1–2 м и освободить для прохождения суженного участка ствола скважины. Длительность посадки не должна превышать 30 с во избежание преждевременного открытия выпускного клапана пластоиспытателя. При спуске инструмента надо уделять особое внимание обеспечению герметичности колонны труб. Резьбовые соединения труб должны быть хорошо смазаны и уплотнены. В спускаемую колонну периодически доливают жидкость, чтобы к концу спуска жидкость заполнила колонну до уровня, обеспечивающего необходимую депрессию на пласт. Герметичность колонны в процессе спуска контролируют по нагрузке на крюке и интенсивности выхода раствора из скважины.

После спуска инструмента в скважину верхняя часть колонны должна находиться над ротором на высоте 2–3 м. Последнюю трубу, подсоединенную к колонне, заблаговременно оборудуют отводами. После ее навинчивания на колонну устье оборудуют по принятой схеме.

Перед тем как приступить к пакеровке, измеряют вес подвешенного инструмента на крюке и вычисляют остаточную нагрузку на крюке при пакеровке. Разгружая часть веса колонны труб на забой, создают нагрузку на пакер.

После пакеровки под действием той же нагрузки перепускной клапан закрывается, а впускной открывается. В это время контролируют качество пакеровки по уровню жидкости в стволе скважины: если он сохраняет свое положение, то пакеровка надежная; резкое его снижение свидетельствует об отсутствии изоляции подпакерного пространства – в этом случае приходится принимать меры для повторной пакеровки.

После открытия впускного клапана в колонну труб начинает поступать пластовый флюид, при интенсивном проявлении пласта на устье может наблюдаться излив жидкости, залитой в колонну, и даже пластового флюида. О поступлении жидкости в колонну можно судить по вытеснению из нее воздуха. По истечении времени открытого притока вращением ротора закрыва-

ют запорный поворотный клапан, и в таком состоянии пластоиспытатель оставляют в покое для записи кривой восстановления давления.

Завершив цикл испытания, к инструменту прилагают усилие натяжения, на 10–15 % превышающее первоначальную нагрузку на крюке. Под действием сил растяжения открывается уравнительный клапан, давление в подпакерной зоне резко возрастает до гидростатического в стволе скважины, перепад давления на пакере исчезает, и пакер возвращается в исходное положение. В некоторых случаях для снятия пакера приходится прилагать более значительные усилия или принимать дополнительные меры.

После освобождения пакера инструмент поднимают из скважины. При подъеме колонны через каждые две–пять свечей отбирают пробы жидкости на анализ. Если в скважине проявление было интенсивным и колонна труб заполнена пластовым флюидом, его можно вытеснить через циркуляционный клапан в затрубное пространство и пробу отобрать у устья из потока.

Из поднятого на поверхность пластоиспытателя извлекают глубинные манометры и на диаграммах давления делают документальные записи о дате проведения испытания и интервале испытания. Из пробоотборника отбирают пробу пластового флюида и направляют ее в лабораторию на анализ. В лаборатории определяют компонентный состав пробы, физические свойства пробы и компонентов, количество и состав газа в пробе.

10.4. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАТЕЛЕЙ

Основной документ испытания – диаграмма давления глубинного регистрирующего манометра. Обычно в комплект пластоиспытателя включают несколько глубинных манометров. Один из них, называемый трубным, размещают выше запорного поворотного клапана в промежутке между ним и циркуляционным клапаном. Основной манометр (забойный) размещают ниже фильтра за глухим переходником. Для надежности его показания дублируют дополнительным манометром, который помещают вместе с основным или в фильтре. В некоторых случаях его устанавливают выше безопасного переводника под гидравлическим испытателем, чтобы в случае необходимости извлечь из скважины после разъединения безопасного переводника. Места установки манометров показаны на рис. 10.3.

Полную информацию о надежности пластоиспытателя и работе пласта на разных этапах получают с помощью двух манометров

метров – забойного и трубного. Первый из них регистрирует полную картину изменения давления в стволе скважины против фильтра, в промежутке времени между пакеровкой и снятием пакера; забойный манометр фиксирует изменения давления в подпакерной зоне, т.е. на всех этапах испытания пласта.

Трубный манометр позволяет контролировать герметичность колонны труб, давление долива в колонну и изменение давления в колонне в период открытого притока.

Для регистрации давления используют бланк шириной 60 мм и высотой 120 мм. Его заправляют в каретку, которая у манометров поршневого типа совершает один полный оборот за 1 или 4 ч. Ресурс работы часового механизма от 8 до 24 ч. Таким образом, на один бланк на протяжении испытания показания манометра записываются многократно (рис. 10.8).

Геликсные манометры имеют несколько иную систему регистрации давления. В них каретка с закрепленным бланком перемещается часовым механизмом с помощью винтовой пары с

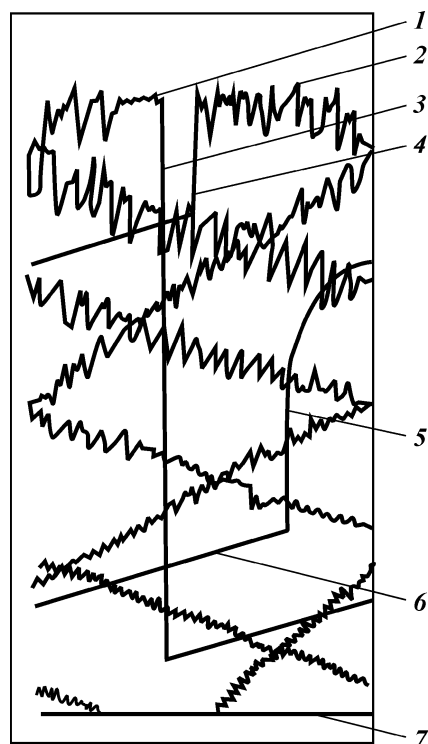


Рис. 10.8. Пример диаграммы, записанной с помощью глубинного манометра поршневого типа МГП-3М при испытании пласта: 1, 2 – гидростатическое давление в скважине соответственно до испытания и после него; 3, 4 – открытие соответственно приемного и уравнительного клапанов; 5 – кривая восстановления забойного давления; 6 – приток; 7 – начало отсчета давления (нулевая линия)

постоянной скоростью вдоль оси, а перо наносит поперечные метки. Ресурс часового механизма геликсного манометра может достигать 72 ч.

После извлечения из КИИ диаграмм делают заключение о качестве испытания, его завершенности и необходимости повторного испытания.

Перед тем, как приступить к анализу данных глубинного манометра и расчету по нему характеристик пласта (или исследуемого интервала), проводят предварительную обработку диаграммы и по ней строят развернутый график изменения давления во времени. Для удобства расшифровки диаграмм используют компаратор. На развернутом графике, построенном по диаграмме давления, записанной забойным манометром, отражаются все этапы и фактические режимы испытания.

Для расшифровки диаграмм давления, записанных глубинными манометрами, применяют два метода: обработку диаграмм по экспресс-методу и камеральную обработку.

Экспресс-метод позволяет сразу после проведения испытаний в полевых условиях оценить наиболее важные гидравлические характеристики исследуемого объекта: пластовое давление; коэффициент гидропроводности испытанного интервала; мощность продуктивного интервала; вязкость пластовой жидкости; потенциальный коэффициент продуктивности пласта; показатель скин-эффекта (коэффициент закупорки ПЗП).

По экспресс-методу обрабатывают диаграммы, записанные забойным и трубным манометрами, по которым на участках притока и восстановления давления снимают показания в нескольких характерных точках (рис. 10.9).

Участки *AB* и *EG* записаны в период открытого притока, а участки *BD* и *GH* – на протяжении восстановления давления. На кривую *BD* наносят промежуточную точку *C*, на линию *EG* – точку *F*. Положение точек *C* и *F* на диаграмме выбирают произвольно, но с таким расчетом, чтобы каждая отстояла от последующей точки (*D* и *G* соответственно) на расстоянии, соответствующем в масштабе времени 1–5 мин, а разность давления в конечной и указанной точках превышала чувствительность глубинного манометра.

Для каждой из указанных на рис. 10.9 точек по диаграммам определяют координаты давления и времени и с помощью тарировочных таблиц переводят в единицы давления и времени.

Точки	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E</i>	<i>F</i>	<i>G</i>
Давление	P_0	P_k	P_1	P_2	P'_0	P_3	P_4
Время	T_0	T_k	T_1	T_2	T'_0	T_3	T_4

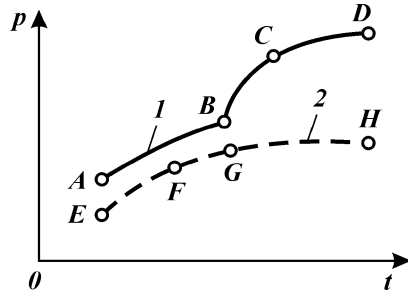


Рис. 10.9. Точки замера давления на диаграммах, записанных забойным (1) и трубным (2) манометрами

На основании приведенных данных с использованием расчетных формул определяют основные характеристики:

средний дебит притока, м³/с,

$$\bar{q} = \frac{(p_4 - p_0) S_{\text{тр}}}{(T_4 - T_0) \rho}, \quad (10.5)$$

где $S_{\text{тр}}$ – площадь поперечного сечения внутреннего канала труб, м²; ρ – плотность поступающей в трубы жидкости, кг/м³; конечный дебит притока, м³/с,

$$q_k = \frac{(p_4 - p_3) S_{\text{тр}}}{(T_4 - T_3) \rho}, \quad (10.6)$$

коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{183 \bar{q} 10^8}{(\rho_2 - \rho_1)} \left(\lg \frac{T_k + T_1}{T_1} - \lg \frac{T_k + T_2}{T_2} \right); \quad (10.7)$$

пластовое давление

$$p_{\text{пл}} = p_2 + 183 \cdot 10^3 \frac{\bar{q} \mu}{kh} \lg \frac{T_k + T_2}{T_2}; \quad (10.8)$$

средний коэффициент продуктивности, м³/(Па·сут),

$$\bar{\eta}_\phi = 0,864 \frac{\bar{q}}{\rho_{\text{пл}} - \frac{\rho_k - \rho_0}{2}}; \quad (10.9)$$

потенциальный коэффициент продуктивности, м³/(Па·сут),

$$\eta_{\text{пот}} = 0,864 \frac{kh}{\mu}; \quad (10.10)$$

средний коэффициент призабойной закупорки

$$\bar{n}_3 = \eta_{\text{пот}} / \bar{\eta}_\phi. \quad (10.11)$$

Предварительная оценка результатов испытания экспресс-методом позволяет сделать заключение о полноте полученной информации для характеристики объекта, о промышленной его значимости или необходимости продолжения испытаний. Промышленную ценность исследованного объекта оценивают на основании сопоставления вычисленных характеристик. Если коэффициент гидропроводности не превышает 0,1 и средний коэффициент призабойной закупорки равен примерно 0,5–1,5, то объект может быть отнесен к непродуктивным. Если фактический коэффициент продуктивности не превышает $0,01 \times 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сут})$, то при незначительном коэффициенте призабойной закупорки \bar{P}_z испытанный объект может быть также отнесен к непродуктивным.

Если потенциальный коэффициент продуктивности превышает $0,01 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сут})$ и коэффициент призабойной закупорки выше 1,5, то такой пласт представляет интерес для разработки.

Окончательные значения гидравлических параметров объекта испытания и его промышленную ценность устанавливают в результате камеральной обработки, которую проводят после завершения испытаний.

Глава 11

ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Деятельность предприятий нефтяной и газовой промышленности неизбежно связана с техногенным воздействием технологических процессов бурения и добычи на природную среду, поэтому вопросы охраны окружающей среды для отрасли имеют важное значение.

Особенность такого воздействия процессов бурения – высокая интенсивность и кратковременность формирования значительных техногенных нагрузок на объекты гидро- и биосферы, которые нередко превышают пороговые нагрузки, вызывая нарушение экологического равновесия в районах бурения, а в ряде случаев и деградацию отдельных компонентов природной среды.

Среди комплекса природоохранных мер важная роль отводится мероприятиям по очистке, обезвреживанию и утилизации производственно-технологических отходов бурения – буровых сточных вод (БСВ), отработанных буровых растворов (ОБР) и выбуренной породы или бурового шлама (БШ), поскольку они содержат в своем составе широкую гамму загрязнений, представленных применяемыми в бурении материалами и химическими реагентами. Мероприятия, направленные на снижение уровня и объемов загрязнения природной среды, составляют основу экологически безопасной малоотходной технологии бурения и заканчивания скважин.

11.1. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

Одна из сложных проблем – проблема утилизации отработанных буровых растворов и шлама и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. В этой области имеется богатый опыт зарубежных и отечественных организаций. Этот подход оправдан не только с экологической, но и с экономической точки зрения, так как обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов. Так, фирмой “Шелл Канада” было пробурено 209 скважин, в результате чего образовалось свыше 30 тыс. м³ отходов бурения, основной объем которых составлял отработанный буровой раствор. Расчеты показали, что экономически целесообразным оказалось их повторное использование для бурения других скважин по сравнению с работами по обезвреживанию таких отходов или безопасному захоронению. Для этого была разработана специальная система сбора бурового раствора и его кондиционирования. Она предусматривает использование комплекта металлических отстойников и емкостей, а также очистное оборудование (выбросито с крупной и малой сетками, песко- и илоотделитель и центрифуги). Уходящий в отходы буровой шлам складывается в земляных котлованах, сооруженных на территории буровой, а после окончания бурения его смешивают с глиной и захороняют в этом же амбаре. Из ОБР, не поддающихся восстановлению, отделяют водную фазу с помощью центрифуг. Всего таким образом было получено 3500 м³ воды. Эту воду затем использовали для обработки остаточного объема ОБР с целью придания ему нужных технологических свойств. ОБР перевозили на другие скважины для бурения.

В отечественной практике бурения повторное использование буровых растворов также находит широкое применение, особенно при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью. Однако это важное и экологически целесообразное направление утилизации ОБР не везде осуществимо из-за специфических природно-климатических и ландшафтных условий районов ведения буровых работ и при значительной удаленности буровых друг от друга, что экономически невыгодно. Расчеты показывают, что затраты на транспортировку ОБР на расстояние свыше 250 км начинают превышать стоимость раствора, приготавливаемого на месте.

Предложен метод утилизации ОБР – регенерации активных компонентов буровых растворов путем получения из него глинопорошка. Показана принципиальная возможность получения из отходов бурения глинопорошка удовлетворительного качества. Однако основной недостаток этого метода утилизации – значительный расход углеводородного топлива на производство

глинопорошка. Причем утилизации подлежит лишь отработанный неутяжеленный глинистый буровой раствор плотностью до 1,17–1,20 г/см³. Использование для этих целей распылительных сушилок конструкции НИИстройкерамики не позволяет ориентировать промышленную технологию получения глинопорошка в промысловых условиях из-за несовершенства конструкции сушилок, значительных габаритных размеров и необходимости создания специальной системы коммуникаций для обслуживания.

В зарубежной практике известен способ регенерации некоторых химических реагентов из отработанных буровых растворов путем обработки последнего специальными микроорганизмами и штаммами. Однако область применения его весьма ограничена из-за селективности действия используемых микроорганизмов и высокой чувствительности их к составу утилизируемого ОБР.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. При этом возможны два варианта. По первому варианту ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин; по второму – в качестве основного тампонажного материала. Так, фирма “Дрессер Мэгкобэр” разработала тампонажный материал, для приготовления которого использован ОБР на водной основе, причем в составе ОБР допускается определенное содержание нефти и нефтепродуктов (дизельного топлива) и утяжелителя. При этом отмечается, что наличие утяжелителя играет положительную роль, так как он способствует увеличению прочности полученного тампонажного камня. К достоинствам такого материала относятся его хорошая совместимость с буровым раствором и отсутствие усадки. Тампонажный камень, твердеющий при температуре 88 °С, имел прочность на сжатие 4,9 и 6,3 МПа через 24 и 48 ч соответственно. Испытания тампонажного материала с добавкой ОБР на нескольких скважинах прошли успешно. Такой опыт имеется в отечественной практике. Другое направление – разработка специальных отверждаемых глинистых растворов (ОГР), выполняющих функции тампонажного камня при креплении скважин. Для этого в качестве отвердителя предлагается использовать алкилрезорцины с формалином. Такой материал пригоден для крепления скважин в интервале температур 20–50 °С. Однако реализация этого способа сдерживается высокой токсичностью применяемых веществ, трудностью регулирования сроков твердения буровых растворов и

сложностью технологии обработки раствора на дневной поверхности.

Заслуживающим внимание способом утилизации ОБР является их использование в качестве основы удобряющих компостов и мелиорантов, предназначенных для внесения в почву при рекультивации шламовых амбаров и территории буровой, а также структурообразователя почвогрунтов. Пригодными для этих целей смогут быть лишь буровые растворы, не содержащие нефти и нефтепродуктов, хроматов и токсичных для почв минеральных солей. Наиболее целесообразно использовать такие компосты и мелиоранты для солонцовых, песчаных и супесчаных почв, т.е. почв, обедненных глинистыми структурообразующими компонентами.

Глинистые ОБР, обрабатываемые в процессе бурения гуматными реагентами, не содержащими нефти и имеющие в своем составе 2 % минеральных солей, являются хорошими структурообразующими агентами для указанных выше типов почв. Наиболее ярко мелиорирующий эффект ОБР проявляется при его совместном использовании с фосфогипсом-дигидратом. Эффективность такого мелиоранта обусловлена содержанием в его составе структурообразующего глинистого коллоидного комплекса, рационального количества питательных для почв компонентов (гуматов калия, кальция, разлагающейся органики и др.), носителем которых служит ОБР, а также кальция, фосфора и других микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дигидратом.

Единственное ограничивающее условие применимости этого безусловно прогрессивного и практически доступного метода утилизации полужидких отходов бурения – состав ОБР, который не должен содержать вредных и токсичных для почв компонентов.

Наиболее прогрессивное направление утилизации ОБР – их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности при производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этому служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии, причем глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества (бентопорошок). Кроме того, в составе ОБР содержится значительное количество органических веществ и нефти, наличие которых обеспечивает высокий эффект вспучивания глинистой массы при обжиге.

Исследования подтверждают принципиальную возможность

получения из ОБР керамзита и реальность осуществления его производства на действующих заводах без изменения существующей технологии.

В лабораторных и промышленных экспериментах использовали отработанный глинистый буровой раствор, содержащий до 75–80 % глины и выбуренной породы и до 6–8 % органических веществ в виде химических реагентов и нефти. Кроме того, в его состав входит до 12 % минеральных веществ (утяжелитель – барит, карбонаты, силикат, песок и др.). Эксперименты проводили по стандартным методикам, используемым в производстве строительной керамики. Для этого готовили исходную сырьевую смесь и сформированные из нее изделия (откатыши) обжигали при температуре 1100–1200 °С в печах по принятому технологическому регламенту. Сырьевая шихта была представлена как из собственно ОБР, так и из смеси карьерной глины, состав которой соответствует ГОСТ 25254–82, с ОБР, взятых в различных соотношениях.

Результаты исследований, представленные в табл. 11.1, показывают, что сырьевая смесь на основе ОБР обладает хорошими технологическими свойствами (высокими значениями коэффициента консистенции и числа пластичности), а получаемый из них керамзитовый гравий имеет невысокую насыпную плотность (менее 0,35 г/см³), высокую прочность (1,8–1,9 МПа) и пористость (до 94 %) с преобладанием фракций размером от 5–10 до 10–20 мм. Керамзитовое изделие с указанными характеристиками в соответствии с ГОСТ 9759–83 относится к первой и высшей категориям качества. Качество такого керамзитового гравия обусловлено в первую очередь хорошим эффектом вспучивания ОБР (коэффициент вспучивания более 1,8). При этом из 1 м³ ОБР получается 1,4–1,5 м³ керамзита.

Аналогичные результаты получены и при использовании ОБР в качестве добавки к традиционно применяемой карьерной глине (см. табл. 11.1). При этом получаемый керамзит также обладает хорошим качеством и высокими потребительскими свойствами.

Результаты промышленных испытаний свидетельствуют о том, что из ОБР получается керамзит высокого качества (см. табл. 11.1), а производство такого материала не требует корректировки принятой технологии. При этом наиболее целесообразно ориентировать производство керамзита собственно из ОБР по “мокрому” способу, а при его использовании в качестве добавки к карьерной глине – по “сухому” или “полусухому” способу.

Весьма интересные результаты получены при оценке возможности использования ОБР для производства строительного

Таблица 11.1

Характеристика сырьевой смеси и керамзита, полученного в различных условиях

Состав сырьевой шихты	Технологические показатели сырьевой смеси		Коэффициент вспучивания (по ГОСТ 19221-73)	Показатели качества керамзитовой фракции размером 10-20 мм		
	Коэффициент консистенции (по ГОСТ 2642.1-71)	Число пластичности (по ГОСТ 21216.10-75)		Насыпная плотность, кг/м ³ (по ГОСТ 9758-77)	Прочность, МПа (по ГОСТ 9758-77)	Пористость, %
Для лабораторных условий						
ОБР	0,25	30	1,8	280	1,9	94,0
ОБР : карьерная глина = 1 : 1	0,25	25	1,7	310	1,8	93,0
ОБР : карьерная глина = 2 : 1	0,25	25	1,7	290	1,8	93,7
ОБР : карьерная глина = 1 : 2	0,25	15-25	1,7	340	1,8	92,2
Для заводских условий						
ОБР	0,25	30	1,8	300	1,8	91,0
70 % карьерной глины + 30 % ОБР	0,25	15-25	1,6	360	1,6	88,2
80 % карьерной глины + 20 % ОБР	0,25	15-25	1,7	350	1,6	89,7
90 % карьерной глины + 10 % ОБР	0,25	15-25	1,7	340	1,6	90,3

кирпича. Для этого в исходную глинистую сырьевую смесь вводили различные количества ОБР и определяли реологические свойства шихты и свойства готового керамического изделия.

Для получения сырьевой смеси использовали суглинок (карьерная глина Краснодарского месторождения Краснодарского края), которая отвечает требованиям ГОСТ 9169-75. Химический состав суглинка следующий, %: SiO₂ - 62,76 - 68,6; Al₂O₃ - 11,31 - 14,25; Fe₂O₃ - 4,99-7,43; CaO - 1,81 - 4,91; MgO - 1,17-2,35; SO₂ - следы; P₂O₅ - 1,3-2,15; H₂O - 1,8-2,65; п.п. - 4,61-7,72. Указанные суглинки относятся к низкодисперсному сырью, гранулометрический состав которого характеризуется (для тонкодисперсных фракций) следующими значениями размера фракций: $r < 0,001-25,08$ %; $r < 0,01-43,73$ %. Такие суглинки относятся к умеренно пластичному сырью (пластичность - 11,76 %).

В качестве отработанного глинистого бурового раствора ис-

пользовали водоглинистую суспензию, твердая фаза которой содержала (массовая доля, %) в своем составе высококоллоидальную глинистую фракцию (10–50). Кроме того, в ОБР содержались (массовая доля, %) нефть и нефтепродукты (0,5–15) и органический углерод (1,5–5,0), а также вода (48,0–70,0).

Качество сырьевой шихты оценивали по показателям реологических свойств – формовочной влажности, пластической вязкости и предельному напряжению сдвига, а готового керамического изделия – по водопоглощению, усадке и прочности. Испытания проводили в лабораторных и промышленных условиях.

Для этого к исходной глиномассе, представленной суглинком, добавляли расчетное количество отработанного глинистого бурового раствора и смесь тщательно перемешивали на двухвальцовом смесителе, после чего из полученной массы формировали образцы стандартного размера (250×120×65 мм). После двухсуточного подсушивания при температуре 46–50 °С образцы обжигали при температуре 960–980 °С в течение 54 ч по стандартному технологическому регламенту: зона подготовки (повышение температуры от 50 °С до 700 °С) – 20 ч; зона обжига (повышение температуры от 700 °С до 960–980 °С и поддержание ее на стабильном уровне) – 6 ч; зона закала (падение температуры от 700 °С до 50–60 °С) – 16 ч.

Результаты экспериментов приведены в табл. 11.2 и 11.3. Они показывают, что введение в традиционную сырьевую смесь для производства глиняного кирпича до 25 % ОБР не только не ухудшает показатели качества получаемого керамического изделия, но и существенно улучшает реологические свойства исходной шихты. При этом повышается формовочная влажность массы, ее пластическая вязкость, а показатель предельного напряжения сдвига находится в оптимальном диапазоне. Получаемый кирпич обладает высокими потребительскими свойствами – он характеризуется минимальной усадкой, незначительным водопоглощением и высокими прочностными показателями.

Выполненные исследования показали принципиальную возможность, практическую целесообразность и доступность технологии получения из отхода бурения (отработанного глинистого бурового раствора) как керамзита, так и глиняного кирпича с высокими потребительскими свойствами.

Указанное направление утилизации отходов бурения – наиболее эффективный способ решения не только проблемы охраны окружающей среды, но и проблемы ресурсосбережения.

Т а б л и ц а 11.2

Результаты изучения влияния содержания в составе отработанного бурового раствора на свойства сырьевой смеси и получаемого кирпича

Состав ОБР, %	Реологический свойства сырьевой смеси			Показатели качества строительного кирпича					
	Формовочная влажность, %	Пределное напряжение сдвига, кПа	Пластическая вязкость $\eta \cdot 10^8$, Па·с	Усадка, %			Водопоглощение, %	Прочность, МПа	
				воздушная	огневая	общая		на сжатие	на изгиб
Твердая фаза – 10 Нефть и нефтепродукты – 15 Органический углеводород – 5 Вода – 70	13,6	6,24	5,22	2,1	0,1	2,2	2,1	12,2	2,3
Твердая фаза – 50 Нефть и нефтепродукты – 0,5 Органический углеводород – 1,5 Вода – 48	13,1	6,09	5,33	2,4	0,2	2,5	2,6	12,8	2,6
Твердая фаза – 10 Нефть и нефтепродукты – 13 Органический углеводород – 5 Вода – 72	18,6	7,61	63,8	4,1	0,3	3,0	5,8	8,1	1,8
Твердая фаза – 50 Нефть и нефтепродукты – 0,5 Органический углеводород – 3,5 Вода – 46	17,7	7,48	62,7	4,0	0,4	3,1	5,4	7,9	1,7

Таблица 11.3

Результаты оценки эффективности сырьевой смеси для получения строительного кирпича

Состав сырьевой смеси, %	Реологические свойства сырьевой смеси			Показатели качества строительного кирпича				Прочность, МПа	
	Формовочная влажность, %	Предел прочности сдвига, кПа	Пластическая вязкость, $\eta \cdot 10^8$, Па·с	Усадка, %			Водопоглощение, %		
				воздушная	огневая	общая		на сжатие	на изгиб
Суглинок – 75 ОБР – 25	13,6	6,24	52,2	2,1	0,1	2,2	2,1	12,2	2,3
Суглинок – 96 ОБР – 4	12,9	6,00	54,1	2,4	0,3	2,7	2,0	12,7	2,6
Суглинок – 86 ОБР – 14	13,2	6,17	51,6	1,9	0,1	2,0	2,1	12,8	2,4

Таблица 11.4

Сравнительная оценка эффективности отверждающих составов

Отверждающий состав	Расход состава и его компонентов, % (к объему ОБР и БШ)	Рекомендуемое время твердения, сут	Показатели свойств отвержденных отходов (через 21 сут выдержки в воде)				Экологическая характеристика
			$\sigma_{сж}$, МПа	pH	СО, мг/л	ХПК, мг/л	
Портландцемент	<60	5–7	1,98	11,5	4202	89	IV класс опасности
Фосфогипс полу-гидрат	20	6–7	1,68	7,25	4663	606	IV класс опасности (ПТП)
Карбамидная	6–12	4–6	0,69	6,68	3237	710	То же

смо-ла + двойной су- перфосфат	4-8							
Карбамидная смо-ла + фосфогипсди- гидрат	10-12 60	6-7	0,91	7,0	6071	1030	“	
Портландцемент + + лигнин	20-30 30	7-9	1,04	8,3	4318	987	“	
Магнезиальный цемент + бишофит	15-25 5-7,5	6-8	1,22	9,9	6116	284	IV класс опасности	
“Роса”	12-14	5-6	2,25	9,2	1288	62	IV класс опасности (ПТП)	
“Роса” + жидкое стекло	6-10 0,8	2-4	2,43	9,2	1410	44	То же	
Портландцемент + + бентонит	20 10	9-14	0,77	9,5	4356	360	“	
Полиизоцианаты типа “Хайсел” и “Буретан”	3-5	2-4	0,19	8,8	5274	3881	IV класс опасности	

П р и м е ч а н и я. 1. Характеристика исходного ОБР: рН = 8,75; ХПК = 27,586 мг/л; СО = 6697 мг/л. 2. ПТП – первично-токсикологический паспорт.

Одно из интересных направлений утилизации ОБР и шлама – их использование в дорожном строительстве. Однако перспективность этого метода и его экономическая состоятельность еще не доказаны, так как рекомендуется использовать ОБР, содержащий в своем составе, судя по анализу полученных данных, как безвредные, так и токсичные компоненты. Только после проведения всесторонних исследований в этой области может быть сделан окончательный вывод о практической полезности и экологической чистоте этого метода.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, наиболее доступна их ликвидация путем захоронения. При этом практикуется захоронение ОБР и шлама в специально отведенных местах, глубокозалегающих подземных горизонтах, земляных амбарах непосредственно на территории буровой.

Захоронение отходов бурения после заканчивания скважин в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. Вместе с тем, захоронение отходов по этому способу – единственно возможный вариант решения природоохранной проблемы, например, при морском бурении, бурении в курортных и прибрежных водоохраных зонах, а также в экологически уязвимой местности.

Недостаточно распространен и метод захоронения жидких отходов, преимущественно ОБР, в глубокозалегающие подземные горизонты. Он может быть реализован только при наличии в разрезе разбуриваемого месторождения соответствующих геологических условий, обеспечивающих безопасное захоронение таких отходов.

Необходимое и обязательное условие при этом – наличие хорошо экранированных водонепроницаемых пластов с высокими емкостными свойствами, не имеющих гидродинамической связи с другими горизонтами. Кроме того, экономически целесообразно захоронение лишь в случае больших объемов закачки отходов, например при кустовом бурении. Несмотря на очевидную экологическую состоятельность такого метода ликвидации жидких отходов бурения, его техническая реализация представляет определенную трудность.

В США практикуется закачка ОБР через обсадные трубы или кольцевое пространство в глубокие пласты с соленой водой. Пресноводные и продуктивные пласты изолируются с помощью цемента или труб. Этот метод допустим при очень жестких тре-

бованиях к пласту, намеченному для приема отходов, в целях исключения возможности их проникновения в другие объекты. Стоимость такой закачки составляет 22–29 дол/т, и, как считают специалисты, этот метод может стать одним из экономически выгодных методов ликвидации отходов.

В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Представляется неэкономичным и способ захоронения ОБР и БШ в специально отведенных местах. Существенный недостаток указанного метода – значительные транспортные расходы на вывоз ОБР с буровой, так как такие места захоронения, как правило, находятся на большом расстоянии от буровых.

В американской практике бурения известен и практикуется метод захоронения ОБР в земляных амбарах, стенки которых изолируются пленкой из полиэтилена или поливинилхлорида и бентонитом. Однако у нас в стране такой метод не получил должного распространения, хотя и заслуживает внимания.

Нашел частичное применение в зарубежной практике метод разбрызгивания ОБР на пахотные земли после предварительной его нейтрализации. Однако использование указанного метода ограничивается типом и системой обработки бурового раствора.

Анализ состояния вопроса свидетельствует о том, что захоронение отходов бурения не решает полностью задачи защиты окружающей среды от заражения. Этот доступный и практически повсеместно используемый метод локализации отходов бурения экономически оправдан лишь при условии обезвреживания захороняемой массы.

11.2. МЕТОДЫ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев ОБР и буровой шлам захороняются в земляных амбарах непосредственно на территории буровой после окончания бурения скважины. Это решение не обеспечивает надежной экологической защиты мест захоронения отходов. Положение еще более

усугубляется тем, что такой метод требует длительного времени ожидания подсыхания содержимого амбаров перед их засыпкой и последующей рекультивацией, а это невыгодно в плане рационального народнохозяйственного использования земель. Вместе с тем этот метод ликвидации отходов бурения наиболее доступен по сравнению с другими, несмотря на безвозвратные потери бурового раствора. Обезвреживание отходов позволяет повысить экологичность таких работ и обеспечить благоприятные условия для своевременной рекультивации отстойников с ОБР и шламом, исключив стадию длительного ожидания затвердевания их содержимого.

Основные направления работ в области обезвреживания отходов бурения концентрируются на физико-химической нейтрализации и отверждении ОБР и БШ. Физико-химическая нейтрализация содержимого шламовых амбаров представляется привлекательным методом предотвращения загрязнения объектов природной среды отходами бурения. В частности, предусматривается разделение ОБР на жидкую и твердые фазы с последующей утилизацией жидкой части и нейтрализацией осадка. С этой целью в США предложен способ разделения фаз ОБР. Для обработки используют флокулирующие добавки. Такие добавки вызывают коагуляцию жидкой части отходов и выпадение твердой фазы в осадок. После удаления из амбара осветленной воды оставшаяся масса вновь обрабатывается флокулянтom, и так продолжается до тех пор, пока вся основная часть воды не будет удалена из жидких отходов.

Один из методов – это метод разделения фаз ОБР с использованием сульфата алюминия и специальных флокулирующих агентов. Отделившаяся вода направляется для технических нужд бурения или приготовления нового бурового раствора. Вода отделяется с помощью декантирующей центрифуги, а оставшаяся часть ОБР направляются на фильтр-пресс, на котором происходит дальнейшее обезвоживание массы. Полученный шлам содержит до 30 % влаги и считается безвредным и затем сбрасывается в шламовый амбар для захоронения.

Наиболее перспективным представляется использование передвижных блочных установок для обработки отходов бурения. Так, фирма “ЭсТиБи Индастриз” разработала установку для непрерывной очистки отработанных буровых растворов – “Тэссфорд”. Она состоит из блока двигателя, приемной емкости с мешалкой для хранения бурового раствора, погружного насоса, электроприводного устройства для перекачки дегидратированного бурового раствора и в случае необходимости дополнительного узла для физико-химической обработки воды. Произ-

водительность установки составляет до 10 м³/ч. Имеются и другие разработки, обеспечивающие глубокое обезвреживание отходов бурения.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды. Он реализуется следующим образом. В амбар с ОБР вводят коагулянт из расчета 1,5 кг на 1 м³ жидкой фазы. В указанном амбаре содержится примерно 50 % жидкой фазы. Коагулянт вводят при активном смешении его с ОБР с помощью цементировочного агрегата в течение 1,5–2,0 ч. Затем ОБР отстаивается в течение 1 сут. После отстоя осветленную воду откачивают на технологические нужды. Подвижную часть загущенного осадка буровым насосом откачивают из амбара и смешивают с вяжущим, например, с цементом из расчета 0,8 т на 1 м³ подвижной части загущенного осадка. Полученную смесь вводят в амбар и равномерно распределяют по поверхности придонной неподвижной части загущенного осадка. Отверждение поверхностного слоя загущенного осадка заканчивается через 2 сут. На отвержденную поверхность наносится экран из глины толщиной 0,3 м. Затем оставшуюся часть котлована засыпают минеральным грунтом.

Предложенный способ пока не имеет достаточной реализации в промышленных условиях, что не позволяет судить о его рациональности. К тому же, значителен расход вяжущего.

Один из эффективных методов обезвреживания бурового шлама – окисление и гидрофобизация поверхности. Метод окисления органических загрязнителей, содержащихся в буровом шламе, обладает значительно меньшей эффективностью по сравнению с гидрофобизацией. Это одна из основных причин, не позволяющая рекомендовать метод окисления в практику обезвреживания буровых шламов.

Более перспективным, по мнению исследователей, является обезвреживание шлама методом гидрофобизации его поверхности с помощью органических или растворимых высокомолекулярных соединений с последующим действием электролитов. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ. Из известных растворов полимеров наибольшей эффективностью обладает сополимер малеинового ангидрида с акриламидом, который позволяет получать высокую степень гидрофобизации поверхности бурового шлама и, как следствие, обеспечивает необходимую глубину обезвреживания. Этот метод рекомендован, в основном, для обезвреживания

шлама при морском бурении, так как эффект гидрофобизации поверхности усиливается при попадании обработанного таким полимером БШ в морскую среду. Однако из-за значительных расходов гидрофобизирующего агента и его дефицитности этот метод широкого распространения в практике буровых работ не получил.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органических веществ всех основных классов, присутствующих в буровом шламе. По мнению исследователей этот метод наиболее доступен и перспективен. Его практическая реализация осуществляется в печах специальной конструкции, в частности, в барабанной электрической печи. Она позволяет реализовать необходимые термические режимы для достижения глубокого обезвреживания шламовых масс с высоким содержанием нефти и нефтепродуктов и других загрязнителей. Основным недостатком этого метода, сдерживающим его широкую практическую реализацию, является значительный расход электроэнергии на проведение обжига шлама.

Эффективным и практически доступным методом частично обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющих органических составляющих (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

При содержании нефти более 5 % степень отмывки практически не изменяется и составляет в среднем 70–75 %. Загрязненность сточных вод извлеченными веществами возрастает при увеличении содержания нефти до 5 %, а затем стабилизируется и остается на одном уровне. Влажность шлама также оказывает влияние на процесс и эффективность отмывки. Так, с ростом влажности отмечается увеличение степени отмывки, которое заметно сказывается на шламовых массах с влажностью до 20 % и практически не влияет на сильно увлажненные шламы (> 20 %). При этом максимальное значение степени отмывки достигает 70–75 % в интервале влажности 15–20 %, которое в дальнейшем не изменяется. Аналогичную зависимость имеют кривые загрязненности стоков.

Приоритетным направлением обезвреживания указанных отходов бурения является их отверждение. Обезвреживающий эффект при этом достигается за счет превращения указанных отходов бурения в инертную консолидированную массу и связывания в ее структуре загрязняющих веществ, что практически исключает миграцию их за пределы отвержденного бурово-

го раствора. Такую отвержденную массу можно захоронить в земляных амбарах непосредственно на территории буровой без нанесения ущерба окружающей среде. Ввод в ОБР активирующих добавок позволяет, кроме того, получать отвержденную массу, выдерживающую нагрузку, которую создает транспортная техника. При этом значительно упрощается процесс захоронения, обегчается последующая планировка и рекультивация амбаров, а также существенно сокращаются сроки возврата земель основному землепользователю.

Метод отверждения не только практически доступен, но и экономически выгоден. Об этом свидетельствуют и примерные расчеты сравнительной экономической эффективности использования известных методов обезвреживания и утилизации указанных отходов бурения.

Таким образом, метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой более выгоден по сравнению с другими методами с экологической и технико-экономической точек зрения.

За рубежом в качестве отверждающих составов предлагают минеральные вяжущие с активными добавками, такими как оксид алюминия, жидкое стекло, хлорид железа. Эти составы в большинстве случаев многокомпонентны, добавка их в ОБР относительно высока, к тому же практически отсутствуют данные об их промысловой реализации.

Японскими специалистами для отверждения бурового шлама предложен состав, состоящий из порландцемента, безводного гипса и добавок порошкообразного материала некоторых солей. Фирма "Чемфикс Грассфорд Поллюшн Сервисэз" (Великобритания) рекомендует обрабатывать буровой шлам некоторыми растворами силикатов в присутствии коагулянтов. Получаемый при этом твердый материал может быть утилизирован, т.е. использован для покрытия автостоянок или сброшен на поверхность почвы без вреда для последней.

Расход вяжущего и сроки твердения ОБР и БШ сокращаются в случае применения в качестве активирующей добавки полимерных материалов. При этом формируется эластичная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и БШ; нефть и нефтепродукты как основные загрязнители природной среды не мигрируют за пределы отвержденной массы. Вместе с тем водоустойчивость такой полимерглинистой композиции намного ниже, чем на основе только минерального вяжущего.

Ряд исследователей предлагают применять для отверждения указанных отходов бурения фенолформальдегидные смо-

лы. При этом получены положительные результаты по консолидации, однако необходимого обезвреживающего эффекта не достигается. К тому же, одна из составляющих этого материала (фенол) представляет собой крайне токсичное вещество, относящееся ко II группе токсичности. Все это не дает основания рекомендовать такие отверждающие составы для обезвреживания ОБР и БШ.

Все разрабатываемые отверждающие составы имели цель – придать отвержденной массе ОБР и БШ прочностные характеристики. Для оценки экологичности все отвержденные массы исследовали на токсичность по методикам Минздрава, по результатам которых были получены соответствующие первично-токсикологические паспорта.

Установлено, что количество вводимого отвердителя оказывает существенное влияние на процесс твердения. При этом дозировка портландцемента, необходимая для получения консолидированной массы с требуемыми для практики свойствами, составляет не менее 40 %. При такой дозировке время, необходимое для получения консолидированной массы с приемлемыми прочностными характеристиками, не превышает 7 сут. Отвержденная масса, полученная в таких условиях, достаточно устойчива к агрессивному воздействию водной среды и не теряет своих прочностных свойств при ее выдержке в воде (прочность на сжатие не изменяется). Одновременно с ростом количества вводимого в ОБР отверждающего агента отмечается снижение вымываемости из консолидированной массы загрязнителей органической породы.

При отверждении ОБР нефть и нефтепродукты полностью связываются в структуре консолидированной массы и водой из нее не вымываются даже при длительном хранении образцов в водной среде (56 сут).

Исследования показали, что из минеральных вяжущих высокий обезвреживающий эффект обеспечивает портландцемент, фосфогипс, полугидрат, магнезиальный цемент и смесь цемента с доломитовой мукой состава “Роса”. Их использование позволяет достаточно эффективно решать вопрос обезвреживания ОБР и шлама в широком спектре загрязненности таких отходов бурения. Результаты оценки эффективности отверждающих составов приведены в табл. 11.4. Одним из достоинств таких отверждающих составов является то, что они превращают отходы бурения в консолидированные массы с высокими прочностными свойствами. Последнее представляется важным фактором при засыпке амбаров с отвержденной массой и последующей рекультивацией, так как при этом создаются условия для безо-

пасного использования для этих целей необходимой транспортной техники.

Расходы вяжущего и сроки твердения ОБР и шлама существенно сокращаются в случае применения в качестве активирующей обезвреживающей добавки высокомолекулярных соединений на основе полиизоцианатов. При этом формируется эластичноподобная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и шлама. Вместе с тем водоустойчивость такой полимерглинистой массы намного меньше, чем на основе минерального вяжущего. Следует отметить также дефицитность полиизоцианатов и их высокую стоимость.

Указанных недостатков лишены быстротвердеющие составы на основе силиката натрия и цемента с добавками различных активных материалов (цеолит, фильтроперлит, доломитовая мука и др.). При обработке ОБР и шлама такими составами процесс твердения протекает в две стадии: на первой стадии происходит резкое загущение массы с выраженным процессом отверждения, на второй – подсыхание массы и дальнейший набор прочности. Результаты оценки эффективности быстротвердеющих составов свидетельствуют об их практической ценности и целесообразности широкого внедрения в промышленную практику.

Типы отверждающих составов и показатели технологических свойств отвержденных масс приведены в табл. 11.5. Результаты экспериментов свидетельствуют о том, что значения

Таблица 11.5
Результаты оценки технологических свойств отвержденных отходов бурения

Отвержденный состав	Водоустойчивость N	Прочность на сжатие $\sigma_{сж}$, МПа	Относительная линейная усадка l, %	Пористость K, %	Относительная влажность W, %	Модуль структурной деформации E, МПа/%	Модуль упругости G, МПа
Карбамидная смола + двойной суперфосфат	0,81	1,38	32	7,18	10,16	0,043	214
Магнезиальный цемент + карналлит	0,87	1,0	20	35,48	7,21	0,050	292
Портландцемент + лигнин	0,90	1,03	22	33,49	8,57	0,046	260
Фосфогипс полу-гидрат	0,98	1,06	10	27,01	2,53	0,096	280

указанных показателей находятся в допустимых пределах независимо от типа используемых отверждающих составов. Это дает основание считать, что такие технологические свойства отвержденных отходов бурения позволяют обеспечивать качественную засыпку и успешное проведение рекультивации амбаров с находящимися в них отвержденными отходами с использованием традиционной техники.

11.3. ЗАЩИТА ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА

Исследования, направленные на уменьшение отрицательного воздействия работ по освоению нефтегазовых месторождений на природную среду, указывают на необходимость осуществления мер по предотвращению загрязнения воздушного бассейна. Один из источников загрязнения атмосферы – выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания. Для нефтегазовой отрасли снижение токсичности выхлопных газов имеет большое значение, так как в связи разбросанностью месторождений по территории и недостатком генерирующих мощностей электроэнергии основной объем буровых работ выполняется буровыми станками с дизельным приводом.

Химический анализ выхлопных газов показывает, что в них содержатся следующие виды и количества (в %, по массе) токсичных веществ: оксиды азота 0,2; оксиды серы 0,1; сажа 0,05; углеводороды 0,3; формальдегид 0,08. Анализ существующих способов очистки выхлопных и других отходящих газов позволил сделать вывод, что в отработанном буровом растворе имеются все необходимые компоненты для его использования в качестве реагента для очистки выхлопных газов дизелей, установленных на буровых.

Для проведения исследований был использован отработанный буровой раствор следующего состава (% , по массе)

Глинопорошок	27–30
Угщелочной реагент	1,5–4
Кальцинированная сода	0,25–0,5

Этот раствор характеризуется следующими параметрами.

Плотность, г/см ³	1,2
Условная вязкость, с	4 0
Водородный показатель, рН	7,5–10

Результаты исследований приведены в табл. 11.6. Разработанный способ очистки выхлопных газов ДВС обеспечивает высокую степень очистки и является дешевым.

Таблица 11.6

Результаты исследований по $\text{O}^{\sim}\text{E}^{\sim}\text{O}^{\sim}\text{I}^{\sim}\text{A}$ выхлопных газов глинистым раствором

Водородный показатель раствора	Исследования	Массовая доля токсических веществ в выхлопных газах, %				
		Оксиды азота	Оксиды серы	Сажа	Углеродороды	Формальдегид
7,5	До очистки	0,2	0,1	0,005	0,3	0,08
	После очистки	0,08	0,02	0,003	0,012	0,002
	Степень очистки	60,0	80,0	95,0	96,0	97,0
9,0	До очистки	0,2	0,1	0,05	0,3	0,08
	После очистки	0,076	0,015	0,002	0,012	–
	Степень очистки	62,0	85,0	96,0	96,0	100
10,0	До очистки	0,2	0,1	0,05	0,3	0,08
	После очистки	0,07	0,01	0,001	0,006	0,001
	Степень очистки	65,0	90,0	98,0	98,0	99,0
	Степень очистки	70–80	80–95	50–70	50–70	95–100
	известными способами					

Комплекс мероприятий по охране окружающей среды позволит решить сложные задачи по предотвращению загрязнения среды обитания живой природы. Опыт и технические решения осуществления этих мероприятий могут быть использованы при проектировании и обустройстве нефтяных газовых и газоконденсатных месторождений.

Список литературы

1. *Бездробный О.И., Булатов А.И., Макаренко П.П.* Обслуживание наземного цементировочного оборудования: Справочник. – М.: Недра, 1996.
2. *Булатов А.И., Аветисов А.Г.* Справочник инженера по бурению: В 4 т. – М.: Недра, 1993–1996. – Т. 1–4.
3. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1971.
4. *Калинин А.Г., Левицкий А.Э., Никитин Б.А.* Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов – М.: Недра, 1998.
5. *Лапшин П.С.* Испытание пластов в процессе бурения. – М.: Недра, 1974.
6. *Соловьев Е.М.* Заканчивание скважин: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1979.
7. *Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т/А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников и др.; Под. ред. А.И. Булатова* – М.: Недра, 1997–1998. – Т. 1–5.

Оглавление

Предисловие	3
ГЛАВА 1. НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	5
1.1. Элементы нефтепромысловой геологии и физики пласта	5
1.2. Геофизические методы исследования скважин	14
1.3. Основные сведения по теории фильтрации	56
ГЛАВА 2. ВСКРЫТИЕ И РАЗБУРИВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	70
2.1. Разбуривание продуктивного пласта	70
2.2. Технологические факторы, обеспечивающие бурение и вскрытие продуктивного пласта	72
2.3. Изменение гидродинамического давления на стенки скважин при их бурении и заканчивании	74
2.4. Изменение проницаемости призабойной зоны пласта. Буровые растворы для заканчивания скважин	79
2.5. Горизонтальное бурение	115
ГЛАВА 3. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН	149
3.1. Теоретические основы проектирования конструкций скважин	150
3.2. Типы конструкций скважин, применяемых в некоторых регионах ..	175
3.3. Особенности расчета обсадных колонн при креплении скважин в сложных условиях бурения	194
ГЛАВА 4. КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН	225
4.1. Типы конструкций забоев скважин	226
4.2. Примеры современных конструкций забоев скважин	230
4.3. Обоснование выбора конструкции забоя скважины	240
4.4. Предотвращение пескопроявлений в нефтяных и газовых скважинах	248
4.5. Пакеры	269
ГЛАВА 5. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ	293
5.1. Подготовка ствола скважины	293
5.2. Технология крепления скважин обсадными колоннами	311
ГЛАВА 6. ЦЕМЕНТНО-СМЕСИТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ И АГРЕГАТЫ	375
ГЛАВА 7. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	446
7.1. Условия формирования потока раствора и цементного камня в скважине	453
7.2. Замещение буровых растворов тампонажными	462
7.3. Общие положения технологии цементирования обсадных колонн в скважинах	487
7.4. Схемы размещения и обвязки оборудования при цементировании...	516
7.5. Комплексная оценка качества крепи нефтяных и газовых скважин	535

ГЛАВА 8. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ	542
8.1. Специфика установки цементных мостов в глубоких скважинах	543
8.2. Особенности выбора рецептуры растворов вяжущих веществ для установки мостов	548
8.3. Оценка факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов	550
8.4. Повышение надежности доставки цементного раствора в интервал установки моста	552
8.5. Управление процессом срезки штифтов при использовании разделительных пробок	554
8.6. Технические факторы	557
8.7. Влияние поглощения раствора, водоотдачи и водоотстоя	558
8.8. Субъективные факторы	559
8.9. Исследование процессов смещения промывочных жидкостей и тампонажных растворов при установке мостов и цементировании скважин	560
8.10. Требования, предъявляемые к материалам и процессам при установке мостов	563
8.11. Планирование работ по установке цементных мостов	572
ГЛАВА 9. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	577
9.1. Техничко-технологическая характеристика условий проведения перфорации.....	578
9.2. Пулевая перфорация	581
9.3. Кумулятивная перфорация	582
9.4. Скважинные торпеды	587
9.5. Действие взрыва в скважине	588
9.6. Гидропескоструйная перфорация	590
9.7. Влияние условий в скважине на эффективность вскрытия пластов перфорацией	591
9.8. Выбор плотности перфорации и типоразмера перфоратора	602
9.9. Скин-эффект при перфорации	608
9.10. Влияние типа буровых растворов и специальных жидкостей на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов	611
9.11. Выбор типа перфорационной жидкости при перфорации	616
9.12. Очистка перфорационной среды от взвешенных частиц	618
9.13. Технология вскрытия пластов путем перфорации в среде очищенного солевого раствора	619
9.14. Перфорация цементного камня	624
ГЛАВА 10. ОПРОВОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ	626
10.1. Методы опробования и испытания	626
10.2. Испытатели пластов	631
10.3. Технология опробования и испытания	637
10.4. Обработка результатов испытаний	643
ГЛАВА 11. ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	648
11.1. Методы утилизации отработанных буровых растворов и шлама ...	648
11.2. Методы обезвреживания отработанных буровых растворов и шлама	658
11.3. Защита воздушного бассейна	666
Список литературы	668