

ВВЕДЕНИЕ

В комплекс работ по заканчиванию скважин входят следующие.

1. Разработка и внедрение мероприятий, предупреждающих ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов, встречающихся при проводке скважин: применение промывочных жидкостей и тампонажных растворов с минимальной фильтрацией, а также растворов, позволяющих вскрывать продуктивные горизонты при более низких перепадах давления.

2. Разработка рациональной конструкции низа эксплуатационных колонн.

3. Разработка способов вхождения в продуктивный пласт.

4. Выбор конструкции скважины, обсадных труб, технологии их спуска в скважину, способов подвески и обвязки обсадных колонн у устья, обеспечивающих их герметичность.

5. Выбор тампонажного материала, применяемого для разобщения водо-газо-нефтеносных пластов, способа и технологии цементирования скважин, обеспечивающих герметичность затрубного пространства как на контактах «цементный камень - стенка скважины», «цементный камень - обсадная труба», так и обеспечение герметичности самого цементного камня.

6. Проведение работ по созданию каналов сообщения между продуктивным пластом и обсадной колонной, обеспечивающих длительные сроки эксплуатации скважины.

7. Разработка способов освоения скважины при минимальных сроках освоения и получения оптимального дебита скважины, т.е.

устойчивого дебита при продолжительных сроках эксплуатации скважины.

8. Проведение контрольных замеров при спуске колонн, цементировании, заключительных работах и освоении скважины.

9. Работы по технике безопасности и охране труда, организации производства, а также мероприятия по снижению затрат на крепление и освоение скважины.

10. Работы по капитальному ремонту скважины в случае негерметичности обсадных колонн, ликвидации межпластовых перетоков и прорыва верхних или нижних пластовых вод.

11. Работы по опробованию продуктивных горизонтов в процессе проводки скважин.

Проблема заканчивания скважин занимает центральное место в проводке скважин, так как от вскрытия пластов и их разобщения зависит жизнь скважины и дальнейшая разработка нефтяных и газовых месторождений.

Задачей курса «Заканчивание скважин» является изучение вышеназванных процессов для получения оптимального устойчивого во времени дебита скважины и обеспечения длительного срока ее эксплуатации.

Конспект лекций по «Заканчиванию скважин» состоит из трех частей.

В первой части курса «Заканчивание скважин» рассматриваются следующие разделы.

1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ КУРСА, где рассматриваются вопросы коллекторских свойств горных пород, физико-химические свойства

нефти, газа и пластовых вод, а также законы движения нефти, газа и вод в пластовых условиях и другие.

2. ОПРОБОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ, где рассматриваются вопросы техники и технологии опробования пластов сверху вниз без спуска эксплуатационных колонн.

3. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ БУРЕНИЕМ, где рассматриваются вопросы влияния промывочной жидкости и ее фильтрата, а также дифференциального давления на изменение коллекторских свойств пластов; способы вхождения в продуктивную залежь.

Во второй части курса рассматривается следующий раздел.

4. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН, где рассматриваются вопросы выбора конструкции скважины, типы и конструкция обсадных труб, нагрузки, действующие на обсадные трубы, расчеты равнопрочных обсадных колонн, способы подвески и обвязки обсадных колонн у устья.

В третьей части курса рассматриваются следующие разделы.

5. РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ, где рассматриваются свойства тампонирующих материалов (цементов), техники и технологии цементирования скважин и приводятся необходимые расчеты.

6. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН, где рассматриваются вопросы перфорации скважин, вызова притока пластовой жидкости, опробование пластов снизу вверх, вопросы капитального ремонта скважин в случае негерметичности эксплуатационных колонн или прорыва сторонних или пластовых вод.

Лекция №1

Часть первая

I. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ КУРСА

В разделе рассматриваются вопросы коллекторских свойств горных пород, физико-химические свойства нефти, газа и пластовых вод. Рассматриваются законы движения нефти, газа и вод в пластовых условиях и др.

1.1. Элементы физики нефтегазового пласта. Природные коллекторы нефти и газа.

В нефтяных и газовых месторождениях нефть, газ и пластовые воды заполняют поры, каверны и трещины в горных породах. Отдельно взятые поры малы, но в сумме составляют огромный объем, достигающий до 50% общего объема всей породы. Все горные породы состоят из отдельных частиц и обладают пористостью, но промышленные залежи нефти и газа практически встречаются только в осадочных горных породах - в песках, песчаниках, известняках, которые являются хорошими коллекторами для нефти и газа. Эти породы обладают проницаемостью, т.е. способностью пропускать жидкости и газы через каналы, соединяющие поры между собой.

Основные физические параметры горных пород нефтяных и газовых месторождений следующие:

- гранулометрический состав;
- удельная поверхность;
- пористость;
- проницаемость;
- механические свойства.

1.1.1. Гранулометрический состав горных пород. Под гранулометрическим составом горной породы понимается количественное содержание в ней разных по размеру зерен, составляющих данную породу. Гранулометрический состав породы обычно выражают как процентное содержание отдельных фракций (по размеру зерен) в образцах породы.

Для сцементированных пород (песчаников) величину отдельных зерен определяют после предварительного разрушения цемента породы, рассеивания на ситах с различными размерами ячеек и последующего взвешивания. Гранулометрический состав пород необходимо знать в нефтепромысловой практике, так как размеры частиц породы обуславливают величину их поверхности, контактирующей с нефтью, и количество нефти, которое остается в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

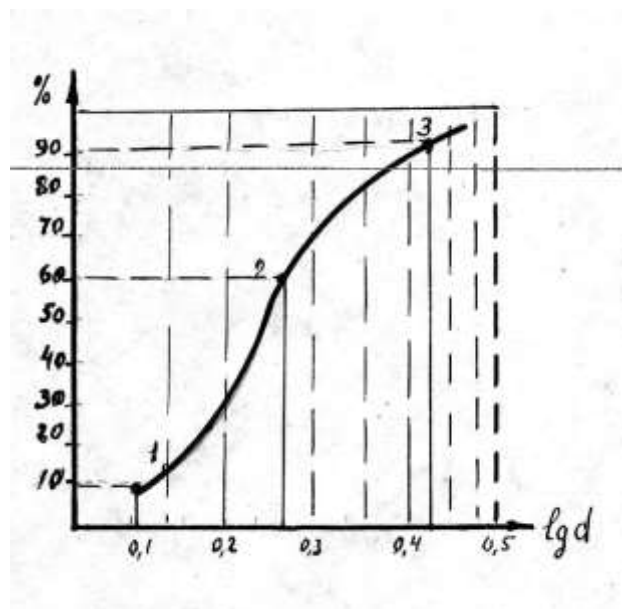
Зная гранулометрический состав, подбирают фильтры для забоев нефтяных и газовых скважин. Для горных пород характерна вся гамма размеров зерен от величины коллоидных частиц до величины частиц галечников и валунов. В практике выделяют следующие фракции механического состава породы по диаметру зерен: галька и щебень - более 1 см; гравий - от 1 см до 2 мм; грубый песок - от 2 до 1 мм; крупный песок - от 1 до 0,5 мм; средний песок - 0,5-0,25 мм; мелкий песок - от 0,25 до 0,1 мм; крупный алеврит - 0,1-0,05 мм; мелкий алеврит - от 0,05 до 0,01 мм; глинистые частицы - менее 0,01 мм.

Механический состав пород определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовый анализ сыпучих горных пород применяется для отсева фракций размером 0,05 мм и более. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации.

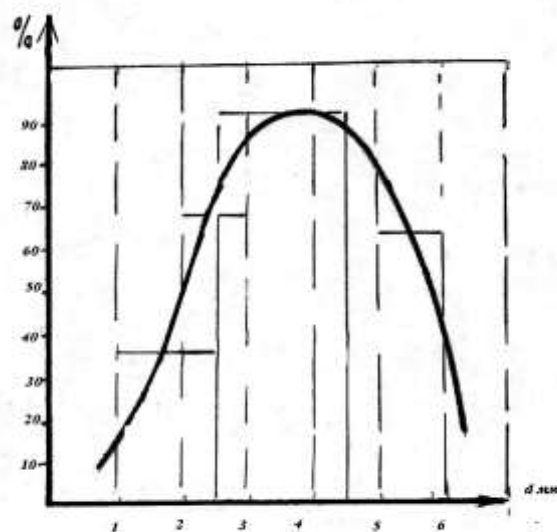
При проведении ситового анализа в лабораторных условиях пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий от 0,053 до 3,36 мм. Сита располагают таким образом, чтобы сверху было сито с наибольшими размерами отверстий. В него насыпают навеску породы (50 г) и просеивают в течение 15 мин. После этого взвешивают породу, оставшуюся на каждом сите, и результаты ситового анализа записывают в таблицу.

Методы седиментационного разделения частиц по фракциям основаны на различной скорости осаждения зерен различного размера в вязкой жидкости. Существует много методов седиментационного анализа.

По результатам ситового и седиментационного анализов строят кривые суммарного механического (рис.1) и фракционного (рис.2) состава породы.



Р и с.1. График механического состава



Р и с.2. График фракционного состава

В первом случае на полулогарифмической бумаге по оси ординат располагается размерная шкала суммарного содержания (в

процентах) частиц диаметром, меньшим размера отверстий сита; по оси абсцисс на логарифмический шкале откладывают логарифмы диаметров частиц породы.

На кривой механического состава имеются три характерные точки: точка 1 соответствует размеру отверстий сита, на котором задерживается 10% более крупных фракций, а оставшиеся 90% более мелких фракций проходят через сито; точка 2 соответствует 60% суммарному весовому составу; точка 3 соответствует 10% суммарному составу. Диаметр частиц, соответствующий этой 3 точке, называется эффективным диаметром.

Для определения фракционного состава породы в прямоугольной системе координат по оси абсцисс откладывают диаметры частиц, а по оси ординат - процентное содержание каждой фракции. В этом случае каждая фракция представляется в виде прямоугольника, основанием которого являются полученные фракции частиц, а высотой - процентное содержание их в породе. Основная масса нефтесодержащих песков и песчаников состоит преимущественно из частиц диаметром от 1 до 0,01 мм.

Неоднородность по механическому составу характеризуется **коэффициентом неоднородности**. Под коэффициентом неоднородности пористой породы понимается отношение диаметра частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60% по весу от всей породы к диаметру частиц фракции, составляющих со всеми более мелкими фракциями 10% по весу от всей породы, т.е. отношение диаметра частиц в точках 2 и 3 (см. рис.1).

Для однородного по составу песка коэффициент неоднородности равен единице. Чем больше разница в размерах фракций породы, тем

выше ее коэффициент неоднородности. Для различных пород нефтеносных горизонтов коэффициент неоднородности изменяется в широких пределах (от 1 до 20).

1.1.2. Пористость горных пород

Лекция №2

Под пористостью горных пород понимают наличие в них пустот (пор). Эти пустоты являютсяместилищем для жидкостей и газов, находящихся в недрах земли. Различают :

- абсолютную (полную физическую) пористость;
- эффективную пористость;
- динамическую пористость.

Численная величина абсолютной пористости определяется безразмерным коэффициентом пористости, представляющим собой отношение суммарного объема пустот в породе к объему породы в долях процентов или процентах.

$$P_a = \frac{V_{пор}}{V} \cdot 100\% ,$$

где P_a - коэффициент пористости;

$V_{пор}$ - объем пор;

V - объем породы.

Наличие даже большой пористости коллектора не характеризует нефтеотдачу пласта, так глины имеют пористость 40-50%, но из-за наличия субкапиллярных каналов они непроницаемы. Коэффициент абсолютной пористости используется при оценке абсолютных запасов нефти в пласте, а также для сравнения различных пластов или участков одного и того же пласта. Не всегда все поры в породе связаны между собой. Часто поры какой-либо части пласта бывают изолированы от других пустот.

Насыщающие пористый пласт жидкость или газ могут двигаться только по сообщающимся друг с другом порам. Поэтому наряду с абсолютной пористостью для характеристики нефтесодержащих пород вводят еще понятие коэффициента эффективной пористости, что представляет из себя отношение объема открытых сообщающихся пор к объему образца породы.

$$P_{\text{э}} = \frac{V_{\text{э}}}{V} \cdot 100\% .$$

Однако не через все сообщающиеся поры может быть движение жидкости или газа даже при больших перепадах давления на входе и выходе поровых каналов. На поверхности каналов в нефтяном коллекторе адсорбируется жидкость; часть жидкости удерживается в капиллярных порах и трещинах силами капиллярного давления. Эту жидкость называют погребенной, остаточной или реликтовой. В нефтяных коллекторах ее содержится до 20-25% от объема пор. Толщина пленки остающейся жидкости 0,01-0,0001 мм. Поэтому в понятие пористости вводят коэффициент динамической пористости, который является отношением объема пор, через которые в реальных условиях возможно движение жидкости к объему всей породы.

$$P_{\text{дин}} = \frac{V_{\text{дин}}}{V} \cdot 100\% .$$

Величина пористости зависит от размера и формы зерен, складывающих породу, степени неоднородности зерен, их уплотнения и других факторов. Для идеальных условий, т.е. для породы, состоящей из отсортированных и однородных по размерам сферических зерен величина пористости не зависит от размеров зерен, а определяется их взаимным расположением и может изменяться от 26 до 48%.

В естественном песчаном грунте форма и размеры песчинок неодинаковы. В природных условиях пески состоят из зерен неправильной формы и самых разнообразных размеров. Уплотнение песчинок в грунте также может быть различным. Все это ведет к тому, что пористость естественного песчаного грунта в большинстве случаев значительно меньше пористости фиктивного грунта.

В песчаниках, известняках и других сцементированных горных породах пористость еще меньше, чем в песчаных грунтах из-за заполнения пор различными цементирующими веществами.

Наибольшей пористостью в естественных условиях обладают осадочные несцементированные или слабосцементированные породы - пески и глины. При этом пористость увеличивается с уменьшением зерен, составляющих породу, в отличие от фиктивного грунта, где величины пористости не зависят от размера зерен. Это увеличение пористости с уменьшением размера зерен вызывается тем, что форма зерен с уменьшением их величины становится более неправильной, а при неправильной форме укладки зерен менее плотная и пористость увеличивается. Величина пористости даже однотипных грунтов изменяется в широких пределах. Так, глины и пески имеют пористость от 6 до 50%, песчаники и известняки от 3 до 30%.

С увеличением глубины залегания пород пористость обычно уменьшается в связи с их уплотнением под действием веса вышележащих пород. Наиболее неравномерная пористость карбонатных пород, в которых наряду с крупными трещинами, кавернами и пустотами имеются плотные блоки. В связи с неравномерной пористостью пород при гидродинамических расчетах для определения запасов нефти вычисляют средние величины пористости. Существует несколько способов определения пористости пород.

Наиболее распространенным является объемный способ, основанный на определении объема и веса образца породы и объема и веса частиц, составляющих эту породу. Объемы породы и частиц определяют специальными приборами при погружении породы в керосин.

1.1.3. Проницаемость горных пород

Под проницаемостью горных пород понимается их свойство пропускать сквозь себя жидкость или газы. В природе не существует абсолютно непроницаемых горных пород. При соответствующем давлении можно продавить жидкость и газы через любую горную породу. Однако при существующих в нефтяных и газовых пластах перепадах давления многие породы оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов. Все зависит от размеров пор и поровых каналов в горной породе. Проницаемость породы для жидкостей и газов будет тем меньшей, чем меньше размер пор и каналов, соединяющих эти поры в породе.

Поровые каналы в природе условно делятся на три категории:

- сверхкапиллярные;
- капиллярные;
- субкапиллярные.

Сверхкапиллярные каналы имеют диаметр больше 0,5 мм. Жидкость движется в них, подчиняясь общим законам гидравлики. Эти каналы имеются в горных породах с круглой формой зерен, например, в гравийных породах.

Капиллярные каналы имеют диаметр от 0,5 до 0,0002 мм. При движении в них жидкости проявляются поверхностные силы, возникающие на поверхности тел, а именно поверхностное натяжение,

капиллярные силы, силы прилипания, сцепления и т.д. Эти силы создают дополнительные сопротивления движению жидкости в пласте, т.е. препятствуют движению, поэтому непрерывное движение в таких каналах возможно только под действием добавочных сил, достаточных для преодоления поверхностных сил.

Субкапиллярные каналы имеют диаметр менее 0,0002 мм. Поверхностные силы в таких микроскопических каналах настолько велики, что обычно имеющиеся в пластовых условиях движущие силы не в состоянии преодолеть их, поэтому движения жидкости в субкапиллярных каналах практически не происходит. Жидкость насыщает породу, имеющую субкапиллярную структуру, и переходит в связанное с породой состояние, после чего движение ее прекращается. Породы нефтяных и газовых залежей в основном имеют капиллярные каналы, поэтому при движении нефти и газа в пласте действуют силы, препятствующие этому движению.

Непроницаемые перекрытия нефтяных и газовых пластов, обычно состоящие из глинистых пород, имеют субкапиллярные поры и каналы, движение жидкости в них не происходит. Прямой зависимости между величинами пористости и проницаемости горных пород нет. Глины, как уже говорилось, могут иметь высокую абсолютную пористость, достигающую 40-50%, однако субкапиллярные поровые каналы делают их непроницаемыми.

Песчаники и известняки часто имеют пористость, не превышающую 8-15%, но отличаются высокой проницаемостью, т.к. структура порового пространства у них характеризуется развитием капиллярных и сверхкапиллярных поровых каналов.

Лекция № 3

Для количественного определения проницаемости горных пород пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна ее вязкости

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L},$$

где V - скорость фильтрации;

Q - объемный расход жидкости через породу за 1 сек.

F - площадь фильтрации;

K - коэффициент пропорциональности или коэффициент проницаемости породы;

μ - динамическая вязкость жидкости;

ΔP - перепад давления на длине образца породы;

L - длина образца.

Из приведенного уравнения коэффициент проницаемости определяется по формуле

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P}.$$

Эту формулу применяют при определении в лабораторных условиях проницаемости породы по жидкости.

В промышленной практике для оценки проницаемости пользуются единицей измерения «дарси», обозначаемой буквой D .

$1D$ - проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 длиной 1 см , при перепаде давления

1 атм расход жидкости вязкостью 1 сПз составляет 1 см³/сек. Величина, равная 0,001D, называется миллидарси. Проницаемость естественных нефтяных коллекторов может изменяться в очень широких пределах даже по одному и тому же пласту. Приток нефти и газа наблюдается даже при незначительной проницаемости пород (в пределах 10-20 мD) при наличии высоких перепадов давлений. Большая часть нефтеносных и газоносных пластов имеет проницаемость, равную тысячным долям мD.

Характерной особенностью продуктивных пород нефтяных и газовых месторождений является то, что проницаемость их по горизонтали (параллельно напластованию) больше проницаемости этих же пород в направлении, перпендикулярном напластованию. При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в пористой среде движутся нефть, газ, вода или их смеси, поэтому для характеристики проницаемости пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости.

Абсолютной проницаемостью называется проницаемость пористой среды при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или жидкости). Абсолютной проницаемостью принято считать проницаемость по газу (азоту).

Фазовой (эффективной) проницаемостью называется проницаемость пород для определенного газа или жидкости

Относительной проницаемостью называется отношение фазовой проницаемости к абсолютной проницаемости данной породы.

Если проницаемость определена газом, то она называется газопроницаемостью, если нефтью или водой, то нефть - или водопроницаемостью.

В зависимости от насыщения нефтесодержащей породы водой нефтепроницаемость породы падает.

Ряд исследователей дают такую закономерность изменения нефтепроницаемости в зависимости от водопроницаемости породы.

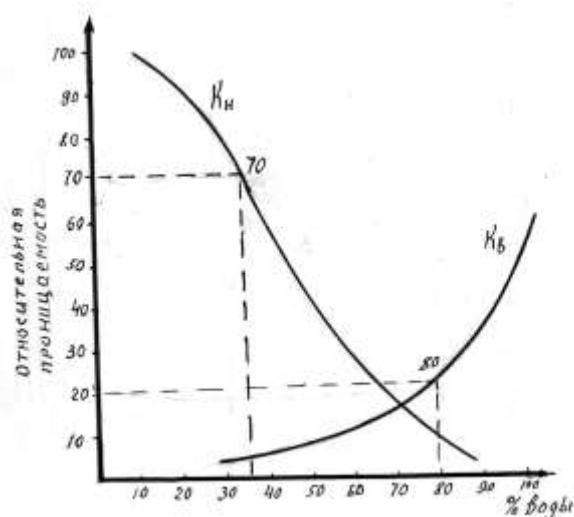


Рис.3

Как видно из рис.3, если вода занимает около 30% объема пор, то проницаемость породы для нефти резко снижается (до 70%), в то время, как движение воды в породе почти не наблюдается, т.к. при малой насыщенности породы водой почти вся вода размещается на поверхности зерен, в тонких

Изменение нефтеводопроницаемости

порах и в углах контакта между частицами.

В таком состоянии вода прочно удерживается молекулярно-поверхностными и капиллярными силами. При этом сечение проходных каналов сокращается, что ведет к уменьшению эффективной проницаемости породы для нефти. При увеличении содержания воды проницаемость для нефти падает и при водонасыщенности, равной около 80% движение нефти прекращается. При вскрытии продуктивных горизонтов для оценки влияния промывочной жидкости на изменение первоначальной (естественной) проницаемости породы вводится понятие коэффициента восстановления проницаемости или продуктивности пласта (β). Это отношение проницаемости керна после насыщения

кернов исследуемой жидкостью, к естественной проницаемости, определяемой по нефти или керосину

$$\beta = \frac{K_2}{K_1} \cdot 100\% .$$

Для нефти $\beta = 100\%$. Лучшей промывочной жидкостью будет та, у которой β приближается к 100%.

Для определения проницаемости применяют много различных методов. По принципу действия они мало различаются между собой. Через образец породы пропускают под давлением или вакуумом газ или жидкость, замеряют параметры, входящие в формулу определения проницаемости, а именно, расход жидкости и газа, динамическую вязкость, перепад давления и размеры образца.

1.1.4. Удельная поверхность горной породы

Удельная поверхность горной породы - это суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема породы. Поверхность порового пространства горной породы достигает огромных размеров. Так, например, 1 см³ грунта имеет суммарную поверхность до 2500 см³.

Удельная поверхность нефтесодержащих пород может быть подсчитана по формуле

$$S = 7000 \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{K}} [см^2 / см^3],$$

где m - полная пористость в долях единицы;

K - проницаемость породы, дарси.

Породы, имеющие удельную поверхность более $2300 \text{ см}^2/\text{см}^3$, считаются непроницаемыми. Для измерения удельной поверхности применяют в основном приближенные методы, основанные на вычислении этой величины по данным гранулометрического анализа.

Лекция №4

1.2. МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Среди механических свойств горных пород наибольшее значение для бурения скважин и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений имеют упругость, прочность на сжатие и разрыв, а также пластичность.

1.2.1. Упругие свойства горных пород

Упругие свойства горных пород, т.е. способность их изменять свой объем с изменением давления играют большую роль в разработке нефтяных месторождений, т.к. по мере снижения внутреннего давления объем порового пространства, вмещающего жидкость, будет сокращаться. В результате этого жидкость начнет вытесняться из пор.

Об упругих свойствах горной породы судят по величине коэффициента сжимаемости. Если образец породы подвергнуть внешнему давлению, то объем образца и объем его порового пространства будут сокращаться.

При снятии давления объем образца и его пористость восстанавливаются до прежней величины. Исследования показывают, что для большинства пород нефтяных и газовых месторождений уменьшение или увеличение объема их, а следовательно, и порового

пространства с изменением давления происходит по закону Гука. Коэффициент объемной упругости пористой среды

$$\alpha = \frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P} ,$$

т.е. он характеризует относительное изменение объема порового пространства (ΔV) к объему образца (V) при изменении давления (ΔP). По лабораторным и промышленным данным для нефтесодержащих пород $\alpha = (0,3 \div 2) \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кг}$.

1.2.2. Прочность горных пород

При проектировании и осуществлении механических способов воздействия на призабойные зоны скважины необходимо знать прочностные свойства горных пород. Под прочностью горных пород понимается их сопротивление механическому разрушению. Горные породы оказывают значительные сопротивления при сжатии. Прочность же пород на разрыв, изгиб и сдвиг составляет всего десятые и сотые доли от прочности на сжатие. Прочность пород на сжатие зависит от целого ряда факторов. Прочность известняков, например, уменьшается с увеличением в них глинистых частиц. Песчаник обладает наименьшей прочностью на сжатие, когда цементирующим материалом в них является известковый цемент. Прочность пород зависит также от их зернистости, плотности и влажности.

При увеличении плотности известняков с 1,9 до 2,7 г/см³ прочность их на сжатие возрастает с 50 кг/см² до 180 кг/см². У песчаников с увеличением плотности 1,9 до 2,6 г/см³ прочность на

сжатие возрастает с 15 кг/см^2 до 20 кг/см^2 . Прочность известняков и песчаников после их насыщения водой уменьшается на 25-45%.

1.2.3. Пластические свойства горных пород

Пластические свойства твердых горных пород, т.е. способность их деформироваться под большим давлением без образования трещин или видимых нарушений, проявляются при бурении скважин на большие глубины. На большой глубине твердая порода может «вытекать» в скважину под действием высокого горного давления залегающих выше пластов.

Пластические свойства горных пород пока изучены мало.

1.3. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

Коллекторские свойства пластов характеризуются не только обычной межзерновой пористостью, но и в значительной степени также наличием большого количества трещин. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам. Исходя из основных коллекторских свойств, обуславливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, их можно разделить на следующие виды:

- коллекторы кавернозного типа, где емкость породы складывается из каверн и карстов, связанных между собой системой микротрещин. Это в основном карбонатные породы.
- коллекторы трещинного типа, состоящие в основном из трещин. Это плотные песчаники, хрупкие сланцы.
- коллекторы смешанные, представляющие собой сочетание трещиноватых, кавернозных и поровых зон сообщения.

О раскрытости трещин на глубине существуют различные мнения, но большинство исследователей считают, что при значительных величинах горного давления трещины нефтесодержащих пластов обычно составляют 10-20 мкм, иногда 30 мкм.

Призабойная зона скважины представляет собой область пласта, от характеристики которого зависит производительность скважин. Эта область подвержена воздействию фильтрата промывочной жидкости и цементного раствора, отложению парафина из нефти, различных солей и смол и т. д., в результате чего уменьшается приток нефти и газа. Поэтому свойствам пород призабойной зоны и процессам, проходящим в этой области, уделяется особое внимание.

При вскрытии продуктивного горизонта бурением нарушается естественное напряженное состояние пород. От всестороннего сжатия напряжения пород в пристволевой части переходят в одноосные. В результате пластичные породы выдавливаются в скважину и удаляются в процессе бурения.

В пристволевой части горное давление частично уменьшается. В условиях залегания коллекторские свойства пород в пласте вследствие их сжимаемости отличаются от свойств на поверхности. Результаты исследования свидетельствуют, что при давлении 150 кг/см² пористость у плохо отсортированных песчаников уменьшается до 20%, у плотных аргиллитов - до 6%. Значительно больше уменьшается под давлением проницаемость горных пород. Так, проницаемость песчано-глинистых пород, залегающих на глубинах 1300-2000 м, уменьшается по сравнению с атмосферными условиями на 10-40%.

1.4. ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

В зависимости от состава, давления и температуры углеводороды могут находиться в залежи в различных состояниях - газообразном, жидком или в виде газо-жидкостной смеси. При большом количестве газ располагается в виде газовой шапки в повышенной части структуры. При этом часть нефти в виде паров содержится в газовой фазе. При высоком давлении содержание паров газа в нефти увеличивается.

Если же количество газа в залежи мало, по сравнению с нефтью, то при высоком давлении газ полностью растворяется в нефти. Поэтому в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяются на:

- а) газовые;
- б) газоконденсатные;
- в) газонефтяные;
- г) нефтяные.

Четкой границы между ними нет. Следует отметить, что в 1 м^3 нефти содержание растворенного газа может достигать до 1000 м^3 и более. В процессе разработки месторождения физическое состояние и свойства углеводородов с изменением давления и температуры не остаются постоянными.

1.5. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ И ГАЗА **Лекция № 5**

Нефть состоит из углеводородов метанового или парафинового ряда состава $C_n H_{2n+2}$ и нафтенов $C_n H_{2n}$. Кроме парафинов и нафтенов в нефти содержатся ароматические углеводороды. Также в

нефти присутствуют кислород, азот, сера и другие элементы. В нефтяном месторождении совместно с нефтью почти всегда содержится газ в растворенном или свободном состоянии.

Газы представляют собой смеси, состоящие главным образом из предельных углеводородов - метана (CH_4) и его гомологов: этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8) и других общей формулой $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$. В газе также кислород, азот, сера и другие элементы. При нормальных условиях углеводороды от метана (CH_4) до бутана (C_4H_{10}) находятся в газообразном состоянии, а остальные - в жидком. Пропан и бутан с повышением давления легко переходят в жидкое состояние.

Упругость насыщенных паров углеводородов, т.е. давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние, повышается с ростом температуры. Упругость паров тем выше, чем ниже плотность углеводорода.

Следует обратить особое внимание на присутствие в газах сероводорода и углекислого газа. Сероводород очень ядовит, содержание его в воздухе в количестве $0,01 \text{ г/см}^3$ опасно для жизни. Сероводород и углекислота способствуют интенсивной коррозии металла оборудования.

1.6. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Физические свойства нефти в пластовых условиях сильно отличаются от свойств нефти в атмосферных условиях. Эти отличия вызваны влиянием на пластовую нефть температуры, давления и растворенного газа. Физические свойства минерализованной воды в пластовых условиях также изменяются, но незначительно.

1.6.1. Плотность и объемные коэффициенты нефти, газа и воды

Плотность дегазированной нефти может изменяться в широких пределах от 0,7 до 1,0 г/см³ и более. С повышением давления плотность нефти несколько увеличивается, с увеличением растворенного газа и температуры - уменьшается. За счет растворенного газа в пластовых условиях значение плотности нефти может быть порядка 0,5 г/см³, а в нормальных условиях та же нефть имеет плотность 0,8 г/см³.

Насыщение нефти газом не безгранично. При повышении давления выше давления насыщения газ в нефти больше не растворяется. При растворении газа в жидкости объем ее увеличивается. Отношение объема жидкости в растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости в атмосферных условиях называют **объемным коэффициентом**. Объемный коэффициент зависит от количества растворенного газа, температуры и давления в пласте. Известны месторождения, в которых объемный коэффициент достигает 3,5 и более. Для пластовой воды объемные коэффициенты составляют 0,99-1,06.

За относительную плотность газа принимается число, показывающее, во сколько раз объем газа при данных давлениях и температурах больше или меньше такого же объема сухого воздуха при нормальных условиях

$$d = \frac{V_z}{V_g} .$$

Плотность газов измеряют специальными газовыми пикнометрами, или по средним молекулярным весам. Плотность

метана 0,554; этана - 1,038; пропана - 1,523; углекислого газа - 1,529; сероводорода - 1,191. Как видно, плотность многих углеводородных газов и сероводорода больше плотности воздуха, поэтому эти вещества могут накапливаться в помещениях.

1.6.2. Сжимаемость нефти и воды

Нефть обладает упругостью, т.е. может изменять свой объем под действием давления. Упругость жидкостей измеряется коэффициентом сжимаемости, который определяется по формуле

$$\gamma_n = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P},$$

где ΔV - изменение объема нефти, м³;

ΔP - изменение давления, атм;

V - объем нефти, м³.

Нефти, не содержащие растворенного газа, имеют сравнительно низкий коэффициент сжимаемости, равный $4 \cdot 10^{-10} \div 7 \cdot 10^{-10}$ 1/ат. Легкие нефти, содержащие газ, имеют повышенный коэффициент сжимаемости, до $140 \cdot 10^{-10}$ 1/ат. Для воды коэффициент сжимаемости равен $(0,4-0,5) \cdot 10^{-10}$ 1/Па или $(4-5) \cdot 10^{-10}$ 1/ат.

1.6.3. Вязкость пластовой нефти, воды и газа

Почти всегда вязкость пластовой нефти отличается от вязкости нефти в атмосферных условиях, вследствие большого количества растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления.

Вязкость нефти уменьшается с повышением количества газа в растворе, с увеличением температуры; при повышении давления вязкость нефти несильно увеличивается. Вязкость нефти измеряется в сантипуазах (сПз) и пуазах (Пз).

Практически вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от десятых долей сантипуаза до нескольких пуазов. Вязкость воды принимается равной 1 сПз.

Для изучения физических свойств нефти, воды или газа в пластовых условиях при помощи специальных пробоотборников отбирают пробы, сохраняя их забойные условия. Вязкость газа в зависимости от изменения параметров, характеризующих его состояние, изменяется сложным образом.

При низких давлениях и температурах свойства реальных газов приближаются к идеальным.

Динамическая вязкость газа (μ) зависит от его плотности (ρ), средней длины свободного пути (λ) и средней скорости молекул (V)

$$\mu = \frac{\rho V \lambda}{3} .$$

Вязкость газов почти не зависит от давления, если оно близко к атмосферному, и увеличивается с ростом температуры. При повышенных давлениях с возрастанием температуры вязкость газов понижается. Для определения вязкости жидкости разработаны методы: капиллярный, метод измерения скорости падения шарика, методы вращения цилиндров и т.д.

1.6.4. Растворимость газов в нефти

Как уже говорилось, от количества растворенного в пластовой нефти газа зависят все ее важнейшие свойства: вязкость,

сжимаемость, плотность и т.д. Сложность состава нефти и значительное изменение пластовых давлений и температур не позволяет теоретически определить газонасыщенность нефтей, поэтому газонасыщенность нефтей при различных P и t определяют по экспериментальным кривым.

При небольших величинах P и t растворимость газов в нефти практически подчиняется закону Генри - который читается так - количество газа V_2 , растворенного при данной температуре в единице объема жидкости $V_{ж}$, пропорционально давлению P .

$$V_2 = \alpha \cdot V_{ж} \cdot P,$$

где α - коэффициент растворимости газа.

$$\alpha = \frac{V_2}{V_{ж} \cdot P} .$$

Различные компоненты нефтяного газа обладают неодинаковой растворимостью (рис.4), причем у более тяжелых углеводородов коэффициент растворимости выше. Особенно плохо растворяется азот. Коэффициент растворимости нефтяных газов изменяется в пределах $(4-5) \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{ат.}$

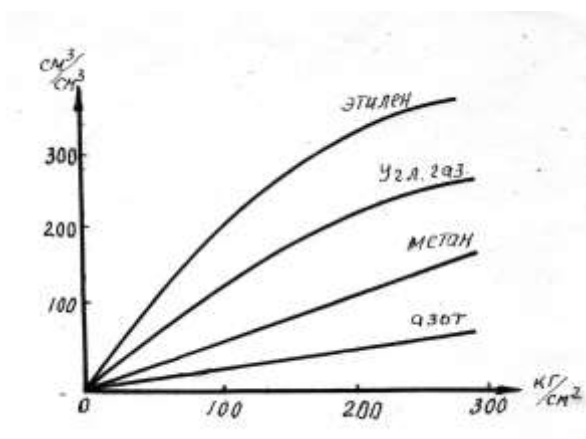


Рис.4

Растворимость газов в нефти

Углеводородные газы при повышении температуры растворяются хуже. Наряду с изучением растворения газа в нефти, важно изучать обратное явление, а именно, выделение газа из нефти. Процесс выделения газа может быть контактным, в котором весь

выделяющийся газ находится в контакте с нефтью и дифференциальным, в котором выделяющийся из нефти газ непрерывно отводится из системы.

Коэффициентом разгазирования принято называть количество газа, выделяющегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу.

Важным понятием в процессе разработки месторождения и эксплуатации скважин является **давление насыщения нефти газом**. Это такое давление, при котором газ начинает выделяться из нефти. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры.

При прочих равных условиях давление насыщения у более тяжелых углеводородов выше. С повышением температуры давление насыщения увеличивается. Давление насыщения для различных нефтей может быть различным и варьируется от 50 до 100 атм и более.

Лекция № 6

1.6.5. Минерализация пластовых вод

Гравитационную воду, которая передвигается под влиянием силы тяжести или перепада давления, относят к категории свободной воды.

Количество остаточной водонасыщенности в пласте определяют косвенными методами:

- а) на основании зависимости ее от капиллярного давления с помощью капилляриметра, гравитационных колонн, центрифуг;
- б) по проницаемости породы;
- в) по пористости и удельной поверхности породы;

г) по содержанию хлоридов в породе.

Наиболее важными компонентами пластовой воды являются растворенные минеральные вещества горных пород, которые вошли в состав воды в результате длительного взаимодействия между собой воды и горной породы. В пластовой воде находятся соли Na, Ca, Mg, Fe и другие.

Процесс растворения водой минералов получил название **выщелачивания горных пород**. Каждая минерализованная вода обладает количественной и качественной характеристикой. Количественная характеристика определяется величиной общей минерализации, показывающей количество всех компонентов, растворенных в единице объема. Величина общей минерализации служит до некоторой степени признаком при отнесении воды к тому или иному горизонту или пласту. Для отнесения воды к тому или иному горизонту общая ее минерализация рассматривается в совокупности с качественной характеристикой.

Изучение пластовых вод показало, что каждую воду можно рассматривать как электролит. Растворенные в ней минералы находятся в диссоциированном состоянии в виде положительных ионов (катионов) и отрицательных заряженных ионов (анионов).

В первую группу входят катионы водорода H^+ , Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , анионы соляной Cl^- , серной $(SO_4)^{2-}$, угольной $(CO_2)^{2-}$ и других кислот. Во вторую группу входят ионы Fe^{2+} , Mn^{2+} , Al^{3+} , I^- , Br^- . При химических исследованиях вод обычно определяются сухой остаток, жесткость воды и элементарный состав растворенных в воде веществ.

Сухой остаток определяется путем выпаривания единицы объема воды при $t = 110^{\circ}C$. Осадок высушивается и взвешивается.

Вес остатка, в граммах или миллиграммах на 1 л, определяет величину сухого остатка.

Жесткость воды обуславливается наличием в ней растворенных соединений кальция и магния и измеряется в градусах жесткости. Один градус жесткости соответствует содержанию в 1 л воды 10 мг СаО или эквивалентных этому количеству соединений Са и Mg. Различают три вида жесткости воды: общую, временную и постоянную.

Под общей жесткостью понимают все количество содержащихся в воде соединений Са и Mg.

Под временной или устранимой жесткостью понимается количество бикарбонатов Са и Mg, которые выпадают в осадок при кипячении воды. Разность между общей и временной жесткостью определяют как величину постоянной жесткости.

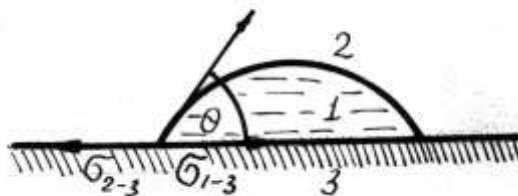
Важной характеристикой воды является показатель концентрации водородных ионов (рН). При концентрации водородных ионов рН=7 вода считается нейтральной. При концентрации рН<7 в водных растворах преобладают кислоты. С большой концентрацией водородных ионов H^+ водородный показатель рН>7 в воде приволируют щелочи с концентрацией ионов OH^- .

1.6.6. Смачивание твердого тела жидкостью

Существующие методы позволяют определить поверхностное натяжение жидкостей лишь на границе с другими жидкостями или газами. При изучении взаимодействия пород и жидкостей на границе их раздела пользуются косвенными методами, одним из которых является смачивание пород жидкостями (рис.5).

Если на поверхность твердого тела нанести каплю жидкости, то под действием молекулярных сил жидкость растекается по поверхности твердого тела и принимает форму линзы.

Угол θ , образованный касательной к капле в точке ее соприкосновения с твердым телом зависит от поверхностных натяжений $\sigma_{1,3}, \sigma_{1,2}, \sigma_{2,3}$, где



1 - водная среда, 2 - нефть и газ,

Рис.5

3 - твердое тело.

Смачивание твердого тела

Угол θ всегда отсчитывается от касательной в сторону фазы 1.

Из условия равновесия векторов определяем

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{1,3} + \sigma_{1,2} \cdot \cos \theta$$

откуда

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}}{\sigma_{1,2}} = B$$

В этом уравнении $\sigma_{2,3}, \sigma_{1,3}$ неизвестны, поэтому о соотношении их поверхностных натяжений судят по углу θ , который служит мерой смачивания жидкостями твердого тела.

При контакте твердого тела с нефтью и водой возможны три варианта смачивания (рис 6):

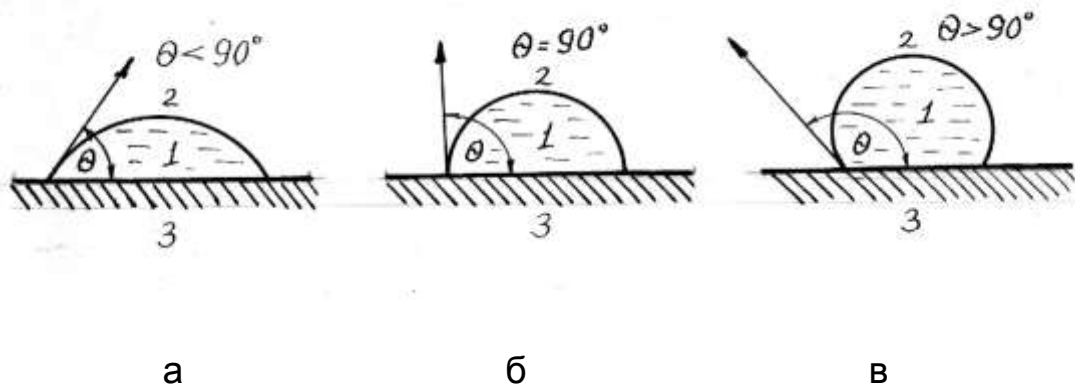


Рис.6

Изменение коэффициента смачивания

а) при $\theta < 90^\circ$ фаза 1 (вода) лучше смачивает твердое тело и поверхность его называется гидрофильной, т.е. легко смачиваемой.

б) при $\theta = 90^\circ$ поверхность твердого тела обладает нейтральной избирательной смачиваемостью.

в) при $\theta > 90^\circ$ вода не смачивает твердого тела и поверхность его называется гидрофобной, т. е. водоотталкивающей.

По величине угла смачивания θ судят о качестве вод и их нефтевымывающей способности. Вероятно, чем больше угол θ , тем легче вода может быть вымыта нефтью.

Капиллярный эффект

Если капиллярную трубку опустить одним концом в жидкость, то под действием дополнительного капиллярного давления происходит самопроизвольное движение жидкости в капилляре. При подъеме жидкости в капиллярной трубке поверхность ее, называемая мениском, будет вогнутой, при опускании - выпуклой (рис.7).

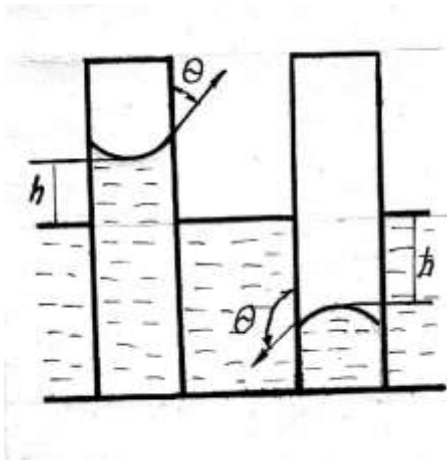


Рис.7

Капиллярный эффект

Когда молекулярное притяжение между частицами жидкости меньше, чем между жидкостью и трубкой, то мениск будет вогнутым и уровень жидкости в трубке поднимается.

Капиллярное давление для сферической поверхности мениска по закону Лапласа определяется уравнением

$$P_{\kappa} = \frac{2F_{\text{пн}}}{R} = \frac{2F_{\text{пн}} \cos \theta}{r},$$

где $F_{\text{пн}}$ - поверхностное натяжение на разделе фаз;

R - радиус кривизны мениска;

r - радиус капилляра;

θ - краевой угол смачивания.

Если вода смачивает породу, капиллярное давление является движущим фактором при вытеснении нефти водой. Если вода не смачивает поверхность породы, то капиллярное давление является тормозящим фактором. Капиллярное давление не очень велико, так для воды в капилляре диаметром 0,02 мм это давление равно 0,15 атм.

Выпуклость мениска и понижение уровня жидкости в капиллярной трубке соответствует случаю, когда молекулярное притяжение между частицами жидкости больше, чем между частицами жидкости и телом трубки, т.е. когда жидкость не смачивает капилляра. Например, ртуть в стеклянной трубке.

1.7. ОБЩАЯ СХЕМА ВЫТЕСНЕНИЯ ИЗ ПЛАСТА НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ

В природных условиях наиболее распространены залежи с напорными режимами. Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами - краевой и нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, закачиваемым в пласт с поверхности.

Нефть и вытесняющий ее агент движутся вместе в пористой среде. Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. Увеличение водонасыщенности до 50-60% влечет за собой резкий рост количества воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а увлекается струей воды.

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Вследствие небольшой вязкости газа равномерное вытеснение им нефти может происходить только при газонасыщенности породы, не превышающей 15% от объема пор. При росте газонасыщенности в потоке будет преобладать газ и нефть будет увлекаться струей газа. При газонасыщенности $> 35\%$ двигаться в пласте будет только газ.

Лекция № 7

2. ОПРОБОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Опробование вскрытых при бурении перспективных пластов является важным и ответственным этапом в строительстве скважин, особенно разведочных. Существующие методы промыслово-геофизических исследований не дают полного и точного

представления о продуктивности вскрытых коллекторов, что является причиной пропуска отдельных продуктивных горизонтов, которые при опробовании могли бы дать приток нефти или газа.

Опробование скважин может производиться как снизу вверх, когда после окончания всех буровых работ, спуска колонны и цементирования в скважине производят перфорацию и освоение продуктивного горизонта, так и сверху вниз в незакрепленных скважинах при помощи испытателей пластов и опробователей.

Испытание продуктивных пластов в процессе бурения при помощи испытателей пластов, по сравнению с испытанием их после спуска эксплуатационных колонн имеет ряд преимуществ:

1. Производится испытание свежевскрытых пластов, т.е. пластов, которые небольшое время подвергались воздействию промывочной жидкости и не подвергались воздействию фильтрата цементного раствора, следовательно, появляется возможность получить более достоверные данные о нефтенасыщенности пласта.
2. Продолжительность испытания объекта длится в пределах 25-48 час., т.е. в 10-15 раз быстрее, чем испытание снизу вверх.
3. Применение испытателей пластов (ИП), оснащенных самозаписывающими манометрами, термометрами, дебитомерами, позволяет не только отбирать пробы и устанавливать дебит скважины, а и замерять пластовое давление, температуру и гидродинамическую характеристику продуктивного горизонта в пластовых условиях.
4. Испытание пластов в процессе бурения с применением ИП дает возможность еще до достижения скважины проектной глубины закладывать другие скважины.

5. Экономичность испытания с помощью ИП, т.к. не нужно спускать обсадные колонны, проводить прострелочные работы и работы по освоению.

Следует сказать, что несмотря на перспективность метода испытания сверху вниз, применение его составляет 30-40% от общего числа испытаний. Применяемые при испытании технические средства можно разделить на две группы:

а) испытатели пластов (ИП), спускаемые в скважину на бурильных трубах;

б) опробователи пластов, спускаемые в скважину на бурильных трубах и каротажном кабеле.

В России испытатели пластов были применены на Грозненских промыслах в 1944 году. Это были механические испытатели конструкции ГрозНИИ. В настоящее время они не применяются. В 1958 г. Были созданы более совершенные гидравлические испытатели пластов ИПГ.

2.1. КОНСТРУКЦИЯ ИПГ - ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ

Испытатели пластов выпускаются следующих марок: ИПГ-146, ИПГ-108, ИПГ-95, ИПГ-65.

Основными узлами комплекта ИПГ (рис.8) являются (на рисунке снизу вверх):

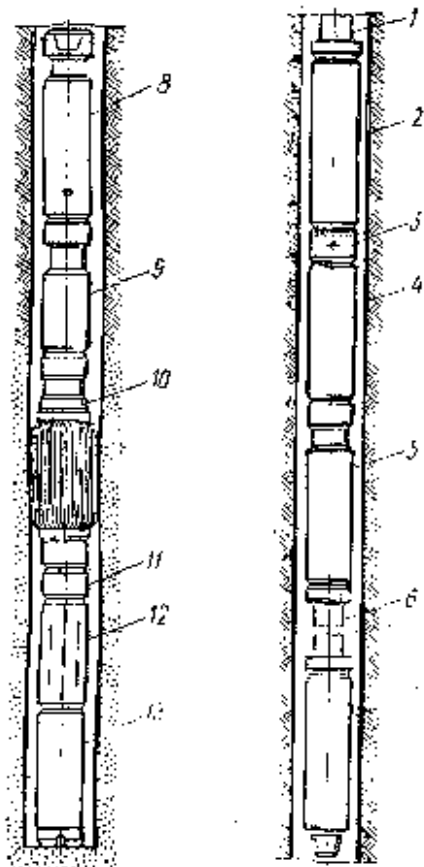


Рис.8

Схема комплекта испытателя пластов

бурильные трубы 13 с хвостовиком и заглушкой; фильтр 12 с манометром 11, пакер 10, ясс 9, ИПГ (1 сборка) 8, приборный переводник 6, бурильные трубы 5, ИПГ (II сборка) 4, запорный поворотный клапан 3, циркуляционный клапан 2, приборный переводник 1 и бурильные трубы.

В нижней части компоновки сборки ИПГ находится хвостовик из бурильных труб длиной от забоя до подошвы продуктивного горизонта. Внизу на бурильных трубах находится патрубко-заглушка.

Фильтр предназначен для ограничения поступления через ИП в трубы вместе с пластовой жидкостью шлама. Фильтр изготавливается из толстостенной трубы длиной 3,5-4 м. На боковой поверхности фильтра имеются щели или круглые отверстия. Внутри имеется карман для установки манометра.

Пакер служит для изоляции испытываемого пласта от вышерасположенной части ствола скважины и состоит из металлического остова и эластичных резиновых элементов. При нагрузке резина увеличивается в диаметре и производит разобщение ствола скважины.

Ясс предназначен для облегчения снятия пакера после испытания пласта. Его конструкция предусматривает возможность сжатия и растяжения ИП на определенную длину, а также проворачивания инструмента. Раньше применялись яссы механического типа, теперь применяются гидравлические яссы.

Испытатели пластов служат для сообщения между бурильными трубами и продуктивным пластом и отбора пластовой жидкости или газа. ИП состоит из следующих узлов, собранных в корпусе.

а) впускного (приемного) клапана, предназначенного для притока флюида из пласта в процессе испытания;

б) уравнильного клапана, служащего для выравнивания давления над и под пакером при спуске и подъеме инструмента и в момент снятия пакера;

в) гидравлического реле, позволяющего открывать и закрывать клапаны ИП через определенное время и предупреждать преждевременную работу клапанов. Сборки ИПГ-II отличаются от сборки ИПГ-I тем, что в сборке ИПГ-II заглушены отверстия в уравнильном клапане и его гидравлическое реле времени отрегулировано на большее время открытия впускного клапана на 15-20 минут, а в сборке ИПГ-I на 2-3 минуты;

г) запорно-поворотный клапан служит для разобщения бурильных труб и более надежной герметизации их после отбора жидкости;

д) циркуляционный клапан предназначен для восстановления или обратной циркуляции в скважине под ИП, при этом можно поднять отобранную жидкость до поднятия ИП, создать нефтяную ванну при прихвате труб.

2.2. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ И ИПГ К ОПРОБОВАНИЮ И ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Ствол скважины прорабатывается шарошечным долотом в местах посадок и затяжек. Перед подъемом инструмента скважины тщательно промывается, а при подъеме производится контрольный замер труб. Скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью до устья, плотность ее должна быть такой, чтобы давление на забое было на 3 МПа больше пластового.

В скважине производится электрокаротаж, кавернометрия и определяется место установки пакера. Выбирается оно исходя из геологических условий в более устойчивых прочных породах выше кровли продуктивного пласта, при этом кавернозность участка должна быть не более 10-15%, овальность по профилемеру 5-10%, длина участка пакеровки 5-6 м. Длина зумпфа должна быть более 30 м. Комплект сборки ИП подвергается проверке. Все клапаны опрессовываются на давление на 25% превышающее ожидаемое.

Реле ИПГ регулируется на установленное время открытия и закрытия клапанов. Контрольно-измерительной аппаратура должна быть оттарирована. Диаметр пакера выбирается на 10% менее диаметра долота. Сборка комплекта производится на мостках и спускается в скважину по частям. Длина хвостовика выбирается в зависимости от глубины установки пакера. Хвостовик подбирается из безмуфтовых бурильных труб или УБТ с левой резьбой. В нижней части хвостовик должен иметь заглушку для предотвращения попадания шлама в ИП.

Устье скважины должно быть оборудовано плашечными или вращающимися превенторами, на выкидных линиях превенторов должны быть установлены манометры.

При невысоких ожидаемых пластовых давлениях используется стандартная обвязка буровой, при высоких - устье скважины оборудуется цементировочной головкой с манометром и газовым счетчиком. До спуска КИИ в скважину на буровой должен быть установлен цементировочный агрегат, обвязанный с затрубным пространством и цементировочной головкой или нагнетательной линией буровой для создания прямой и обратной циркуляции.

Лекция № 8

2.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССА ОПРОБОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

При спуске ИП первые две-три свечи заливаются качественным глинистым раствором, а в дальнейшем заполнение бурильных труб раствором производится исходя из обеспечения безопасности труб на смятие с коэффициентом не менее 1,3. Чтобы избежать преждевременного открытия впускного клапана ИП спуск его следует осуществлять плавно без посадок.

При посадках более 5т инструмент поднимается на 8-10м и опять опускается. При спуске нельзя проворачивать инструмент, т.к. при этом может произойти преждевременное закрытие запорного клапана или отворачивание хвостовика.

По окончании спуска ИП необходимо по цене деления определить нагрузку для распрессовки пакера. Для различных типов ИП нагрузка колеблется от 10 до 25 тн. При нагрузке на ИП срабатывает реле времени ИП (рис.9), состоящее из масляной камеры 12 и составного поршня 6.

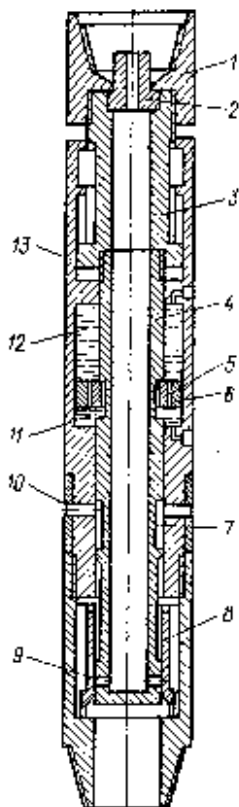


Рис.9
Схема ИПГ

Корпус плавно опускается, масло в реле из верхней камеры 12 по зазору 5 в резьбе поршня выжимается в нижнюю камеру 11, при этом закрываются отверстия уравнильного клапана 10, а впускной клапан 9 открывается. Уравнильный клапан нужен для того, чтобы уменьшить поршневание пакера при спуске, т.к. при его наличии жидкость при спуске ИП протекает как по кольцевому зазору между пакером и скважиной, так и по «хвостовику» и отверстиям уравнильного клапана, а также для срыва пакера.

При открытии впускного клапана жидкость из продуктивного пласта поступает через фильтр в хвостовик и затем через впускной клапан в бурильные трубы. Для открытия впускного клапана затрачивается 2-3 минуты, время отбора жидкости 15-20 минут.

С целью уменьшения гидравлического удара в момент открытия впускного клапана и ограничения скорости притока в верхней части ИП устанавливается штуцер 2. После окончания стояния на притоке осевая нагрузка на ИП снижается до 5-7 т и вращением бурильных труб на 18-20 оборотов, закрывается запорно-поворотный клапан и доступ жидкости на ИП прекращается, а под пакером повышается давление до пластового.

Для получения кривой восстановления давления выдерживают ИП в распакованном состоянии 15-20 минут. При снятии пакера с места установки сначала снимается нагрузка с пакера, а затем делается натяжка 2-3т, затем повышается нагрузка до веса инструмента и на 10-15% больше веса инструмента. Если инструмент не освобождается, то расхаживают инструмент, при посадках по времени не более 0,5 минуты, чтобы не открылся впускной клапан. При наличии в компоновке гидравлического ясса на прихваченную часть инструмента создается ударная нагрузка. Наличие циркуляционного клапана позволяет осуществлять прямую и обратную промывку или вымыть поступившую в трубы из пласта жидкость на устье.

Как отмечалось, в комплект сборки ИП устанавливаются манометры и термометры, над ИП и под пакерами. При этом производится запись всех технологических операций, происходящих в трубах и затрубном пространстве. Вид кривых представлен на рис.10 (запись давления под пакером) и рис.11 (запись давления над ИПГ).

а-б - спуск ИП;

б-в -долив жидкости в трубы;

в-г - спуск инструмента;

г-д -пакеровка;

д-е снятие гидростатического давления;

е-ж - приток пластовой жидкости;

ж - закрытие запорного клапана;

ж-з - кривая восстановления пластового давления;

з-и закрытие впускного клапана и открытие уравнительного;

и-к - распакеровка;

к-л -подъем бурового инструмента.

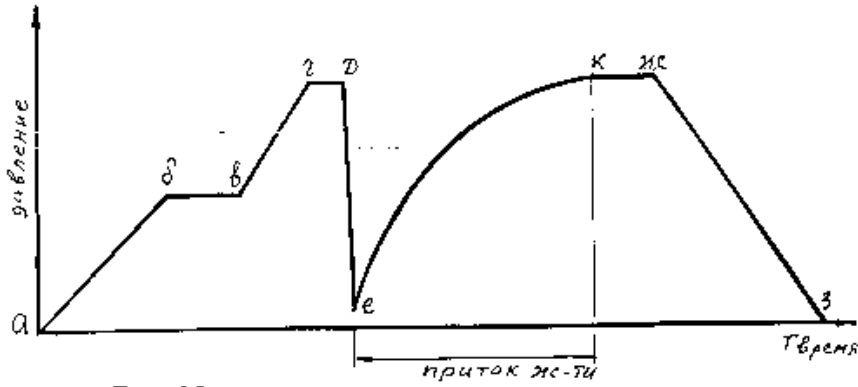


Рис.10

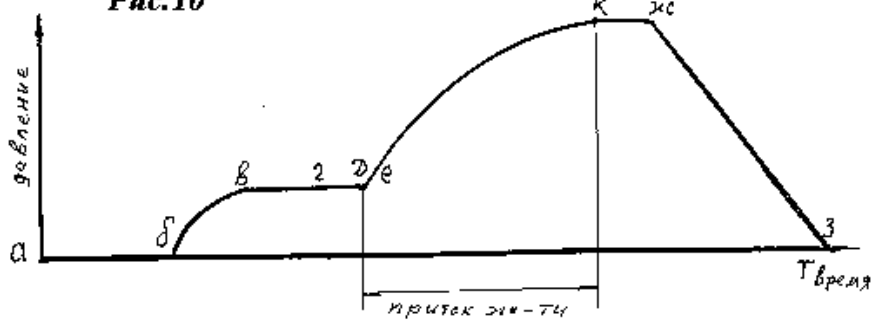


Рис.11

Рис.10

Запись давления под пакером

Рис.11

Запись давления над пакером

Во время подъема ИП из бурильных труб выливается отобранная жидкость, объем ее замеряется или высчитывается, берутся пробы для химанализа. Количество газа определяется по газовому счетчику.

Интерпретация результатов: АГ - спуск ИПГ; ГД - пакеровка; ДЕ - падение давления под ИПГ; ЕК - восстановление давления до пластового; КЖ - распакеровка; ЖЗ - подъем ИПГ.

Лекция №9

2.4. ОСЛОЖНЕНИЯ И НЕУДАЧИ ПРИ ОПРОБОВАНИИ ПЛАСТОВ

При испытании пластов наблюдаются следующие осложнения:

1. Негерметичность пакеровки из-за неправильного выбора места установки пакера.
2. Негерметичность резьбы бурильных труб.
3. Проседание ИП, вследствие разрушения цементного моста, если разгрузка производится на слабый цементный мост.
4. Прихват хвостовика из-за обвала породы или выноса песка из пласта.
5. Нечеткое открытие приемного клапана, в результате недостаточной нагрузки на ИП, по причине спуска его в искривленную скважину, когда наблюдается зависание инструмента.
6. Поршневание при подъеме ИП, вследствие образования сальников.
7. Организационные неполадки (недостаточная квалификация буровой бригады, отсутствие контроля со стороны ИТР и др.)

2.5. ОПРОБОВАТЕЛИ ПЛАСТОВ (ОПБ) ВНИИБТ, СПУСКАЕМЫЕ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ

Бурение скважин перед вскрытием и во время вскрытия пласта ведется обычным роторным способом (рис.12).

В компоновке низа бурового инструмента над долотом устанавливают гидравлический пакер. После вскрытия пласта внутрь бурильных труб сбрасывают пробоотборник (наподобие кернорвателя для отбора керна), который садится на клапан гидравлического пакера и, сдвигая его, открывает доступ жидкости из бурильной колонны внутрь пакера.

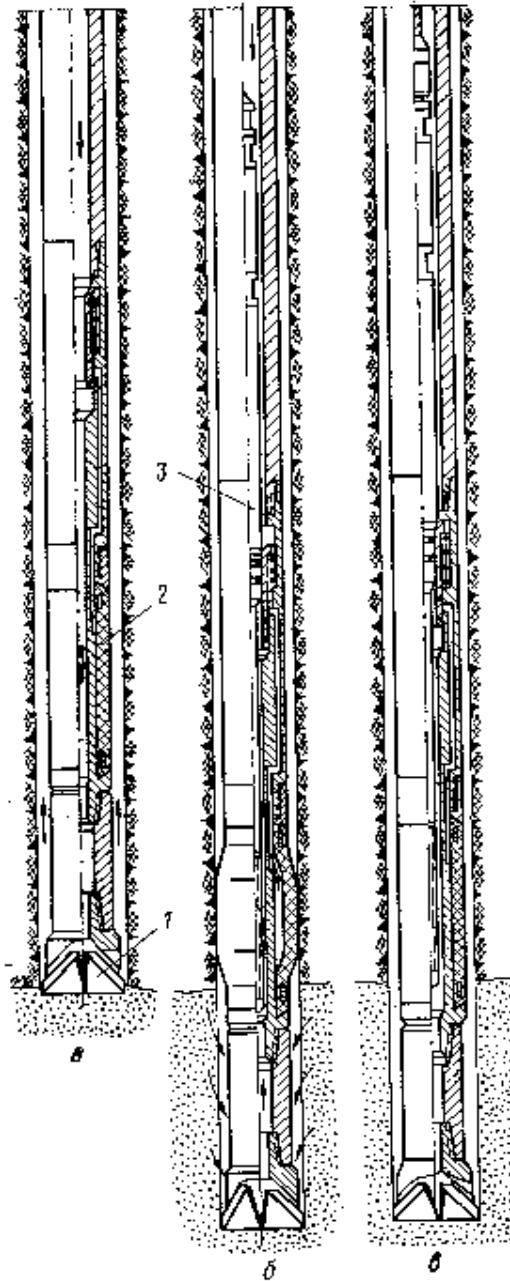


Рис.12

Опробователь пластов, спускаемый на бурильных трубах

Под действием избыточного давления, создаваемого в бурильных трубах насосами, манжета пакера плотно

прилегает к стенке скважины и происходит разобщение продуктивного горизонта. При открытии впускного клапана происходит поступление

пластовой жидкости в пробоотборник, вместе с ней в пробоотборник поступает и жидкость, находившаяся в стволе скважины с интервала от кровли пласта до долота (15-20 л). Всего пробоотборник вмещает 100 л жидкости. В пробоотборнике установлены манометр и термометр для замера параметров пласта. После заполнения пробоотборника снижают давление в трубах до нуля. Впускной клапан пробоотборника закрывается и его с помощью овершота, спускаемого на тросе, поднимают на поверхность. В это время внутренняя камера пакера сообщается с бурильными трубами и пакер возвращается в первоначальное положение. В дальнейшем можно продолжить бурение или поднять инструмент.

2.6. ОПРОВОДАТЕЛИ ПЛАСТОВ (ОПК), СПУСКАЕМЫЕ НА КАРОТАЖНОМ КАБЕЛЕ

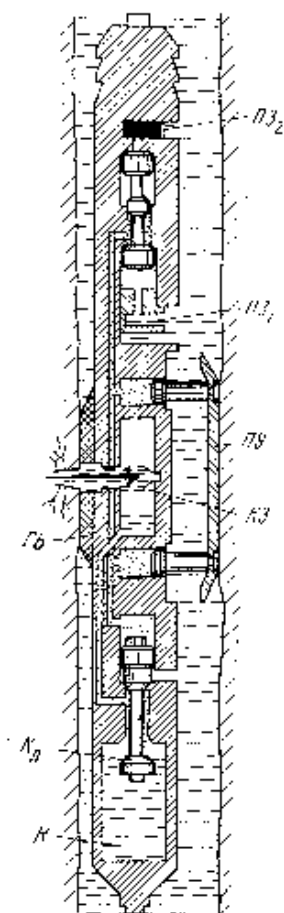


Рис.13

Опробователь спускается к продуктивному горизонту на кабеле (рис.13), с помощью электротока взрывается пороховая камера и специальное отклоняющее устройство пробоотборника прижимается одной стороной, на которой имеется герметизирующий башмак, к пласту.

Под действием перепада давления между пластом и баллоном газ или жидкость поступает в баллон. Следующим сигналом закрывается клапан баллона и закрывается

Опробователь пластов, спускаемый на отклоняющее устройство и каротажном кабеле

опробователь поднимается на поверхность.

3. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ БУРЕНИЕМ

При бурении продуктивных пластов порода последних находится в постоянном контакте с промывочной жидкостью, в результате чего, как правило, ухудшается естественная проницаемость пласта. Ухудшение коллекторских свойств пласта может произойти и в результате отфильтровывания воды из цементного раствора во время цементирования обсадных колонн.

Для качественного вскрытия продуктивных пластов и последующей их изоляции должны применяться соответствующий способ бурения и совершенная технология бурения и крепления скважин. Наилучшим методом вскрытия является тот, при котором сохраняется природная проницаемость коллектора.

3.1. МЕТОДЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ

При разведочном и эксплуатационном бурении при вскрытии продуктивных пластов встречаются три варианта оборудования забоев (рис.14).

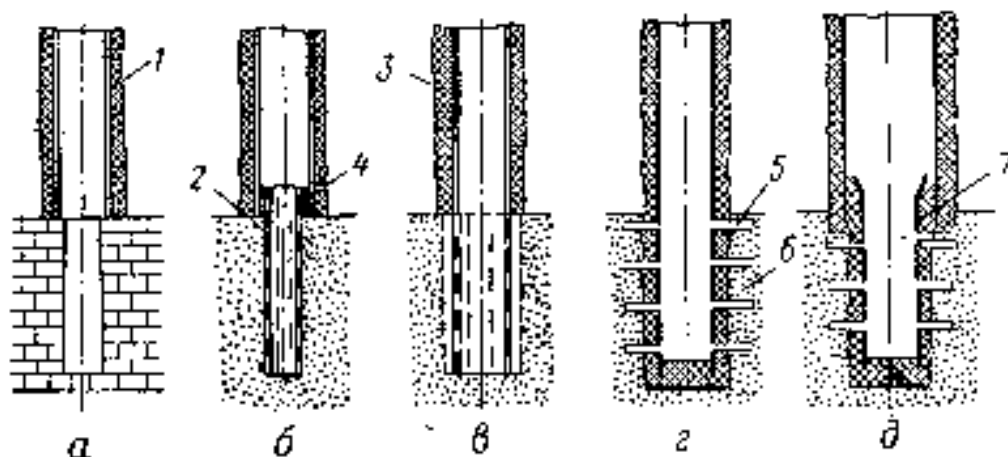


Рис.14

Схемы призабойной зоны

Первый вариант (рис.14 а,б,д).

Скважина бурится до кровли продуктивного пласта, после чего спускается и цементируется эксплуатационная колонна, затем разбуривается продуктивный пласт, который может быть оставлен открытым (а) в случае сильно сцементированных пород коллектора и однородного насыщения; продуктивная часть может быть обсажена хвостовиком - фильтром (б) при средне сцементированных породах; продуктивная часть может быть обсажена сплошным хвостовиком с последующим цементированием его (д) при слабо сцементированных породах и при наличии водоносных пропластков. Преимущество этого варианта заключается в том, что перед вскрытием продуктивных пластов имеется возможность заменить промывочную жидкость или же снизить удельный вес в соответствии с величиной пластового давления, кроме того, отсутствует возможность проникновения фильтрата цементного раствора.

Второй вариант (рис.14 в).

Скважина бурится со вскрытием всей мощности продуктивного пласта. Затем спускается эксплуатационная колонна, имеющая в нижней части фильтр. Производится цементирование колонны выше кровли продуктивного пласта.

Третий вариант (рис.14 г).

Скважина заканчивается бурением со вскрытием продуктивного пласта, спускается эксплуатационная колонна до забоя и цементируется. Затем производится перфорация колонны против объекта и испытание всех объектов снизу вверх. В этом случае затруднительно заменить применяемый раствор на специальный, в зону пласта фильтруется из цементного раствора вода, попадают частички цементного раствора и возникает ряд других отрицательных явлений. Однако, несмотря на это, этот метод наиболее распространен.

Скважины, которые эксплуатируются открытым забоем называются гидродинамически совершенными, а скважины, в которых продуктивный горизонт в какой-то мере закрыт фильтром, хвостовиком или колонной называют гидродинамически несовершенными с различной степенью несовершенства.

Лекция №10

3.2. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Одной из основных причин неудовлетворительного состояния вскрытия продуктивных пластов является повсеместное применение промывочных жидкостей на водной основе. В ряде случаев проникновение фильтрата этих жидкостей отрицательно сказывается

на выявление нефтесодержащих пластов, определенных ранее по данным геофизических исследований.

Например, нефтеносные пласты как водоносные были определены на Кулешовском, Екатериновском, Якушкинском и др. Месторождениях Самарской области. На Сосновском и Дерюжевском месторождениях по этой причине в ходе разведки были пропущены нефтеносные пласты в отложениях угленосного и подольского горизонтов. По Волгоградской области, например, при опробовании пластов воробьевского горизонта из скв.14 и 15 Шляховской площади при хорошей геофизической характеристике пластов не было получено притока, хотя в дальнейшем из других скважин из этого горизонта была получена промышленная нефть.

Практика применения промывочных жидкостей на водной основе и лабораторные исследования показывают, что проникновение в пласт промывочной жидкости и ее фильтрата в период вскрытия пласта является основной причиной ухудшающей коллекторские свойства пластов. На характеристику пласта большое влияние оказывает количество и глубина проникновения в пласт фильтрата и самой промывочной жидкости.

Глубина зоны проникновения фильтрата зависит от физических свойств пласта, качества промывочной жидкости, продолжительности вскрытия, перепада давления и т.д. Большое влияние на изменение проницаемости пласта оказывает и фильтрат цементного раствора при цементировании скважины.

Факторы, влияющие на проницаемость призабойной зоны проявляются разнообразно, это:

а) проникновение фильтрата промывочной жидкости на водной основе в капилляры пласта;

- б) закупорка каналов пласта твердыми частицами;
- в) набухание глинистого вещества, содержащегося в пласте;
- г) образование высоковязкой эмульсии в капиллярах пласта;
- д) наличие капиллярных сил в пористой среде пласта;
- е) накопление нерастворимых осадков в пласте.

Остановимся более подробно на этих факторах.

Проникновение фильтрата промывочной жидкости.

При вскрытии коллектора в него проникает фильтрат промывочной жидкости на разную глубину. О величине зоны проникновения фильтрата судят по результатам геофизических исследований динамической и статической фильтрации промывочной жидкости. При этом было выявлено такое явление, что чем больше проницаемость коллектора, тем меньше глубина проникновения фильтрата и наоборот. Это объясняется тем, что плотная глинистая корка на стенках сильно цементированных пород образуется хуже. Например, у нефтенасыщенных песчаников, имеющих большую проницаемость ($K_{пл} = 5 D$) глубина проникновения 0-15 см, а у песчаников с проницаемостью $K_{пл} = 0,05-0,150 D$ достигает 1-10 м. Глубина проникновения фильтрата зависит от качества промывочной жидкости, ее фильтрации (водоотдачи), времени воздействия жидкости на пласт, проницаемости глинистой корки, величины перепада давления, капиллярных давлений и поверхностного натяжения на контактах фильтрат - пластовая жидкость - капилляры пласта.

Закупорка каналов пласта твердыми частицами.

Рядом исследователей установлено, что глубина проникновения твердых частиц размером 1-6 мк в однородный и уплотненный песчаник небольшая: 2-3 см. Исследователями ТатНИИ определено, что проникновение твердых частиц твердой фазы в песчаники происходит при проницаемости их более 270 мД. При вскрытии трещиноватых коллекторов в глубине проникновение частиц может быть значительной, поэтому при вскрытии таких, обычно карбонатных, коллекторов применяют промывочную жидкость, содержащую твердые частицы. Они отлагаются в трещинах, а на них отлагается глинистая корка. Таким образом, глубина проникновения глинистых частиц значительно уменьшается. Вероятно, твердые частицы должны обладать свойством растворения в других жидкостях, например, в кислотах, тогда после вскрытия пласта можно было бы произвести кислотную обработку призабойной зоны и удалить продукты реакции, очистив зону.

При пластовом давлении, значительно превышающим гидростатическое, применяют глинистые растворы с утяжелителями, поэтому в коллектор попадают частицы утяжелителя. При вскрытии высокопроницаемых коллекторов следует ограничивать применение утяжелителя.

Набухание глинистого вещества, содержащегося в пласте.

Все нефте-газонасыщенные коллекторы содержат глинистое вещество, количество которого колеблется от 1% до 50% от общего объема породы.

Набухание глин может снизить проницаемость коллекторов в 50 раз и более. Набухаемость глинистого вещества зависит от типа глин. Кальциевые глины набухают меньше, чем натриевые в пресной воде. Фильтрат раствора, содержащего УЩР, увеличивает набухаемость.

Набухание глинистого вещества, содержащегося в пласте, может быть снижена путем добавления в раствор ПАВ (поверхностно-активного вещества ОП-7, ОП-10, УфЭ-8, сульфонол, дисольван и др.).

При этом на поверхность глинистых частиц отлагаются ПАВ, образуя сольватные оболочки, препятствующие проникновению воды к частицам. При вскрытии коллекторов с большим содержанием глинистых частиц правильно было бы применять промывочную жидкость на нефтяной основе или пены.

Образование высоковязкой эмульсии в капиллярах пласта может происходить при следующих условиях:

- При возвратно-поступательном движении фильтрата в капиллярах пласта, когда наблюдаются гидродинамические колебания давления. Например, при спуско-подъемных операциях разница давления составляет до 50 ат.

- При наличии в нефти эмульгаторов (смола, парафинов). Стойкость эмульсий зависит от количества эмульгаторов в нефти. Если их мало, а температура на забое высокая, то эмульсии будут нестойкими. При большом содержании эмульгаторов и низких температурах эмульсии более стойкие. Для вытеснения эмульсий из пласта требуются значительные перепады давления (до 300 ат и более). Для уменьшения количества эмульсий в пласте или уменьшения стойкости эмульсий к промывочной жидкости следует добавлять деэмульгаторы, которыми являются ПАВ. Вместе с фильтратом деэмульгаторы попадают в призабойную зону и предотвращают образование в капиллярах стойкой эмульсии.

Наличие капиллярных сил в пористой среде.

За счет капиллярного эффекта в продуктивный пласт проникает некоторое количество фильтрата промывочной жидкости.

Действие капиллярных сил при гидрофильной поверхности пор направлено вглубь пласта и зависит от $\cos\theta$, σ (поверхностного натяжения) и R . Для снижения $\cos\theta$ и σ применяют добавки в растворы ПАВ. При гидрофобной поверхности пор мениски будут вогнуты в обратную сторону. Капиллярные силы будут препятствовать проникновению фильтрата, проявление поверхностно-активных сил будет большее в слабопроницаемых коллекторах с субкапиллярными порами.

Образование нерастворимых осадков происходит в результате сложных физико-химических реакций, при которых продукты реакций отлагаются в порах и забивают их. Кроме того, под действием фильтрата промывочной жидкости, содержащего соли и щелочи, в порах может образоваться вязкая, малоподвижная жидкость. Так, под действием фильтратов, содержащих NaOH и $\text{Ca}(\text{OH})_2$, осаждаются Na_2CO_3 , CaCO_3 . При бурении соляных толщ промывочная жидкость насыщается солью и при соленом фильтрате в порах отлагается соль NaCl.

Несовершенный метод вскрытия продуктивных горизонтов приводит к длительному освоению скважин и в ряде случаев продолжительность освоения значительно превышает время бурения.

Лекция № 11

3.3. ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И УЛУЧШЕНИЯ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Для предотвращения отрицательного влияния фильтрата промывочной жидкости на проницаемость пластов проводятся работы по следующим направлениям:

- Улучшение свойств промывочных жидкостей на водной основе путем добавки в раствор различных ПАВ.
- Применение растворов на нефтяной основе.
- Применение в качестве промывочных жидкостей пен.
- Применение газообразных агентов.
- Вскрытие продуктивных горизонтов с применением местной циркуляции.

Ниже рассматриваются эти направления.

3.3.1. Улучшение свойств промывочных жидкостей на водной основе

Как показали исследования, проведенные ВНИИнефть, БашНИПИнефть, ТатНИИнефть, наиболее эффективной добавкой, улучшающей свойства промывочной жидкости на водной основе, оказались ПАВ. Известно, что глинистый раствор с целью обеспечения структурно-механических свойств обрабатывается химическими реагентами. При исследованиях установлено, что наиболее высокие закупоривающие свойства у следующих реагентов: гипана, соды Na_2CO_3 , УЦР. При добавлении их проницаемость зон снижается до 60% и более. Лучшими реагентами являются КМЦ, КССБ и хлористый кальций CaCl_2 , которые снижают проницаемость кернов на 10-30%.

В качестве ПАВ могут быть применены сульфонол, УфЭ8, ОП-7, ОП-10 и другие. Так, АзНИПИнефть рекомендовано при вскрытии продуктивных пластов применять сульфонол. Промышленные испытания этого реагента, проведенные на трех скважинах месторождения Кировдаг показали, что при добавке к глинистому раствору 0,5-1% сульфонола при освоении этих скважин удалось

получить дебиты в 1,5-2 раза больше, чем по соседним скважинам, где пласты вскрывались без этой добавки.

На месторождениях Башкирии УфНИПИ проводились работы по вскрытию продуктивных пластов водой с добавкой УфЭ8 и ОП-10. Результаты испытания показали, что время освоения этих скважин сократилось в 1,5-2 раза, а дебиты были на 40-60% больше, чем по соседним скважинам.

Механизм действия ПАВ на продуктивный пласт следующий: добавки уменьшают набухаемость глинистых частиц коллектора, снижают поверхностное натяжение, предотвращают образование стойких водо-нефте-эмульсий и отмывают поры пласта.

По данным Паусса, вода оказывает на продуктивный пласт более вредное воздействие, чем глинистый раствор. Так, в сравнимых опытах коэффициент восстановления проницаемости при воде $\beta = 50-60\%$, а при глинистом растворе $\beta = 60-70\%$. Это объясняется большей глубиной проникновения воды. Исследованиями Крюгера и Новака показано, что количество фильтрата, проникающего в пласт при динамических условиях, в несколько раз больше, чем при статических, а β значительно ниже. Отмечается, что 70-90% всего объема фильтрата проникает в пласт в динамических условиях и только 10-30% в статических.

МИНГиГП проводил исследования действия промывочной жидкости на проницаемость при различных температурах от 20 до 125⁰С и давлениях от 0 до 150 ат. Результаты опытов показали, что при повышении температуры коэффициент восстановления проницаемости уменьшается. Так, для воды он снизился с 60% при 20⁰С до 17% при 125⁰С. С увеличением давления β также снижается. Это, вероятно, объясняется снижением вязкости воды при

повышенных температурах и большей глубиной проникновения при повышенных давлениях.

3.3.2. Применение растворов на нефтяной основе

Опытные работы по применению растворов для промывки скважин на нефтяной основе проводились в 1954 году на Ишимбаевском, Ставропольском и Азербайджанском месторождениях. Эти растворы инертны к горным породам, имеют низкую фильтрацию и практически не снижают проницаемость пласта. Коэффициент восстановления проницаемости при применении растворов на нефтяной основе приближается к 100%.

Состав растворов на нефтяной основе может быть различным. Для приготовления их может применяться высоко окисленный битум, парафин, активная известь. В качестве основы может быть нефть, дизтопливо, керосин, в качестве добавок - структурообразователей окисленный битум, парафин, в качестве стабилизаторов - щелочь или мыла.

Например, применялся такой состав: 1,5% окисленного битума, 1,5% окисленного парафина, 1,5% щелочи NaOH, остальное - дизтопливо. Параметры такого раствора следующие: уд. вес $0,9 \text{ г/см}^3$, вязкость 21 сек, фильтрация $1 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин.}$, толщина корки 0,5 мм, СНС - 50 мг/см^2 . В Башкирии при освоении скважин, в которых бурение и вскрытие продуктивных горизонтов проводилось растворами на нефтяной основе, получены дебиты в 3-5 раз превышающие дебиты тех скважин, в которых вскрытие продуктивных пластов проводилось на глинистых растворах. Время освоения скважин сократилось в 5-6 раз. Одну из скважин 1159 Туймазинского месторождения через 8 месяцев заглушили для проведения геофизических работ, промыли ее водой и глинистым раствором. До

закрытия дебит скважины был 69 т/сут., после - 41 т/сут. и только через полгода восстановился до первоначального.

Однако, применение растворов на нефтяной основе имеют помимо указанных преимуществ и ряд недостатков, а именно, не все каротажные работы можно производить, повышенная пожароопасность и загрязненность буровой.

3.3.3. Применение в качестве промывочных жидкостей пен

Этот метод разработан ВНИИнефть. Здесь функции промывочной жидкости несут пены. Пены могут рекомендоваться при вскрытии продуктивных пластов, давление в которых ниже гидростатического. Пенами называются дисперсные системы газа или воздуха в жидкости, где дисперсной фазой является газ (воздух), а дисперсионной средой жидкость. Для получения пены необходимо присутствие третьего компонента - пенообразователя. В качестве пенообразователей применяются различные ПАВ (сульфонол, ОП-7, ОП-10, СНС, мыло и др.). Количество добавки от 0,01 до 2%. Кроме того, для придания устойчивости пены применяются стабилизаторы. Это КМЦ, ЭСЦ -этансульфитцеллюлоза и другие. Количество стабилизатора пен примерно 1-1,5%. Стабилизаторы образуют на поверхности пузырьков коллоидные пленки с высокими структурно-механическими свойствами. Существуют двухфазные и трехфазные пены, в последние помимо вышеназванных компонентов входит твердая фаза, например, бентонитовый порошок, молотый мел и другие наполнители. Они служат утяжелителями и дополнительными стабилизаторами.

Удельный вес пены 0,4-0,6 г/см³. Для приготовления пены в промышленных условиях применяются специальные аэраторы типа труба в трубе (рис.15).

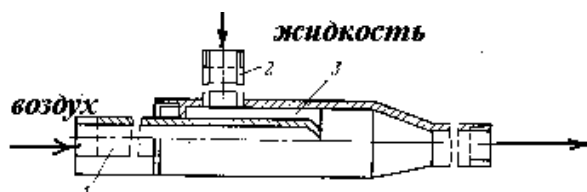


Рис.15

Аэратор

По центральной трубе компрессорами подается воздух, а по кольцевому пространству вода или глинистый раствор.

Опытно-промышленные испытания с промывкой забоя пенами были проведены в Краснодарском крае. Испытания показали, что дебиты скважин, в которых вскрытие проводилось с помощью пен в 2-3 раза выше, чем при вскрытии продуктивных пластов на глинистом растворе.

Подводя итоги, можно сказать, что пены при вскрытии продуктивных пластов с низкими пластовыми давлениями имеют ряд преимуществ перед промывочной жидкостью, а именно:

- а) предотвращается поступление жидкости в продуктивный пласт;
- б) появляется возможность регулировать забойное давление, когда оно ниже гидростатического;
- в) увеличивается механическая скорость и проходка на долото, за счет уменьшения давления на пласт и увеличения стойкости долота.

Однако, имеется и ряд существенных недостатков:

- а) необходимо применять большое количество высокопроизводительных компрессоров;
- б) нельзя бурить турбобуром;

- в) взрывоопасность при вскрытии газовых пластов;
- г) необходимость иметь закрытую систему циркуляции.

Лекция № 12

3.3.4. Применение газообразных агентов

Вместо промывочной жидкости иногда может быть применен воздух или газ. В Ставропольском крае было пробурено 4 скважины, в которых вскрытие продуктивных пластов осуществлялось с продувкой забоя естественным газом. При этом скважины перед вскрытием продуктивных горизонтов были обсажены эксплуатационными колоннами. В результате проведенных работ было установлено, что срок освоения скважины сокращается до минимума. В течение нескольких месяцев скважины работали устойчиво. В виде эксперимента две скважины были задавлены глинистым раствором. Затем при освоении в одной из них вообще не было получено притока, а в другой через 20 дней приток восстановился, но с дебитом, значительно меньшим первоначального.

Помимо указанного преимущества, метод имеет те недостатки, что перед вскрытием необходимо обсаживать скважину колонной, наличие большого количества компрессоров, а также пожароопасность и взрывоопасность.

3.3.5. Вскрытие пластов с местной циркуляцией

В 1960 году ВНИИБТ разрабатывал метод для роторного бурения с применением местной циркуляции. По этому методу вскрытие продуктивных горизонтов производится следующим образом.

До продуктивного горизонта скважина бурится обычным способом. Перед вскрытием пласта в скважину спускается специальный инструмент (рис.16), компоновка которого состоит из долота, шламоуловителя, бурильных труб, внутри которых

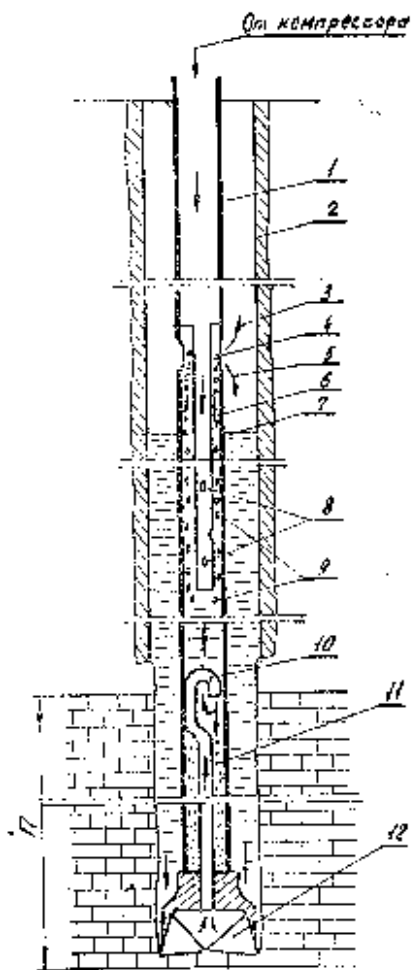


Рис.16

Схема вскрытия пласта с местной циркуляцией промывочной жидкости

спускаются насосно-компрессорные трубы на глубину, соответствующую половине высоты H столба жидкости в затрубном пространстве. Высота столба жидкости в затрубном пространстве соответствует пластовому давлению. Поэтому при этом методе продуктивный пласт вскрывается при равенстве пластового и забойного давлений. В комплекте бурильных труб на высоте несколько выше столба жидкости затрубного пространства установлен клапан прямого действия.

В насосно-компрессорные трубы (НКТ) закачивают воздух, который, поднимаясь по

пространству между НКТ и бурильными трубами, аэрирует столб жидкости, облегчая ее. За счет создаваемого перепада давления в затрубном пространстве и бурильных трубах возникает обратная циркуляция в затрубном пространстве, которая увлекает шлам (разбуриваемую породу) в долото и шламоотборник. Шлам оседает, а

жидкость поднимается по бурильным трубам к башмаку НКТ, где она подхватывается воздухом и через клапан прямого действия выпускается в затрубное пространство и т.д.

Метод вскрытия продуктивных пластов с применением местной циркуляции испытывало НГДУ «Киргизнефть». Опытные работы показали его перспективность, но выявили ряд недостатков в надежности работы инструмента. Из стадии опытных работ этот метод не вышел.

Подводя итоги описываемым выше методам вскрытия продуктивных горизонтов, можно сказать, что применение тех или иных промывочных агентов зависит от различных факторов: геологических, геофизических, технических, технологических, экономических и других, но в основном выбор промывочного агента зависит от пластового давления:

а) если пластовое давление выше гидростатического, применяются глинистые и утяжеленные растворы с добавкой ПАВ;

б) если пластовое давление равно гидростатическому, то применяются растворы на водной основе, вода с ПАВ или растворы на нефтяной основе;

в) если пластовое давление ниже гидростатического, то применяют пены, газообразные агенты или метод с местной циркуляцией.

3.4. НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ ФИЛЬТРОВ

Если продуктивный пласт сложен неустойчивыми породами, нижнюю часть скважины оборудуют специальным фильтром, чтобы

предотвратить разрушение коллектора при эксплуатации. Существует несколько конструкций фильтров: щелевые, проволочные, металлокерамические, гравийные.

Щелевой фильтр (рис.17 а,б) представляет собой трубу, в которой профрезерованы узкие продольные или поперечные щели горизонтальные и в шахматном порядке. Проволочные фильтры (рис.17 в) отличаются от щелевых тем, что снаружи на поверхности

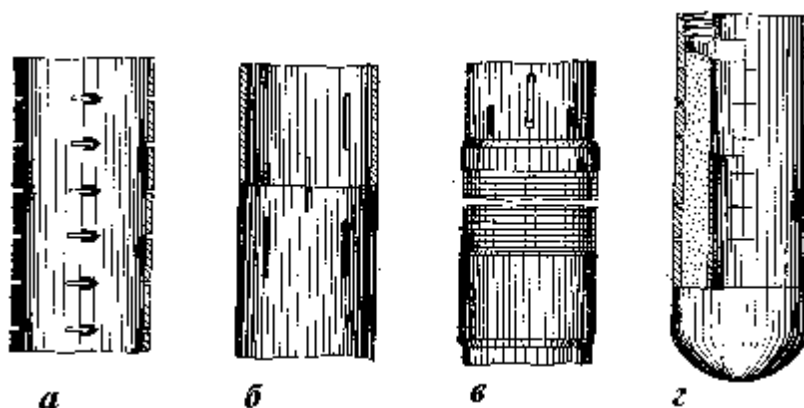


Рис.17

Фильтры

трубы намотана нержавеющая проволока. Во время эксплуатации скважины частицы породы заклиниваются в щелях и не проникают в колонну. В газовых скважинах применяют гравийные и металлокерамические фильтры, состоящие из секций. Каждая секция гравийного фильтра (рис.17 г) представляет собой трубу со щелями и центрирующими кольцами. На трубу одевается сетчатый кожух.

Кольцевое пространство между трубой и кожухом заполняется гравием. Несколько секций соединяют последовательно и подвешивают с помощью пакера у башмака эксплуатационной колонны.

Металлокерамический фильтр состоит из центральной перфорированной трубы и проницаемого керамического кожуха, спускается также секциями.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое гранулометрический состав породы?
2. Какими анализами определяется механический состав породы?
3. Из каких фракций может состоять порода?
4. Пористость горных пород. Виды пористости.
5. Проницаемость горных пород. Виды проницаемости.
6. Классификация межпоровых каналов. Что такое коэффициент проницаемости? Виды проницаемости.
7. Удельная поверхность горных пород. От чего зависит удельная поверхность горных пород?
8. Механические свойства горных пород.
9. Прочность горных пород.
10. Физическое состояние нефти и газа в условиях залежи.
11. Физико-химические свойства жидкостей и газов в пластовых условиях.
Как изменяются плотность, вязкость, сжимаемость, растворимых жидкостей и газов в пластовых условиях?
12. Минерализация пластовых вод.
13. Смачиваемость твердого тела жидкостью. Капиллярный эффект.
14. Какие опробователи пластов применяются для отбора проб?

- 15. Конструкция гидравлического испытателя пластов ИПГ.**
- 16. Технологическая схема испытания пластов с применением ИПГ.**
- 17. Нарисуйте диаграмму, которую записывает глубинный манометр ИПГ, установленный в фильтре.**
- 18. Нарисуйте диаграмму, которую записывает глубинный манометр ИПГ, установленный выше главного клапана.**
- 19. Методы заканчивания скважин при вскрытии продуктивных пластов.**
- 20. Факторы, влияющие на проницаемость призабойной зоны при вскрытии продуктивных пластов.**
- 21. Улучшение свойств промывочной жидкости, применяемой при вскрытии продуктивных пластов.**
- 22. Применение растворов на нефтяной основе (РНО) для вскрытия продуктивных пластов.**
- 23. Вскрытие продуктивных горизонтов при использовании воздуха, газа или пен для очистки забоя и выноса выбуренной породы.**
- 24. Вскрытие пластов с применением местной циркуляции.**

4. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

4.1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Нефтяная или газовая скважина представляет собой капитальное сооружение, которое строится по заранее составленному техническому проекту. Основой такого проекта является конструкция скважины. Под конструкцией скважины понимается то количество обсадных колонн, которое необходимо спустать в скважину для успешной проводки ее последующей длительной эксплуатации.

В понятие конструкция скважины также входят оптимальные высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Диаметр скважины должен быть минимальным, но вместе с тем достаточным для обеспечения спуска обсадных колонн на запроектированные глубины, а также для обеспечения надежной изоляции продуктивных пластов от водоносных горизонтов и от взаимного влияния пластов друг на друга.

От выбранной конструкции скважины зависит скорость бурения и стоимость ее строительства.

4.2. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины выбирается на основании следующих факторов:

- а) геологических;
- б) технических и технологических;
- в) экономических.

В зависимости от геологического разреза месторождения отличаются все условия, необходимые для проектирования скважины по интервалам глубин, а именно, глубины залегания и мощности продуктивных горизонтов и зон поглощения промывочной жидкости, зон обвалов, горного давления, интервалам водо-нефте-газопроявлений, отличаются эксплуатационные параметры продуктивных горизонтов (давление, температура, продуктивность, коллекторские свойства и т.д.). Определяются высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве, параметры промывочной жидкости и т.д.

Технические и технологические факторы зависят от уровня техники и технологии бурения скважины, вскрытия пластов и эксплуатации скважины, способа бурения

(роторный или турбинный), вертикальности или искривления скважины. Так, например, от предполагаемого способа эксплуатации скважины зависит выбор диаметра эксплуатационной колонны; от возможности регулирования в широком диапазоне параметров промывочной жидкости и имеющихся методов борьбы с поглощениями и обвалами пород зависит наличие и длина промежуточных обсадных колонн или необходимость спуска хвостовиков и т.д.

К экономическим факторам относятся расход материалов и инструмента на проводку скважины и стоимость метра проходки. Например, в зависимости от стоимости и количества промывочной жидкости, необходимой для проводки скважины в поглощающих горизонтах, и времени бурения, иногда, с точки зрения экономики, рационально перекрыть эти горизонты дополнительной промежуточной колонной или хвостовиком.

4.3. ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

В каждой конструкции скважины (рис.18) различают следующие ряды обсадных колонн:

- направление (шахтовое направление);
- кондуктор;
- промежуточные колонны (хвостовики);
- эксплуатационная колонна.

Первый с поверхности ряд труб носит название **направления** (или шахтового направления).

Основное назначение его заключается в укреплении устья жидкостью при бурении под кондуктор. Длина его 2-50 м.

При небольшой глубине котлован под направление роется вручную, а

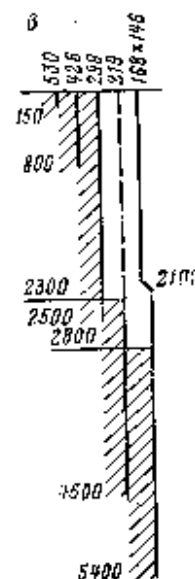


Рис.18

Конструкция скважин

спущенная труба закрепляется с помощью бутового камня и цементного раствора. При большой глубине котлован под направление бурится ротором. Обычно диаметр направления 377-505 мм и более (16-20").

Второй ряд труб носит название **кондуктор**. Назначение его заключается в обеспечении устойчивости стенок скважины в верхнем ее интервале, для изоляции верхних водоносных пластов, нефтеносных и газовых пропластков, поглощающих пластов, обваливающихся пород и т.д.

В отдельных случаях (в разведочных скважинах) кондуктор спускается для установки превентора - специального устройства, позволяющего герметизировать пространство между кондуктором и бурильной колонной в случае нефте- газопроявлений. Обычно кондуктор спускается на глубину 200-500 м, иногда до 800 м. Затрубное пространство между стенкой скважины и кондуктором, как правило, цементируется до устья. Диаметр кондуктора может быть 219-340 мм (9-14").

Третий ряд труб носит название **промежуточной колонны**, промежуточных колонн может быть несколько: первая, вторая и т.д. Промежуточная колонна спускается для изоляции зон осложнений или для перекрытия водо- нефте- газоносных пластов. Например, при бурении верхних интервалов скважины наблюдались поглощения и уход промывочной жидкости, а в нижних - сильные газо- нефтепроявления. Для борьбы с первыми явлениями необходимо применять промывочную жидкость, имеющую повышенную вязкость и пониженный удельный вес, а для борьбы со вторыми, наоборот, нужны растворы с пониженной вязкостью и повышенным удельным весом. Поэтому в этом случае верхние зоны осложнений после их вскрытия нужно перекрыть промежуточной колонной.

Длина промежуточной колонны может быть различной от 800 м до 3000 м и более. Если зоны осложнений или проявлений небольшие (50-200 м), в скважину может быть спущена секция труб, называемая хвостовиком. Длина хвостовика 150-400 м. Диаметр промежуточной колонны или хвостовика обычно равен 194-324 мм (8-12"). Затрубное пространство между промежуточной колонной и стволом скважины перекрывается цементным раствором до устья или на 50-100 м выше башмака (низа) предыдущей колонны (кондуктора) или устойчивых пород. На техническую колонну устанавливают превентор.

Последующей колонной обсадных труб, спускаемой в скважину, является **эксплуатационная колонна**. Ее целью является изоляция всех вышележащих над продуктивным пластом горизонтов, изоляция пропластков продуктивного горизонта, изоляция подошвенных вод.

Эксплуатационная колонна является каналом сообщения между продуктивным пластом и устьем скважины. Эксплуатационная колонна спускается на глубину, на 30-50 м ниже зоны продуктивного пласта при эксплуатации скважины открытым забоем. На нефтяных и газовых промыслах России применяются эксплуатационные колонны диаметрами 168 мм (6"), 146, 140, 127 мм (5") и 114 мм (4"). Иногда применяются комбинированные эксплуатационные колонны, т.е. нижняя часть колонны состоит из труб меньшего диаметра (например, 5"), а верхняя из труб большего диаметра (например, 6").

Высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной определяется геологическими факторами, но обязательно, чтобы цементный раствор был поднят на 100 м выше башмака предыдущей колонны, или глубины залегания устойчивых пород. Исходя из более благоприятных условий эксплуатации колонн, цементный раствор должен быть поднят до устья. При креплении газовых скважин подъем цементного раствора за всеми колоннами до устья является обязательным.

4.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

4.4.1. Исходные данные для проектирования

Конструкция скважины проектируется на основании геологических, технических и экономических данных и анализа накопленных материалов при бурении скважин. Основными исходными данными для проектирования скважины являются:

- цель бурения и назначение скважины;
- проектный горизонт, глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны.
- пластовые давление и давления гидроразрыва горных пород;
- способы заканчивания скважины и ее эксплуатации;
- профиль скважины (вертикальная или наклонно направленная);
- продолжительность бурения;
- интенсивность износа кондуктора и промежуточных обсадных колонн.

4.4.2. Проектирование конструкции скважины

Выбор числа обсадных колонн зависит от пластовых давлений, наличия зон осложнений, газо - нефтепроявлений и т.д.

От этих же факторов зависит и глубина их спуска, которая принимается на 30-50 м ниже изолируемой зоны. Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины. Проектирование конструкции скважины следует начинать с выбора диаметра эксплуатационной колонны, величина

которого рассматривается как основной фактор, предопределяющий все последующие параметры проектируемой скважины.

Диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечить возможность применения всех современных методов эксплуатации скважины в различные периоды ее жизни. После выбора эксплуатационной колонны определяется диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну

$$D_{\text{д.ЭК}} = d_{\text{м}} + 2f ,$$

где $D_{\text{д.ЭК}}$ - диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну в мм,

$d_{\text{м}}$ - диаметр муфты обсадных труб, мм,

f - зазор между муфтой и стенкой скважины, необходимый для обеспечения спуска труб в мм.

Зазор выбирается в зависимости от характеристики перекрываемых пород (вида кавернограмм) и диаметра спускаемой колонны. При большом диаметре берется больший зазор, т.к. жесткость колонны больше.

По ГОСТу 20692-95 выбирается ближайший больший диаметр долота.

Длина эксплуатационной колонны определяется в зависимости от способа эксплуатации скважины. При эксплуатации открытым забоем или с применением фильтров длина берется равной

$$L'_{\text{ЭК}} = L_{\text{кр}} - (30 \div 50) ,$$

где $L_{\text{кр}}$ - глубина кровли эксплуатационного объекта.

При эксплуатации закрытым забоем

$$L_{\text{ЭК}} = L_{\text{н}} + l_{\text{з}} + l_{\text{н}} ,$$

где $L_{\text{н}}$ - глубина подошвы эксплуатационного объекта, м

$l_{\text{з}}$ - длина зумпфа скважины 10-25 м,

$l_{\text{н}}$ - длина низа эксплуатационной колонны, м (10-25 м).

После этого определяется внутренний диаметр промежуточной колонны или хвостовика.

$$D_{н.к} = D_{д.эк} + (6 \div 7 \text{ мм}).$$

По ГОСТу 632-90 подбирают трубы и заносят в таблицу их данные (наружный диаметр, толщину стенки, вес 1 пог. метра, диаметр муфты). Глубина спуска кондуктора определяется требованиями охраны природы, источников перекрытия водоснабжения, предотвращения осложнений при бурении под очередную колонну, установкой превентора и подвески последующих обсадных колонн.

После этого определяется диаметр долота при бурении под кондуктор

$$D_{д.к} = d_{м.к} + 2f ,$$

где $d_{м.к}$ - диаметр муфты кондуктора.

По ГОСТу 20692-95 выбирают диаметр долот. Затем определяют диаметр для направления

$$D_{н} = D_{д.к} + (6 \div 7 \text{ мм}).$$

Если по ГОСТу 632-90 нужного диаметра труб не окажется, то принимают для направления нефтепроводные или сварные трубы.

4.5. КОНСТРУКЦИИ ОБСАДНЫХ ТРУБ И ИХ СОЕДИНЕНИЙ

Обсадные трубы выпускаются цельнокатанными. По ГОСТу 632-90 обсадные трубы изготавливаются из углеродистых легированных сталей марок Д,К,Е,Л,М,Р с пределом прочности на растяжение соответственно равным 65,70,75,80,90 и 110 кг/мм² и пределом текучести 38,50,55,65,75 и 95 кг/мм². Диаметр обсадных труб с 114 мм (4") до 508 мм (20"). Толщина стенок труб от 6 до 14 мм.

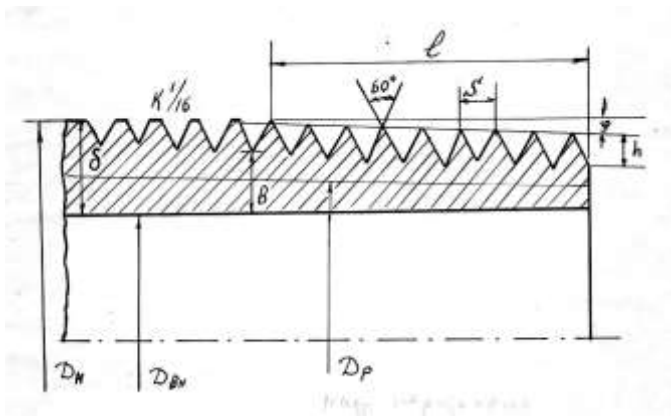


Рис.19

Резьба треугольного профиля

Трубы выпускаются с нормальной и удлиненной резьбой.

Соединяются трубы друг с другом посредством муфт с внутренней резьбой под резьбу труб.

Муфта на один конец трубы навертывается в заводских условиях. В транспортных условиях наружная резьба трубы защищается предохранительным кольцом, а внутренняя резьба трубы защищается ниппелем. Кроме указанных труб изготавливаются трубы повышенной прочности и герметичности со специальной трапецидальной резьбой (рис.20) марок ОТТМ1, ОТТГ1, ТБО-4 и ТБО-5.

Трапецидальная резьба выполнена с конусностью 1/16 для труб диаметром до 194 мм и 1/10 для остальных. Шаг резьбы 4,23 и 5,08 мм соответственно, глубина резьбы 1,6 мм. Угол наклона профиля 3° и 10°.

Для спуска труб на сварке заводами выпускаются трубы без резьб и с фасками на концах. С обоих концов трубы делают внутренние проточки

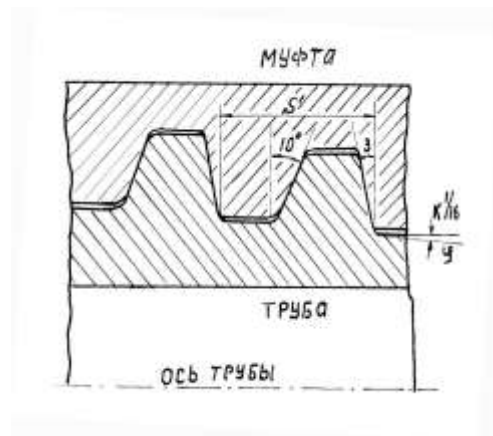


Рис.20

Резьба трапецидального профиля

длиной до 30 мм и глубиной 3-4 мм. При соединении труб внутрь вставляют втулку. На

наружной части одного конца делают проточку под хомут (рис.21).

Применение сварных колонн позволяет облегчить конструкцию скважины, т.к. за счет отсутствия муфт колонну можно спускать при меньшем диаметре скважины.

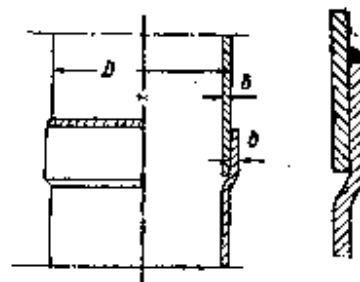


Рис.21

Сварочные соединения для спуска труб

Наружная поверхность труб покрывается краской, обычно черной.

Партию труб завод снабжает сертификатом, удостоверяющим соответствие труб и муфт требованиям стандарта.

Каждая труба маркируется (рис.22), на нее наносится клеймо и пишется краской: завод-изготовитель (например, ТМЗ - Таганрогский металлургический завод), длина трубы, диаметр, толщина стенки, марка стали, класс точности изготовления, товарный знак завода, клеймо ОТК и клеймо приемщика Я.

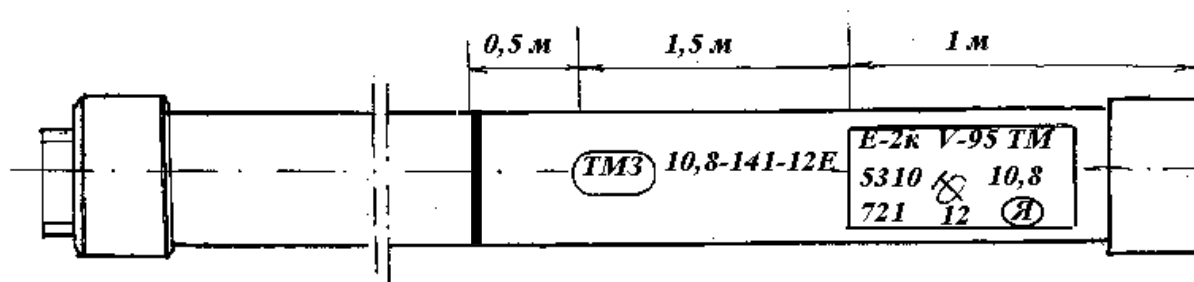


Рис.22

Маркировка труб

В зависимости от точности изготовления труб и резьб выпускаются трубы 1 и 2 класса. На трубах 2-го класса зеленой краской наносится поясok .

4.6. НАГРУЗКИ И НАПРЯЖЕНИЯ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ

Обсадные трубы, спускаемые в скважину, подвергаются воздействию целого ряда усилий, из которых основными являются:

1. Напряжения растяжения от собственного веса в верхней части колонны или сжатия в нижней при частичной посадке колонны на забой.
2. Страгивающая нагрузка в резьбовом соединении.
3. Избыточное внешнее (сминающее) давление за счет разности наружного и внутреннего давления в колонне и давления горных пород.
4. Внутреннее давление, особенно в газовых скважинах.
5. Напряжения изгиба при спуске колонны в искривленные или наклонные скважины.

Кроме того, в колоннах могут возникать дополнительные нагрузки и напряжения:

- а) от расхаживания колонны при прихватах;
- б) динамическая нагрузка при спуске и торможении.
- в) при цементировании скважины;
- г) от температурного изменения в скважине.

4.6.1. Определение напряжений растяжения (сжатия)

Напряжения растяжения достигают максимальной величины у устья скважины в конце спуска колонны, а напряжения сжатия у забоя при частичной посадке колонны на забой.

Те и другие напряжения определяются

$$\sigma_{p(сж)} = \frac{Q}{F},$$

где Q - вес колонны при определении напряжения растяжения или вес сжатой части при определении напряжения сжатия, кгс.

F - площадь сечения трубы, см².

4.6.2. Определение страгивающих нагрузок

Нарезанные концы труб ослаблены резьбой и опасное сечение будет находиться не в теле трубы, а по впадине первой полной нитки резьбы. Страгивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы по впадине первой полной нитки достигают предела текучести, определяется по формуле Яковлева-Шумилова

$$P_{стр} = \frac{\pi \cdot D_p \cdot \delta \cdot \sigma_T}{1 + \eta \frac{D_p}{2 \cdot l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)},$$

$$D_p = D_n - 2t - \delta,$$

где D - наружный диаметр трубы, см;

D_p - расчетный диаметр трубы, см;

δ - толщина стенки трубы во впадине первой полной нитки, см;

σ_T - предел текучести, кгс/см²;

l - длина полных ниток резьбы, см

α - угол профиля резьбы = 60°;

φ - угол трения стали по стали 7-11°, обычно 9°;

η - коэффициент разгрузки

$$\eta = \frac{\delta}{\delta + \delta} < 1$$

δ - номинальная толщина стенки трубы, см.

При расчете труб на страгивание должно сохраняться условие прочности

где Q - вес колонны

$$Q = \sum q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2 + \dots$$

где q_1 и q_2 - вес 1 пог.м труб определенной толщины, кгс/м;

l_1, l_2 - длины секций колонны с одинаковой толщиной стенки, м.

Запас прочности (n_3) для различных колонн и скважин приведен в табл.1.

Таблица 1

Диаметр трубы мм	Длина колонны м	Запас прочности n_3	
		верт. Скважины	н/напр. скв.
114-168	до 3000	1, 15	1, 3
	свыше 3000	1, 3	1, 45
178-245	до 1500	1, 3	1, 45
	свыше 1500	1, 45	1, 45
273-324	до 1500	1, 45	1, 6
	свыше 1500	1, 6	1, 6
340-503	до 1500	1, 6	1, 75
	свыше 1500	1, 75	1, 75

При расчете колонны из труб с резьбой трапецеидального профиля допустимые нагрузки на растяжение определяют по формуле

$$n_3 = \frac{P_{раз}}{Q},$$

где $P_{раз}$ - разрушающая нагрузка;

$n_3 = 1,8$.

4.6.3. Определение критического сминающего давления

Определение критического сминающего давления при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести производится по формуле Саркисова (АзНИИ). Эта формула учитывает влияние овальности и разностенности труб

$$P_{KP(CM)} = 1,1 \cdot K_{\min} \left\{ \sigma_T + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 \cdot K_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 \cdot K_{\min}} \right) \right]^2 - 4E \cdot K_0^2 \cdot \rho \cdot \sigma_T} \right\}$$

где:

D_H - наружный диаметр трубы, см;

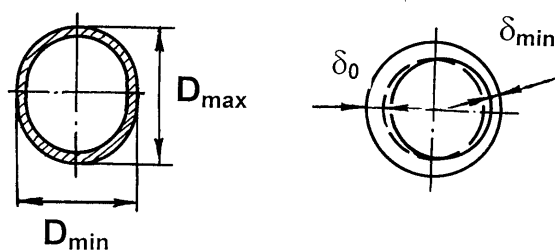
δ_H - номинальная толщина стенки трубы, см;

δ_0 - расчетная величина стенки трубы, см;

δ_{\min} - минимальная толщина стенки, см;

E - модуль упругости Юнга ; $E=2,1 \cdot 10^6$ кг/см²;

δ_T - предел текучести, кг/см².



$$K_{\min} = \frac{\delta_{\min}}{D_H}; \quad \delta_{\min} = 0,875 \cdot \delta_H;$$

$$K_0 = \frac{\delta_0}{D_H}; \quad \delta_0 = 0,905 \cdot \delta_H;$$

Рис.23

Разностенность и овальность

Коэффициенты K_0 , K_{\min} и ρ учитывают разностенность труб, а коэффициент e - овальность.

$$e = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{cp}} = 2 \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{\max} + D_{\min}}$$

$$\rho = \frac{K_0}{K_{\min}} = \frac{\delta_0}{\delta_{\min}} = \frac{0,905}{0,875} = 1,034.$$

Для труб диаметром до 219 мм включительно $e = 0,01$, для труб диаметром 245-423 $e = 0,015$, для большего диаметра $e = 0,02$.

При расчете обсадных труб на критическое сминающее давление должно сохраняться условие прочности

$$n_{см} = \frac{P_{кр}}{P_{см}},$$

где $P_{см}$ - фактическое сминающее давление в затрубном пространстве. Оно определяется как сумма давлений столбов жидкости в затрубном пространстве

$$P_{см} = 10^{-5} \sum l \cdot \rho - P_{вн}.$$

Это давление равно нулю у устья и максимальное у забоя.

Для секций обсадных колонн, находящихся в пределах эксплуатационного объекта запас прочности на смятие $n_{см} = 1,0-1,3$.

Для вышележащих секций $n_1 = 1,0$.

4.6.4. Внутреннее давление

Внутреннее давление, при котором наибольшее напряжение в трубах достигает предела текучести, определяется по формуле Барлоу

$$P_T = 0,875 \frac{2\delta_n \sigma_T}{D}.$$

При расчетах на внутреннее давление должно сохраняться условие прочности

$$n_{вн} \frac{P_T}{P_{вн}},$$

где n_2 - запас прочности,

$P_{вн}$ - фактическое внутреннее давление в любой точке нефтяной скважины, которое определяется как сумма давлений столбов жидкостей в колонне

$$P_{внZ} = 10^{-5} \sum l \cdot \rho .$$

Для труб диаметром 114-219 мм, $n_2 = 1,15$, для больших диаметров $n_2 = 1,45$.

В газовой скважине внутреннее давление в любой точке определяется по формуле

$$P_{внZ} = \frac{P_{пл}}{e^S} ,$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление

e - основание натурального логарифма 2,72.

$$e^S = \frac{2 + S}{2 - S} ; \quad S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\gamma} (L - z)}{m \cdot T_{ср}} ,$$

$\bar{\gamma}$ - относительный удельный вес газа по воздуху, обычно берется равным 0,6.

m - коэффициент сжимаемости газа = 0,8.

Значение показателя степени S можно определить по формуле

$$S = 10^{-4} \bar{\gamma} (L - z),$$

где l - глубина залегания продуктивного пласта;

Z - отметка, на которой определяется давление;

$T_{ср}$ - средняя температура в стволе скважины по Кельвину, т.е. $273^0 \pm t^0$

$$T_{ср} = \frac{T_3 + T_y}{2} ,$$

где T_3 и T_y - забойные устьевые температуры

Лекция №15

4.7. РАСЧЕТ РАВНОПРОЧНЫХ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

4.7.1. Общие положения

Расчет обсадных колонн производится с учетом максимальных значений избыточных наружных сминающих и внутренних давлений, а также осевых срагивающих нагрузок. Расчет обсадных колонн нефтяных скважин производится на сминающее наружное давление и срагивающую нагрузку. Отдельные секции проверяются на внутреннее давление. Обсадная колонна для газовых скважин рассчитывается на внутреннее давление, сминающее давление и срагивающую нагрузку.

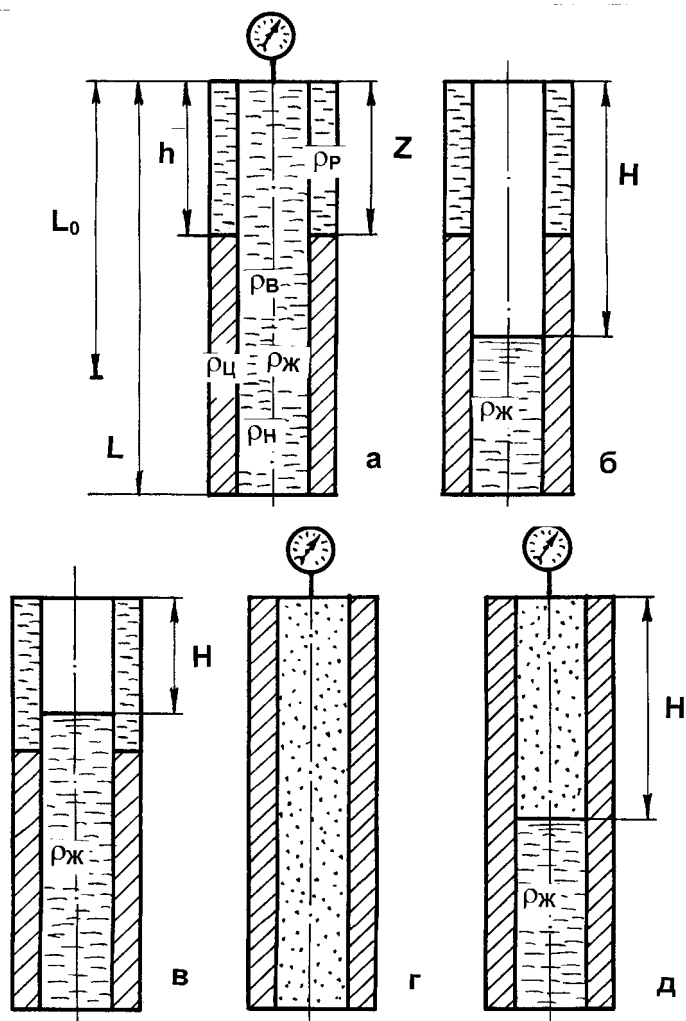
Сминающее наружное давление достигает максимальных значений у забоя скважины или против пластов с аномально высокими давлениями. У устья скважины сминающее давление равно нулю. Срагивающая нагрузка наибольшее значение имеет у устья и равно нулю у забоя.

Внутреннее давление в нефтяных скважинах в различных участках колонны может быть различным. При эксплуатации скважины оно имеет наибольшее значение у забоя и уменьшается к устью. При испытании колонны на герметичность внутреннее давление наибольшее у устья и уменьшается к забою. То же и при ремонтно-изоляционных работах без применения пакера. С применением пакера давление имеет максимальное значение под пакером.

В газовых скважинах внутреннее давление максимальное у забоя и уменьшается к устью. Ввиду того, что внешнее сминающее давление и срагивающая нагрузка изменяются противоположно, то для того, чтобы обсадная колонна была равнопрочной, ее подбирают из отдельных секций труб различных марок и толщин стенок.

Расчет равнопрочных обсадных колонн производится снизу вверх. Нижняя часть колонны, как правило, рассчитывается на сминающее наружное давление и внутреннее, а верхняя часть на срагивающую нагрузку и внутреннее давление. Другие нагрузки, действующие на обсадные колонны в различные сроки службы скважины, учитываются коэффициентами запаса прочности (n_1 - на смятие, n_2 - на избыточное внешнее давление, n_3 - на срагивающую нагрузку).

4.7.2. Определение давлений, действующих на обсадную колонну



а, б, в - нефтяные скважины ;

а - период ввода в эксплуатацию при закрытом устье ;

б, в - при освоении, испытании на герметичность снижением уровня жидкости и при окончании эксплуатации ;

г - газовые скважины ;

д - газоконденсатные.

L - глубина подошвы продуктивного горизонта, м.

L₀ - глубина спуска предыдущей колонны, м.

Рис.24

Схемы определения давлений

H - глубина снижения уровня жидкости в колонне, м

h - высота подъема цементного раствора, м.

Z - расстояние от устья скважины до рассматриваемого сечения.

$\rho_p, \rho_c, \rho_v, \rho_n, \rho_{ж}$ - плотности : промывочной жидкости, цементного раствора, воды, нефти, жидкости в колонне, кг/м³.

Внутреннее давление

Внутреннее давление определяется для различных процессов и времени, при которых это давление достигает максимальных и минимальных значений.

Внутреннее давление достигает максимальных значений в период ввода скважины в эксплуатацию или в период нагнетания жидкости или газа в скважину (при ремонтно-изоляционных работах, опрессовке, гидроразрывах пласта). Минимальные значения внутреннего давления отмечаются при окончании эксплуатации скважины. Внутреннее давление в любой точке для нефтяной скважины в период ввода скважины в эксплуатацию (рис.24 а) определяется по следующему выражению

$$P_{внZ} = P_{плL} - 10^{-5} \cdot \gamma_{ж} (L - z),$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление;

$\gamma_{ж}$ - удельный вес жидкости в колонне, обычно нефти.

По окончании эксплуатации (рис.24 б и в) внутреннее давление определяется по следующей формуле

$$P_{внZ} = 10^{-5} \cdot \gamma_{ж} (L - H),$$

где H - глубина снижения уровня жидкости в колонне

Если Z до глубины H, то $P_{внZ} = 0$.

Для газовых скважин

$$P_{внZ} = \frac{P_{плL}}{e^S}.$$

Определения e^S приводится в разделе 4.6.4.

Распределение давления по колонне принимается линейным в любой точке колонны в зависимости от устьевого давления может быть определено по формуле

$$P_{внZ} = P_y + \frac{P_{плL} - P_y}{(L - H)} (Z - H),$$

При $P_{внH} < 100 \text{ кг/см}^2$ давление на участке колонны от устья до уровня жидкости в колонне можно считать постоянным и равным $P_{внH}$.

По окончании эксплуатации $P_{вн}$ постоянно по всей колонне.

$$P_{внL} = P_y + 10^{-5} \cdot \rho_{ж} \cdot Z.$$

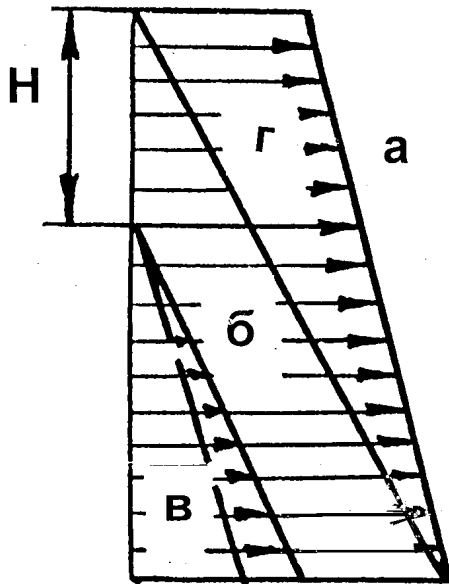


Рис.25

Внутренние давления

Внутреннее давление в нагнетательных скважинах определяется с учетом максимального устьевого и забойного давления при закачке жидкости или газа в колонну. Строится эпюра.

Эпюра распределения внутреннего давления для нефтяных скважин будет иметь вид (рис.25).

Наружное давление

Это давление определяется для тех же работ, для которых определялось внутреннее давление:

а) в незацементированной части колонны наружное давление определяется

$$P_{нЗ} = 10^{-5} \cdot \gamma_p \cdot Z;$$

б) в зацементированной части колонны наружное давление в интервале, закрепленном предыдущей колонной, определяют по составному давлению столбов бурового раствора и гидростатического давления столба воды плотностью $\rho_{ГВ} = 1,1 \rho_{В}$ высотой от башмака предыдущей колонны, до «головы» цемента.

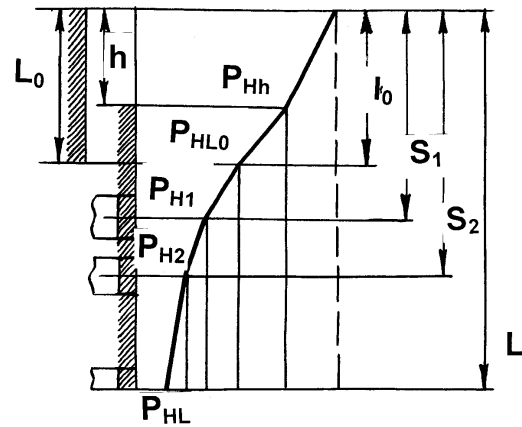


рис.26

Наружные давления

$$P_{HZ} = 10^{-5} \cdot [\rho_P \cdot h + \rho_{ГВ} \cdot (Z - h)].$$

В необсаженной зоне P_{HZ} определяются по пластовым промежуточным и конечным давлениям. Пластовое давление в пластах мощностью до 200 м определяют в середине пласта :

$$P_{ПЛ} = \frac{P_{КР} + P_{П}}{2},$$

где $P_{КР}$ и $P_{П}$ - давления в кровле и подошве горизонта.

Распределение давления (Рис.27) между пластами линейное. При мощностях пласта более 200 м наружные давления принимаются равными давлению в кровле и подошве пласта, а распределение давлений внутри пласта линейное.

$$P_{HZ} = P_{HL0} + \frac{P_{H1} - P_{HL0}}{S_1 - L_0} \cdot (Z - L_0).$$

Расчет наружного давления в интервале залегания пород, склонных к текучести производится по горному давлению:

$$P_{HT} = 10^{-5} \cdot \rho_{П} \cdot Z,$$

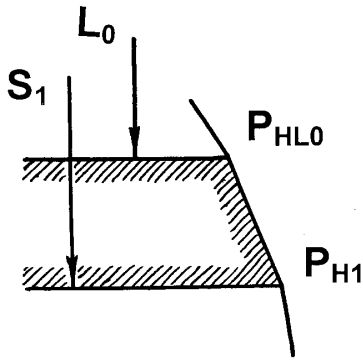


Рис.27

Распределение давления

где ρ_n - плотность текучих пород 2100 - 2300 кг/м³.
 Расчет давлений по пластовому и горному давлению производят для интервалов равных мощности пласта $N + 100$ м (50 м выше кровли и 50 м ниже подошвы).

3. Избыточные наружные давления

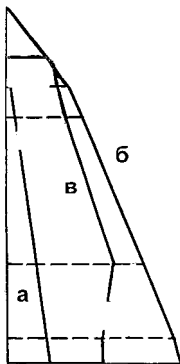


Рис.28

Наружные избыточные давления

Избыточное наружное давление это разность между наружным и внутренним давлениями, для одних и тех же работ в скважине и для одного и того же периода времени.

$$P_{HIZ} = P_{HZ} - P_{BHZ} .$$

Избыточное наружное давление наибольшее тогда, когда наименьшее внутреннее (рис.28):

а) в незацементированной части

$$P_{HIZ} = 10^{-5} \cdot \rho_p \cdot Z \quad \text{при } Z < H$$

$$P_{HIZ} = 10^{-5} \cdot [\rho_p \cdot h - \rho_{ж} \cdot (Z - H)] \quad \text{при } Z > H$$

б) в зацементированной части

На башмаке предыдущей колонны, а также против пластовых давлений $P_{низ}$ определяется :

$$P_{HIZ} = P_{HZ} - P_{BHZ}$$

в момент окончания цементирования

$$P_{HIZ} = 10^{-5} \cdot [\rho_P \cdot h + \rho_{Ц} \cdot (Z - h) - \rho_{Ж} \cdot Z]$$

4. Избыточные внутренние давления.

Избыточные внутренние давления это разность между внутренними и наружными давлениями, когда внутреннее давление наибольшее. Это в период опрессовки колонны или при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважине.

$$P_{BHIZ} = P'_{BHZ} - P_{HZ}$$

Внутренние давления при определении герметичности колонны (опрессовка) определяются :

$$P'_{BHZ} = 1,1 \cdot P_{BHV} + 10^{-5} \cdot \rho_B \cdot Z$$

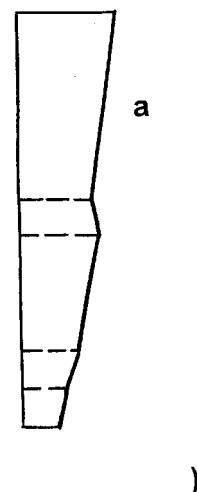


Рис.29

Внутренние
избыточные давления

Вместо 1,1 $P_{ВНУ}$ может быть подставлено $P_{ОПР}$, если оно больше, т. е. $P_{ОПР} > 1,1 P_{ВНУ}$, тогда :

$$P'_{BHZ} = P_{ОПР} + 10^{-5} \cdot \rho_B \cdot Z$$

Внутренние избыточные давления показаны на рис.29.

1,1 $P_{ВНУ}$ или $P_{ОПР}$ не должно быть меньше минимального внутреннего давления при опрессовке указанного в таблице 2.

Таблица 2

Наружный диаметр, мм	Минимальное опрессовочное давление, МПа
114 - 127	15, 0
140 - 146	12, 5
168	11, 5
178 - 194	9, 5
219 -245	9, 0
273 - 351	7, 5
377 - 508	6, 5

Лекция №16

ПОРЯДОК РАСЧЕТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН

1. На основании исходных данных выбирают расчетную схему и определяют значения внутренних, наружных и избыточных наружных и внутренних давлений на устье (P_y) и на глубинах h , L_0 , H , S , L .

2. При мощности продуктивного горизонта свыше 200 м (при расчетах по пластовому давлению) дополнительно определяют $P_{\text{НИЗ}}$ на кровле и подошве пластов.

3. Строятся эпюры этих давлений, причем для $P_{\text{НИЗ}}$ строится обобщенный эпюр.

4. Определившись в запасе прочности на смятие (n_1) для первой (нижней) секции определяют требуемое наружное давление для этой секции $P_{1\text{ТР}} = P_{\text{НИЛ}} \cdot n_1$. По таблице 2 или инструкции по расчету обсадных колонн (1989 г. изд.) подбирают трубы для секции 1 с учетом $P_{1\text{КР}} > P_{1\text{ТР}}$.

5. Выбирают длину 1 секции (l_1), которая принимается равной мощности продуктивного горизонта (N) плюс длина зумпфа (l_3) и длина деталей низа эксплуатационной колонны l_H

$$l_1 = N + l_3 + l_H$$

$$l_3 = 10 - 25 \text{ м}$$

$$l_H = 10 - 25 \text{ м}$$

где : 50 м - выше кровли продуктивного горизонта.

Для наклонно-направленных участков $l' = l_1 / \cos \alpha_1$

α_1 = зенитный угол в этом интервале.

6. Для выбранных труб определяют запас прочности на внутреннее давление n_2 и проверяют первую секцию на внутреннее давление на глубине «головы» первой секции. Если запас прочности окажется меньше допустимого, то подбор труб для первой секции производят по внутреннему давлению

$$n_2 = \frac{P_{1\text{T}}}{P_{\text{ВНИЗ}}}$$

($P_{1\text{T}}$ - определяют по табл. 4 инструкции).

7. По эпюру $P_{\text{НИЗ}}$ на «голове» нижней секции (10-ой) или на подошве второй и поэтому давление по табл. 2 инструкции подбирают трубы для второй секции с $P_{2\text{КР}} > P_{2\text{НИЗ}}$.

8. Определяют вес первой секции

$$Q_1 = q_1 \cdot l_1$$

где q_1 - вес 1 пог. метра труб 1 секции, определяют по таблице 12 инструкции.

9. Определяют $P'_{2КР}$ для труб 2 секции по формуле для двухосного нагружения с учетом веса первой секции. Если $P'_{2КР} > P_{НИЗ}$, то 2-ю секцию оставляют, если нет, то заменяют на более прочную.

10. Для определения длины 2-ой секции, выбирают трубы для 3-ей секции с меньшей прочностью, чем вторая (на группу прочности ниже или 1 мм тоньше по стенке), из таблицы 2 инструкции с $P_{3КР}$ и по эпюре $P_{НИЗ}$ определяют на какую глубину (Z_3) эти трубы можно спустить. Разность между глубиной спуска второй секции (Z_2) (головы первой секции) и глубиной спуска третьей будет длина 2-ой секции

$$L_2 = Z_2 - Z_3,$$

$$L'_2 = \frac{l_2}{\cos \alpha_2}.$$

11. Определяют вес второй секции по таблице 12 инструкции находят q_2 :

$$Q_2 = q_2 \cdot l_2$$

12. Определяют величину $P'_{3КР}$ для труб 3-ей секции для условий двухосного нагружения с учетом влияния растягивающих нагрузок от веса первой и второй секций

$$Q_{1-2} = Q_1 + Q_2$$

13. Далее производят проверочный расчет второй секции на внутреннее давление:

$$n_2 = \frac{P_{2Т}}{P_{ВНИЗ}}$$

($P_{2Т}$ - определяют по таблице 4 инструкции).

14. Для определения длины 3-ей секции, необходимо выбрать трубы 4-ой секции менее прочные, чем 3-я (по табл. 2 инструкции).

15. По эпюре $P_{НИЗ}$ определяют глубину спуска 4 секции (Z_4) для условий двухосного нагружения от веса 3-х секций ($P'_{4КР}$). По этому давлению по эпюре $P_{НИЗ}$ уточняют глубину спуска четвертой секции.

16. Определяют глубину третьей секции как

$$l_3 = L - Z_4 - l_1 - l_2$$

и вес Q_3 .

17. Производят проверочный расчет 3-ей секции на внутреннее давление.

18. Примерно на 4 секции расчет $P_{\text{НИЗ}}$ заканчивают и предполагают, что колонна будет завершена 4-ой секцией.

19. Определяют вес 4-х секций, т. е. всей колонны

$$Q_{1-4} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + q_4 \cdot l_4$$

20. Проверяют подобранную колонну на страгивание

$$n_3 = \frac{P_{4СТР}}{Q}$$

Если запас прочности ниже допустимого, то для четвертой секции определяется на условия страгивания :

$$l_4 = \left(\frac{P_{4СТР}}{n_3} - Q_{1-3} \right) / q_4 \cdot$$

21. Проверяется 4-я секция на внутреннее давление.

22. Определяются длины следующих 5, 6 (более прочных, чем 4-ая), и т. д. на условиях страгивания до завершения колонны.

23. Проверяются 5, 6 и т. д. секции на внутреннее давление.

24. Составляется итоговая таблица (форма таблицы приведена в табл.3):

Таблица 3

N сек-ций	Длины секций м	Вес секций кН	Запас прочности					
			на смятие n_1		на внутр. давление n_2		на страгиван. n_3	
			треб	факт	треб	Факт	треб	факт
I								
II								
и т. д.								

4.7.4. Определение давлений, действующих на промежуточную колонну

Влияние наружного и внутреннего давления на промежуточные колонны сказывается в процессе осложнений и газопроявлений, которые могут быть встречены при бурении под следующую за ней колонну.

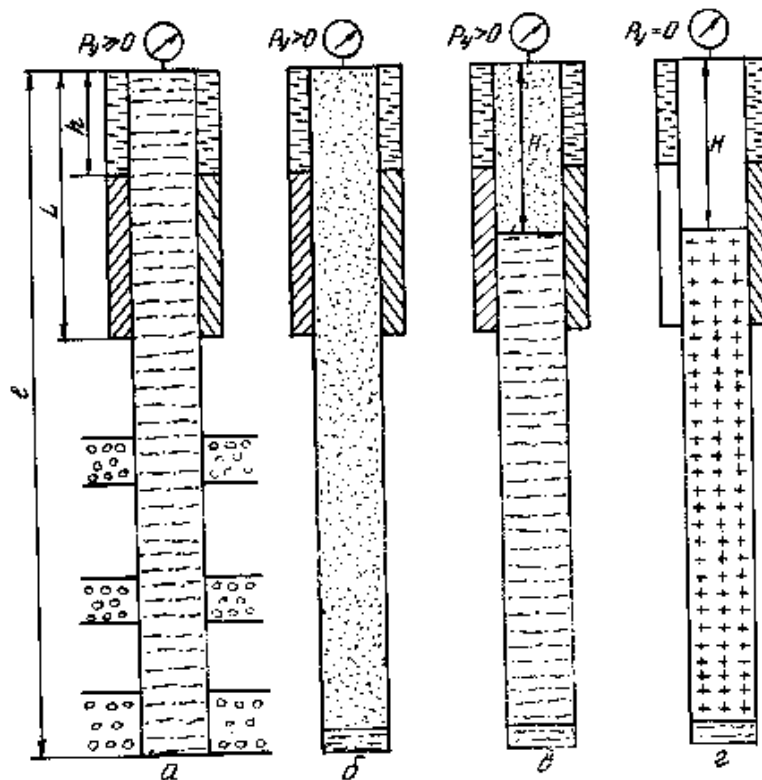


Рис.30

Схемы для определений давлений в скважине

1. Внутреннее давление

Максимальное внутреннее давление определяют с учетом наибольшего из давлений, которое может встретиться при бурении под следующую за рассчитываемой колонну. Например, для случаев газопроявлений и выбросов, при перекрытии устья скважины или при «задавливании» скважины, т.е. при применении промывочной жидкости большего удельного веса. Минимальные внутренние давления определяются при поглощениях.

а) Максимальное внутреннее давление при $P_y > 0$ (рис.30 а) определяется по формуле

$$P_{BHZ} = P_{nл} - 10^{-5} \gamma_p (l - Z),$$

где P_{nll} - давление газопроявляющего пласта при бурении под следующую за рассчитываемой колонну;

l - глубина залегания газопроявляющего пласта, м;

γ_p - максимальный удельный вес промывочной жидкости при бурении газопроявляющего пласта, кг/м³.

б) в случае замены бурового раствора газом (рис.30 б) максимальное внутреннее давление определится

$$P_{BHZ} = P_{nll} \cdot e^S,$$

$$S = 10^{-4} \bar{\gamma}(l - Z).$$

Глубина замещения раствора газом устанавливается в пределах $(0,5 \div 1,0) \cdot l$.

Полное замещение принимается для скважины глубиной до 1500 м при высоких P_{nll} .

в) в случае, если промывочная жидкость в скважине заменена частично (рис.30 в), то внутреннее давление в газовой зоне определяется

$$P_{BHZ} = \frac{P_{nll} - 10^{-5} \gamma_{nll}(l - H)}{e^S},$$

где $\gamma_{ж}$ - удельный вес жидкости в колонне, кг/м³,

в жидкостной зоне

$$P_{BHZ} = P_{nll} - 10^{-5} \gamma_{ж}(l - Z);$$

г) минимальное внутреннее давление при возможном поглощении (рис. 30 г) промывочной жидкости определится

$$P_{BHZ} = 10^{-5} \gamma_p(Z - H),$$

где γ_p - удельный вес бурового раствора, кг/м³,

2. Наружное давление

Наружное давление определяется по формулам и методике для расчета эксплуатационных колонн (раздел 4.7.2.)

$$P_{HZ} = 10^{-5} \sum \gamma_i z_i.$$

3. Избыточное наружное давление

В общем случае равно разности между наружным (P_{HZ}) и внутренним ($P_{ВHZ}$)

$$P_{НИЗ} = P_{HZ} - P_{ВHZ}.$$

Максимальное избыточное наружное давление рассчитывается при минимальных внутренних давлениях.

а) Избыточное наружное давление для нормальных условий бурения определяют:

в не зацементированной части

$$P_{НИЗ} = 10^{-5} (\gamma_p - \gamma_{жс}) \cdot Z;$$

в зацементированной части

$$P_{НИЗ} = 10^{-5} [\gamma_p h + \gamma_u (Z - h) - \gamma_{жс} Z];$$

б) При возможном частичном поглощении промывочной жидкости избыточное наружное давление определится:

в не зацементированной части

$$P_{НИЗ} = 10^{-5} [\gamma_p Z + \gamma_{жс} (Z - H)];$$

в зацементированной части

$$P_{НИЗ} = 10^{-5} [\gamma_p h + \gamma_u (Z - h) - \gamma_{жс} (Z - H)].$$

в) Избыточное наружное давление при газопроявлениях определяют:

в не зацементированной части

$$P_{НИЗ} = 10^{-5} (\gamma_p - \gamma_0) \cdot Z,$$

где γ_0 - жидкость в колонне в процессе проявления, кг/м^3 ;

в зацементированной части

$$P_{HIZ} = 10^{-5} [\gamma_p h + \gamma_u (Z - h) - \gamma_0 Z] .$$

4. Избыточное внутреннее давление

Избыточное внутреннее давление определяется как разность между внутренним и наружным давлениями

$$P_{BHIZ} = P_{BHZ} - P_{HZ} .$$

Избыточное внутреннее давление рассчитывают по тем же формулам, что и для расчета эксплуатационных колонн (разд.4.7.2.).

5. Определение страгивающих нагрузок

Определение страгивающих нагрузок производится также по формулам для расчета эксплуатационных колонн (см. разд.4.7.3.).

6. Запасы прочности

Промежуточные колонны рассчитываются на наружное давление при запасе прочности $n_{см} = 1,0$. Остальные коэффициенты n_2 и n_3 указаны выше. Для импортных труб $n_{см} = 1,125$, $n_{вн} = 1,1$, $n_{стр} = 1,75$. При спуске обсадных труб секциями за длину колонны принимают длину секции.

4.7.5. Методика расчета промежуточных обсадных колонн

Методика расчета промежуточных обсадных колонн аналогична методике расчета эксплуатационных колонн:

- а) выбирается расчетная схема;
- б) определяется внутреннее, наружное, избыточные внутреннее и наружное давления, для случаев газопроявлений и поглощений;
- в) строятся эпюры;

г) при отсутствии наружного избыточного давления расчет производят по растягивающей нагрузке от собственного веса и внутреннему избыточному давлению;

д) у устья скважины и над башмаком устанавливают 100-150 м труб с толщиной стенки не менее 10 мм;

е) если бурильная колонна работает в промежуточной колонне продолжительное время, то на участках возможного износа необходимо устанавливать трубы с толщиной стенки на 10-20% больше.

В целях предупреждения протирания колонны у устья скважины устанавливают 20 м труб с максимальной толщиной стенки.

4.7.6. Расчет «хвостовиков» и колонн, спускаемых секциями

1. Избыточное наружное давление при газопроявлениях и нормальных условиях определяются

$$P_{НИЗ} = 10^{-5}(\gamma_u - \gamma_0)(Z - l_0),$$

где l_0 - глубина «головы хвостовика», м

или при АВПД

$$P_{НИЗ} = P_{нлз} - 10^{-5}\gamma_0 Z,$$

2. Длина «хвостовика» для участка, где пластовое давление выше гидростатического, берется равной мощности пласта +100 м (на 50 м выше кровли и 50 м ниже подошвы).

3. При наличии поглощения промывочной жидкости избыточное наружное давление определяется по формуле

$$P_{НИЗ} = \frac{P_{НИЛ}}{L - l_0}(Z - l_0),$$

где $P_{НИЛ} = 10^{-5}[\gamma_u(L - l_0) - \gamma_p(L - l_0)]$.

4. Длина «хвостовика» при поглощениях и породах, склонных к текучести, берется равной мощности пласта +50 м (на 25 м выше кровли и 25 м ниже подошвы).

5. Если испытание на герметичность не производится, то избыточное внутреннее давление определяют по опрессовке.

Вместо $1,1 P_{\text{вну}}$ может быть подставлено $P_{\text{опр}}$.

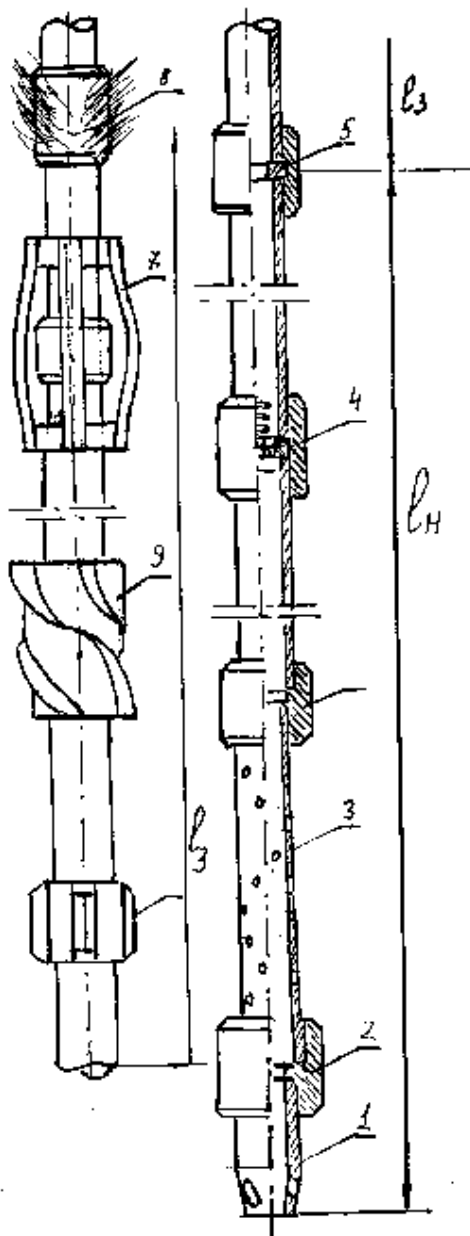
6. Если хвостовик или промежуточная колонна состоит из двух-трех секций, то нижняя секция подбирается по наружному избыточному давлению и проверяется на внутреннее избыточное давление. Вторая секция рассчитывается на страгивание и проверяется на внутреннее избыточное давление, третья секция рассчитывается на внутреннее избыточное давление, а проверяется на страгивание.

Лекция №18

4.8. ОБОРУДОВАНИЕ И РАСЧЕТ НЕКОТОРЫХ ДЕТАЛЕЙ НИЗА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

4.8.1. Компоновка низа обсадных колонн

Для обеспечения надежного спуска обсадных колонн и качественного цементирования низ обсадной колонны оборудуется следующими деталями и узлами (рис.31) (снизу вверх):



1. Башмачной направляющей пробкой.
2. Башмаком.
3. Башмачным патрубком.
4. Обратным клапаном.
5. Упорным кольцом «стоп».
6. Пакер-фильтром.
По наружной части труб
7. Фонарями или центраторами.
8. Скребками.
9. Турбулизаторами.

1. Башмачная направляющая пробка (рис.32 поз.2) предназначена для направления спускаемой колонны в скважине. Башмачная направляющая пробка изготавливается из дерева, чугуна или бетона. Пробка имеет центральное и боковое отверстия для промывки и

Рис.31

Детали и узлы низа обсадных колонн

выхода цементирующего раствора. Длина ее 0,3-0,5 м. Для кондуктора обычно применяются деревянные пробки, для технических и эксплуатационных колонн - чугунные.

2. Башмак (рис.32 поз.1) предназначен для предохранения нижней части обсадной колонны от смятия в случае посадки ее на забой. Башмак представляет собой толстостенный патрубок (15-20 мм) длиной 0,3-0,5 м. В верхней части патрубок имеет резьбу под обсадную трубу, в нижней части - резьбу под резьбу башмачной пробки.

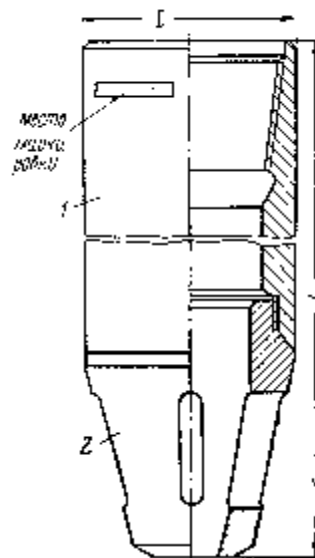


Рис.32

Башмак и башмачная направляющая пробка

3. Башмачный патрубок представляет собой толстостенный патрубок длиной 1,5-2 м. В теле патрубка по винтовой линии сверлятся или прожигаются отверстия. В верхней и нижней части нарезается резьба.

4. На башмачный патрубок навертывается муфта, в которую ввертывают корпусной **шаровой обратный клапан** (рис.33).

Назначение обратного клапана в том, чтобы облегчать все колонны при спуске, для предупреждения обратного попадания цементного раствора внутрь колонны по окончании цементирования и ОЗЦ, также при спуске с обратным клапаном создается периодическая промывка за счет вытеснения из скважины жидкости, что предупреждает прихват колонны.

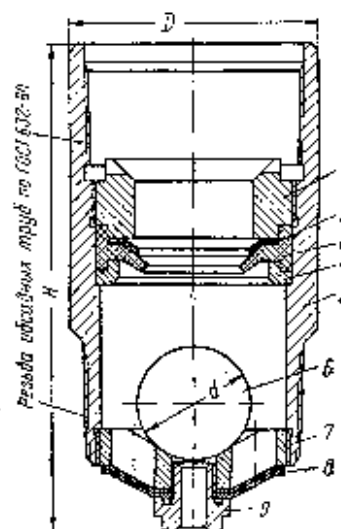


Рис.33

Шаровой обратный клапан

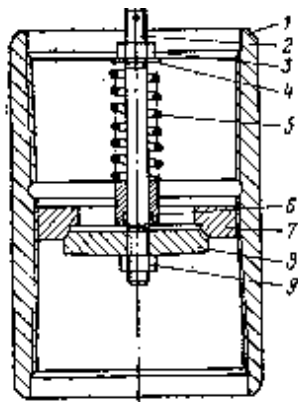


Рис.34

Тарельчатый обратный клапан

тарельчатый обратный клапан (рис.34), который состоит из седла 7, тарелки 8, штока 2, пружины 5

.5. **Упорное кольцо «стоп»** предназначено для посадки продавочной пробки при цементировании скважины, т.е. для сигнализации об окончании продавки цементного раствора, т.к. при посадке пробки на упорное кольцо «стоп» в колонне создается скачок давления.

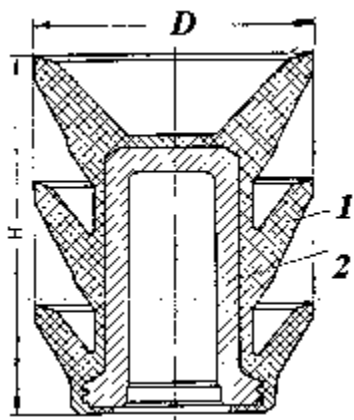


Рис.35

Продавочная пробка

Продавочная пробка (рис.35) изготавливается различных конструкций, но в основном, применяют самоуплотняющиеся резиновые пробки, состоящие из чугунного или алюминиевого сердечника с привулканизированными к нему резиновыми элементами.

Имеются разъемные разделительные продавочные пробки, применяющиеся при спуске колонн секциями и хвостовиков. Кольцо «стоп» изготавливается из чугуна толщиной 15-20 мм и устанавливается в муфте обсадной колонны между 1 и 2 трубой,

или между 2 и 3-ей. Выше могут быть установлены пакер-фильтры, а по наружной части направляющие фонари, скребки, турбулизаторы.

Лекция №19

6. Пакер-фильтр (рис.36) предназначен для повышения качества разобщения нефтеносных или газоносных пластов от водоносных.

Он состоит из корпуса-патрубка длиной 2-2,5 м, фильтровой части, состоящей из нескольких рядов проволоки с фильтрующим элементом - тканью или мешковиной. В начале укладывается ряд продольных проволочек $\varnothing 2-3$ мм, потом слой мешковины, затем слой витков, опять мешковина, опять ряд витков и ткань.

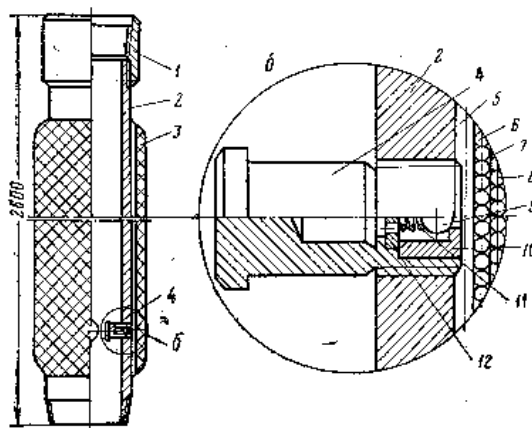


Рис.36

Пакер-фильтр

В корпусе имеются 4 отверстия, в которые ввертываются чугунные пробки с шаровыми клапанами. Пакер-фильтр устанавливается в колонне в месте раздела нефтеносной и водоносной части разреза (в кровле или подошве нефтеносного пласта).

По окончании цементирования скважины продавочная пробка срезает выступы пробок, давление в колонне сбрасывают и через шаровые клапаны пробок за счет перепада давления в затрубье и трубах в колонну попадает фильтрат цементного раствора. Твердая фаза цементного раствора отлагается на фильтре, быстро затвердевает и образует плотный цементный мост против пакер-фильтра, предотвращающий перетоки между пластами.

В практике цементирования применяются и другие типы пакеров, гидравлические, механические, разбурываемые и другие для специальных видов работ.

7. Центраторы или центрирующие фонари (рис.37) предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине.

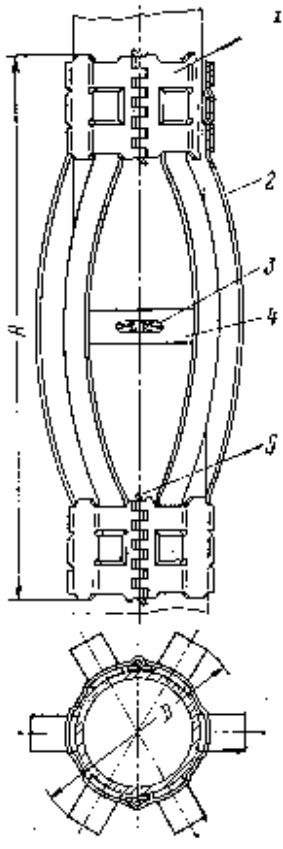


Рис.37

Центрирующий фонарь

возможного примыкания колонн к стенкам скважины и, как правило, два центратора в кровле продуктивного пласта и два в подошве.

Разъемные пружинные фонари состоят из двух обойм и 6-ти планок. Они одеваются на трубу и стопорятся.

По конструкции центраторы подразделяются на разъемные и неразъемные, пружинные и жесткие, сварные и разборные. Наибольшее распространение получили пружинные фонари типа ГрозНИИ.

Они состоят из двух стальных колец, к которым приварены 4-5 планок из рессорной стали. Диаметр пружинного фонаря на 40-50 мм больше диаметра скважины, длина около метра. Центратор одевается на трубу и удерживается на ней специальным кольцом, приваренным к трубе.

В скважине центраторы устанавливаются против мест

8. Скребки (рис.38) устанавливают на обсадной колонне для разрушения глинистой корки на стенках скважины при расхаживании обсадной колонны в процессе ее цементирования, обычно применяются проволочные скребки, которые состоят из съемного корпуса высотой 300-400 м и пучков проволок, прикрепленных к нему. Скребки устанавливаются на колонне через интервал, равный длине расхаживания (около 4-5 м).

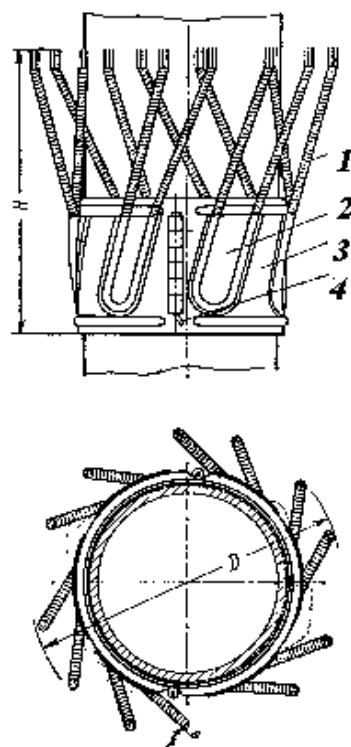


Рис.38

Скребок

9. Турбулизаторы (рис.39) устанавливают на обсадной колонне для завихрения восходящего потока цементного раствора при цементировании скважины. Турбулизатор состоит из корпуса, патрубка длиной 20-25 см, к которому под углом 35° приварены лопасти. Турбулизатор способствует более полному замещению глинистого раствора цементным.

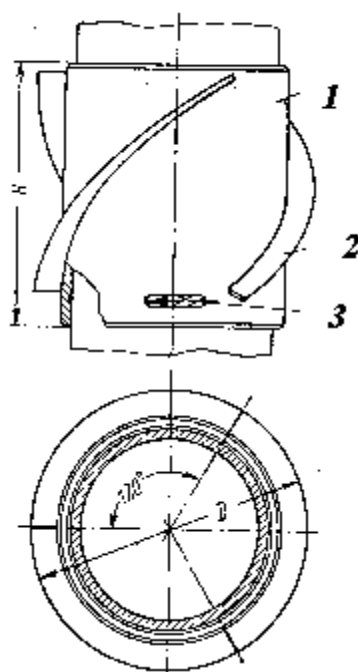


Рис.39

Турбулизатор

В эксплуатационных колоннах, как правило, устанавливаются все вышеперечисленные детали низа, в технических колоннах и кондукторах отдельные детали отсутствуют.

4.8.2. Расчет некоторых деталей низа обсадных колонн

1. Определение количества отверстий в башмачном патрубке производится из условия равенства площадей внутреннего сечения обсадных труб и площади отверстий в патрубке

$$\frac{\pi D^2}{4} = n \frac{d^2}{4}; \quad n = \frac{D^2}{d^2},$$

где D - внутренний диаметр обсадных труб;

d - диаметр отверстия башмачного патрубка.

2. Расчет обратного клапана

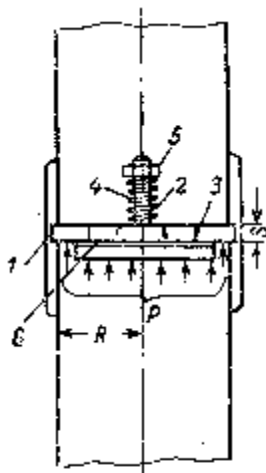


Рис.40

Тарелка обратного клапана (рис.40) рассчитывается на изгиб.

Напряжения изгиба могут быть определены по формуле Баха

$$\sigma_{изг} = \varphi \frac{R^2 \cdot P}{\delta^2},$$

откуда толщина тарелки клапана определится

$$\delta = R \sqrt{\varphi \frac{P}{\sigma_{изг}}},$$

Обратный клапан

где

R - радиус тарелки клапана или внутренний радиус трубы, см;

φ - коэффициент, зависящий от способа закрепления клапана, $\varphi=0,8$;

$[\sigma_{изг}]$ - допустимое напряжение на изгиб для чугуна 400 кг/см^2 ;

P - внешнее сминающее давление.

$$P = 0,5P_{НИЛ}.$$

Стрела прогиба тарелки клапана определяется из выражения

$$f = \eta \frac{R^4 \cdot P}{\delta^3 \cdot E},$$

ГДЕ η - коэффициент 0,745;

E - модуль упругости; для чугуна $E=0,75 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2$.

Стрела прогиба не должна быть более $0,2\delta$.

$$f < 0,2\delta.$$

3. Расчет количества и метода установки центрирующих фонарей

Под действием собственного веса верхняя часть обсадной колонны находится в растянутом состоянии, а нижняя часть за счет выталкивающей силы находится в сжатом состоянии. Кроме того, сжатая часть колонны обсадных труб увеличивается за счет частичной посадки обсадных труб на забой при «нащупывании» забоя. Допускается произвести посадку колонны на забой в пределах 10% ее веса. Нижняя часть колонны за счет сжимающих сил испытывает продольный изгиб, приобретает волнообразное состояние и местами соприкасается со стенками скважины.

Расчет количества фонарей сводится к тому, чтобы определить точки соприкосновения колонны со стенкой скважины и в этом месте поставить центрирующие фонари.

Длина полуволны в сжатой части колонны определяется по формуле Эйлера

$$l_{кр} = 3 \sqrt{\frac{2\pi^2 E \cdot I}{q}},$$

где I - экваториальный момент инерции трубы.

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - d_{вн}^4),$$

где D_n и $d_{вн}$ - наружный и внутренний диаметр труб,

q - вес 1 пог.см трубы.

Длина сжатой части колонны определится

$$L = \frac{0,1Q}{q_1},$$

где Q - вес колонны, кг;

q_1 - вес 1 пог.м труб.

Количество фонарей определится

$$n = \frac{L}{l_{кр}} + 4,$$

где 4 - два фонаря в кровле эксплуатационного объекта и 2 ниже подошвы.

Места установки фонарей в скважине помимо расчета уточняются по кавернограмме так, чтобы фонари оказались установленными в местах номинального диаметра, а не в кавернах. В кавернах желательно устанавливать турбулизаторы.

Лекция № 20

4.9. УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ СМАЗКИ ДЛЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Для повышения герметичности обсадных труб при повышенных температурах и давлениях рекомендуются смазки на силиконовой основе, содержащей кремнеорганические соединения. Например, смазку Р-402, состоящую из силиконовой жидкости 22%, машинного масла 9%, графитового порошка 25%, свинцового порошка 28%, цинковой пыли 12%, медной пудры 4%.

Для обсадных колонн, спускаемых в газовые и газоконденсатные скважины, применяются смазки на базе эпоксидных смол с наполнителями (графитовый и

свинцовый порошок, цинковая и медная пудра) УС-1, герметик НКИИ НП, либо применяются фторопластовые ленты типа ФУМ.

4.10. ПОДГОТОВКА И СПУСК ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНУ

4.10.1. Подготовка к спуску

В процессе бурения и, особенно, перед спуском обсадной колонны ствол скважины должен содержаться в чистоте, для чего необходимо:

а) обеспечить нормальную работу очистной системы;

б) очистить приемы от шлама;

в) обеспечить необходимую скорость подъема промывочной жидкости, которая должна быть для долот диаметром до 295 мм (№12) не менее 1м/сек, для большего диаметра долот не менее 0,6 м/сек;

г) параметры промывочного раствора должны соответствовать указанным в ГТН;

д) подъем инструмента во избежание обвалов и выбросов должен производиться с доливом.

Для контрольной проверки и уточнения глубины забоя скважины буровой мастер в процессе спуска инструмента должен произвести контрольный замер бурильной колонны стальной рулеткой длиной, превышающей длину свечи или трубы. Результаты замера заносятся в суточный рапорт. Перед спуском колонны необходимо проработать ствол скважины в интервале подъема цементного раствора со скоростью 35-40 м/час с целью снятия рыхлой части глинистой корки. Раствор, закачиваемый в скважину при проработке ствола, должен быть качественным.

Промывка скважины перед спуском колонны должна производиться с вращением и расхаживанием инструмента в течение 1,5-2 циклов до равенства параметров входящего и выходящего растворов. При проведении работ по подготовке к спуску колонны буровой мастер должен иметь утвержденный план на спуск колонны. Обсадные трубы, предназначенные для спуска должны быть испытаны опрессовкой не менее, чем на 20% больше ожидаемого давления. Перед подачей обсадных труб на буровую мостки и стеллажи полностью освобождаются от другого инструмента. Транспортировка обсадных труб производится специально оборудованными транспортными средствами.

Запрещается перетаскивать трубы волоком, перевозить их при больших пролетах между опорами. Для предохранения резьб труб применяются ниппели и предохранительные кольца. При разгрузке труб запрещается их сбрасывание. Во избежание ударов скатываемой трубы применяются деревянные подкладки. Обсадные трубы укладываются на стеллажах по маркам стали и толщинам стенок секциями в порядке их спуска.

На расстоянии 0,5-0,6 м от муфты краской наносится длина трубы, марка стали и номер трубы. Перед укладкой труб на стеллажи из всех муфт вывинчиваются ниппели и ослабляются предохранительные кольца.

Трубы с дефектами в резьбах отбраковываются. Через каждую трубу, укладываемую на мостки, пропускается жесткий шаблон диаметром на 3-4 мм меньшим внутреннего диаметра трубы. При укладке труб на стеллажи между рядами кладутся прокладки, крайние трубы следующего ряда должны отстоять от предыдущего не менее, чем на 1 трубу. Трубы в ряду заклиниваются. Для замены негодных труб, которые могут быть отбракованы во время спуска колонны, на буровую заранее привозятся запасные трубы максимальной прочности в количестве 5% от длины колонны.

Данные по каждой трубе, уложенной на мостки, заносятся в особую ведомость. Детали низа обсадной колонны перед отправкой на буровую подвергаются тщательному осмотру, а обратный клапан опрессовывается на 1,5-кратное ожидаемое давление и составляется акт на испытание. Башмак и муфту обратного клапана после свертывания приваривают сваркой. Для успешного проведения работ по спуску колонны и ее цементированию заблаговременно подвергаются проверке следующие узлы и детали буровой:

- а) соединения и узлы вышки и ее центричность;
- б) шахтовые брусья, подвышечные фундаменты;
- в) подъемное оборудование (лебедка, талевая система, канат);
- г) превентор и, если есть необходимость, заменяются плашки превентора;
- д) проверяется индуктор веса и ставится новая диаграмма.

Кроме того, на буровую за 2-3 дня завозятся запасной буровой рукав, спусковой инструмент (ключи, штропы, элеваторы, запасные сухари и т.д.), а также материалы и мелкий инструмент (пеньковый канат, дизельное топливо, керосин, специальная герметизирующая смазка, щетки, гвозди, электролампочки, пиломатериалы и др.).

4.10.2. Спуск обсадных колонн в скважину

Распоряжение о начале спуска колонны дает главный инженер подразделения. Спуск обсадных труб в скважину производится под руководством одного лица - бурового мастера.

При спуске обсадной колонны обеспечивается постоянное дежурство обслуживающего персонала (слесаря, электромонтера, дизелиста). Спуск эксплуатационной колонны диаметром до 168 мм при весе колонны не превышающем 150 тн, осуществляется с помощью АКБ. При подаче очередной трубы для навинчивания через нее повторно спускается жесткий шаблон. Муфтовые соединения низа колонны, а также последующие 5-10 муфт после закрепления их обвариваются (во избежание отвертывания их при спуске). Перед свинчивание труб проверяется качество резьбы, а резьба смазывается герметизирующей смазкой. Свинчивание труб при машинном креплении производится до полного захода резьбы в муфту так, чтобы последняя риска резьбы совпадала с торцом муфты. Допускаемое отклонение ± 1 нитка. Если резьба не доворачивается на большее число ниток или труба свободно ввертывается в муфту, то такая труба бракуется. В случае ненормального свинчивания труб (скрип, нагрев муфты) трубы также необходимо заменить новой, причем обязательно проверяется целостность резьбы муфты предыдущей трубы.

Во всех случаях удаления обсадных труб в журнале производится регистрация с объяснением причин удаления. В процессе спуска обсадной колонны периодически через каждые 300-400 м производится долив колонны промывочной жидкостью, а через 500-800 м в случае необходимости - промывка скважины. При подходе к эксплуатационному объекту промывка обязательна. Продолжительность промывки определяется равенством удельных весов входящего и выходящего из скважины раствора.

При спуске обсадной колонны ведется непрерывное наблюдение за раствором, выходящим из скважины, для чего назначается специальное лицо (помбур). Если при спуске колонны возникают посадки более 15% от веса колонны в вертикальной скважине и более 30% в наклонно-направленной, то необходимо остановить спуск и промыть скважину до устранения посадок. К моменту окончания спуска колонны рекомендуется на предполагаемой последней трубе иметь заранее наверхнутую головку.

Последнюю трубу следует подбирать так, чтобы при посадке колонны на забой муфта ее была не выше 1 м от стола ротора.

Кроме того, на стеллажах должны находиться патрубki различных длин для подвески колонны. Определять забой скважины, т.е. разгрузать колонну следует при

нагрузке на крюке не более, чем на 10% меньше веса колонны. Колонна обсадных труб на забой не ставится, после ее цементировании сохраняется в напряженном состоянии под натягом.

По окончании спуска скважины промывается для последующего цементирования.

4.10.3. Спуск хвостовиков и обсадных колонн секциями

В случае большого веса обсадных колонн, а также затруднений, связанных со спуском и цементированием, обсадные колонны спускают секциями, нижняя секция спускаемых обсадных труб спускается на бурильной колонне.

Отобранные для спуска бурильные трубы дополнительно рассчитывают на прочность с учетом веса секций обсадных труб и хвостовика.

Общая длина секции обсадной колонны выбирается с таким расчетом, чтобы ее верхний конец располагался в некавернозной устойчивой части разреза или не менее, чем на 50-100 м выше башмака предыдущей колонны или продуктивного горизонта. Подготовка и процесс спуска аналогичен спуску обсадных колонн. Длину бурильной колонны подбирают с таким расчетом, чтобы при установке башмака колонны на заданной глубине ведущая труба заходила в скважину не более, чем на 3 м.

Лекция № 21

4.11. УСТРОЙСТВА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН СЕКЦИЯМИ ОБСАДНЫХ ТРУБ И ХВОСТОВИКАМИ

Секции обсадных труб и хвостовики спускают в скважины на бурильных трубах, которые соединяют с обсадными с помощью различных устройств, называемых разъединителями или подвесными устройствами. При креплении скважины секциями обсадных колонн применяют различные приспособления для глубинного соединения (стыковки) секций между собой, называемые соединителями.

В настоящее время разработано множество конструкций разъединителей и соединителей, которые изготавливаются собственными силами предприятий.

4.11.1. Разъединители или подвесные устройства

Разъединитель или подвесное устройство предназначено для спуска секциями или хвостовика и его цементирования.

Разъединители бывают резьбовые, когда основным рабочим элементом является левая резьба, безрезьбовые, когда несущими элементами являются кулачки, замки, штифты.

Резьбовой разъединитель состоит из ниппельной части и разъединительной пробки. Ниппельная часть состоит из левого переводника, рабочей трубы, пакерующего устройства (рис. 41). Бурильные трубы соединяются с обсадными через левый переводник и хвостовик или секция спускается в скважину. Низ хвостовика или секции оборудованы всеми или почти всеми узлами низа обсадной колонны, т.е. башмаком, башмачным патрубком, обратным клапаном, кольцом «стоп» и т.д.

После спуска секции на заданную глубину (если вес секции небольшой), инструмент разгружают на вес обсадной колонны и толчками отвертывают левый переводник, потом

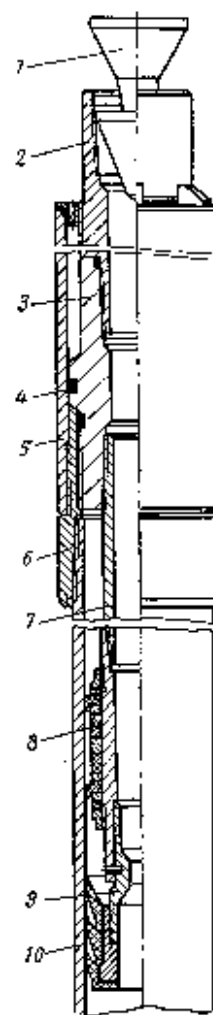


Рис.41

Резьбовой разъединитель

инструмент приподнимают на 4-5 м, отвертывают квадрат и наворачивают цементировочную головку, закачивают расчетный объем цементного раствора, бросают верхнюю часть продавочной пробки и закачивают продавочную жидкость в объеме бурильных труб, пробка садится на седло нижней части пробки, создается скачок давления при срезе штифтов и закачивают вторую часть продавочной жидкости в объеме секции до получения «стоп».

Поднимают инструмент (2-4 свечи), наворачивают квадрат, промывают скважину и поднимают весь инструмент. Затем ОЗЦ. Резьбовые разъединители имеют тот недостаток, что не позволяют вращать инструмент.

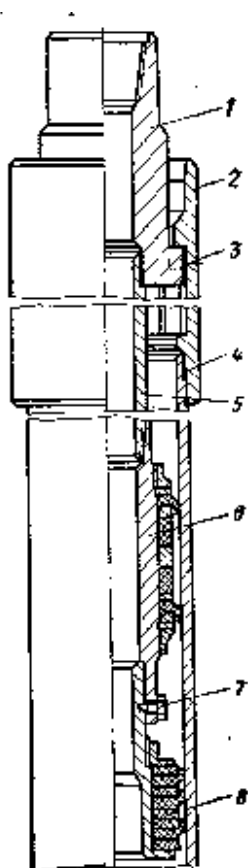


Рис.42

Кулачковый разъединитель

рассчитываются на срезающие усилия от 3 до 15 тн в зависимости от веса колонны труб.

Чтобы отсоединиться от обсадных труб, ниппельную часть разъединителя подают вниз, штифты срезаются, кулачки по глухим пазам движутся вниз до упора, ниппель поворачивают влево на 90° до упора и движением вверх поднимают бурильные трубы и ниппель разъединителя. Кулачковые разъединители позволяют вращать колонну труб, но более сложны по конструкции.

Замковые разъединители, также состоят из муфтовой и ниппельной частей. Эти части соединяются между собой запирающимся замком (рис. 43). Замковые разъединители позволяют производить все операции: расхаживание колонны, вращение, промывку, отсоединять бурильные трубы без разгрузки секциями или хвостовика.

Кулачковый разъединитель по конструкции аналогичен резьбовому, но муфтовые детали и ниппель соединяются между собой с помощью 2-х или 3-х кулачков (рис. 42). Кулачки ниппеля сначала совмещают со сквозными пазами муфты, а затем подачей ниппеля вниз доводят их до упора. Далее ниппель с введенными кулачками поворачивают вправо по радиальным пазам муфты на 90° и заряжают подачей кулачков вверх по ее глухим осевым пазам. В заряженном рабочем положении муфту и ниппель разъединителя фиксируют срезными калиброванными штифтами, которые

Принцип действия замкового разъединителя следующий. После окончания цементирования обсадной колонны в бурильные трубы сбрасывается металлический шар, который опускается на седло, в трубах создается давление, срезаются штифты седла и оно сдвигается вниз до упора, открывая окна замкового соединения. При подаче бурильных труб вниз замки со скошенными концами выпадают внутрь и связь с хвостовиком ликвидируется. Затем бурильные трубы вместе с ниппельной частью поднимаются.

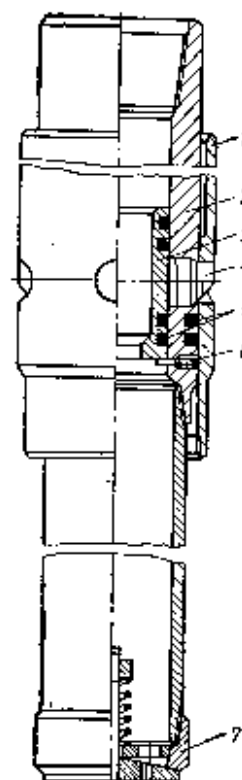
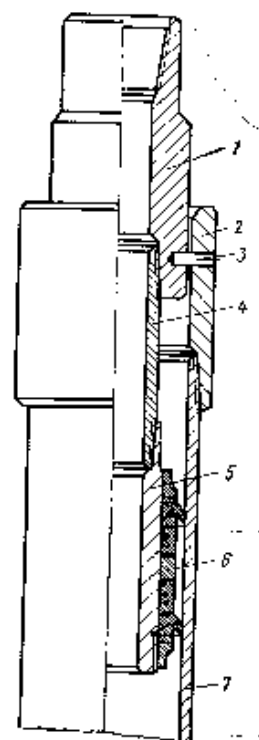


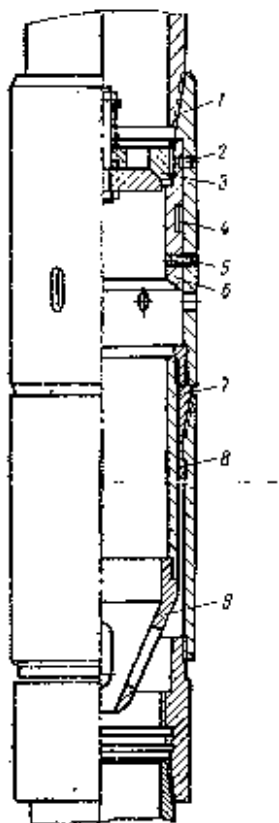
Рис.43

Замковый разъединитель

Штифтовые разъединители более просты по конструкции. Они применяются для спуска секций или хвостовиков небольшой длины весом до 5 тн. В этих разъединителях бурильные трубы с обсадными соединяются при помощи штифтов, которые срезаются при разгрузке (рис.44).



Штифтовый разъединитель

4,11.2.Соединители секций обсадных труб

Соединители предназначены для соединения последующей секции с предыдущей и крепления предыдущей. Соединители (рис.45) состоят из патрубка 7 с муфтой 1, на нижний конец которого навернута башмачная направляющая пробка 9. Между патрубком и первой (снизу) обсадной трубой размещен обратный клапан 3. По наружной части низ обсадной колонны оборудуется центрирующими направляющими фонарями в количестве не менее двух. Надежность соединения определяется по метражу и по скачку давлений при посадке патрубка соединителя (его муфты) на «голову» предыдущей спущенной секции.

Рис.45

Соединитель

Для цементирования второй спущенной секции патрубков приподнимается на 1,5-2 м, чтобы проверить наличие промывки. После этого в спущенную секцию закачивают цементный раствор и продавочную жидкость. По получении «стоп» колонна опять сажается на «голову» предыдущей секции.

4.12. Тепловой расчет обсадных колонн, подвеска колонны, оборудование устья скважины

4.12.1. Тепловой расчет обсадных колонн

Незацементированная часть обсадных колонн во все периоды жизни скважины должна находиться в растянутом состоянии, т.е. должна быть натянута. Величина натяжки колонны должна быть равна весу незацементированной части, т.е.

$$Q_n = Q \leq \frac{P_{cmp}}{n_3}.$$

Увеличение глубины скважины сопровождается повышением забойных температур, а в случае фонтанирования нефтью или газом повышению температуры подвергается вся колонна. Нагрев колонны может привести к возникновению осевых сжимающих сил и к деформации колонны, особенно на участке, расположенном выше зацементированной зоны.

Помимо повышения температуры по колонне возможно обратное явление - понижение температуры в колонне. Такое явление происходит, например, в нагнетательной скважине, когда холодная жидкость закачивается в скважину. В этом случае колонна охлаждается и в ней возникают дополнительные растягивающие силы и деформация растяжения, которая может привести к разрыву колонны.

В процессе эксплуатации скважины также возникает необходимость создания дополнительного внутреннего давления (например, при ремонтно-изоляционных работах), что также приводит к возникновению осевых напряжений. При разности удельных весов в затрубном и трубном пространствах также возникают растягивающие силы, вызывающие дополнительные напряжения.

Устранения указанных причин возникновения деформаций можно достичь определенным натягом колонны или частичной ее посадкой. Определение величины натяжки обсадной колонны должно производиться с учетом изменения температуры и давления, действующих на обсадную колонну в процессе ее эксплуатации. Для обеспечения необходимой прочности обсадной колонны величина натяжки должна учитываться при расчете колонны, поэтому помимо подбора равнопрочной колонны по сминающей и страгивающей нагрузке, следует определять усилие натяжения. Если запас на страгивающую нагрузку не обеспечивается, необходимо в верхней части колонны

установить более прочные трубы или увеличить высоту подъема цементного раствора, т.е. уменьшить вес незацементированной части обсадной колонны. Величина натяжения может быть определена для трех основных случаев:

а) обсадная колонна подвергается воздействию от разности внешних и внутренних гидростатических давлений.

Величина натяжки в этом случае может быть определена по следующей зависимости

$$Q_n = Q + P_1,$$

где Q - вес незацементированной части колонны

$$Q = q_n l_n + q_{n-1} l_{n-1} + \dots,$$

P_1 - осевое усилие, возникающее в колонне в результате воздействия внешних и внутренних гидростатических давлений, т.е. давлений за счет разности удельных весов жидкостей, находящихся в колонне и затрубном пространстве

$$P_1 = 0,655h(D_n^2 \gamma_p - d_{вн}^2 \gamma_{ж})$$

h - длина свободной части колонны, м;

D_n и $d_{вн}$ - наружный и внутренний диаметры колонны, см;

γ_p и $\gamma_{ж}$ - удельные веса жидкости за колонной и внутри нее в процессе эксплуатации, г/см³.

В процессе натяжки должно сохраняться условие прочности

$$Q_n = Q + P_1 \leq \frac{P_{cmp}}{n_3},$$

б) в случае, когда обсадная колонна подвергается, кроме пункта а), нагреву или охлаждению.

Величина натяжки определится по следующей зависимости

$$Q_n = Q + P_1 \pm P_2,$$

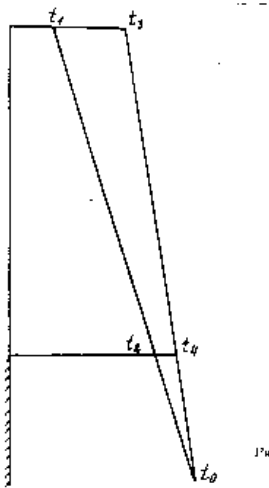
где P_2 - дополнительная нагрузка, сжимающая колонну за счет нагрева (берется со знаком +) или растягивающая колонну за счет охлаждения (берется со знаком -).

$$P_2 = \alpha E F \Delta t,$$

где α - коэффициент линейного расширения, для стали $\alpha=12 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

E - модуль упругости $2,1 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2$;

Δt - средняя температура нагрева (охлаждения), $^\circ\text{C}$.



$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2},$$

t_1 и t_2 - температуры колонны до эксплуатации, t_2 обычно принимаются по геотермическому градиенту; t_3 и t_4 - температуры жидкости, движущейся по колонне и в месте «головы» цемента.

Величина натяжки колонны должна удовлетворять условию прочности

Рис.46

Температурная эпюра

$$Q_H = Q + P_1 \pm P_2 \leq \frac{P_{cmp}}{n_3}.$$

в) в случае, когда колонна, кроме пунктов а и б испытывает и внутреннее давление, натяжка определяется по следующей зависимости

$$Q_H = Q + P_1 \pm P_2 - P_3,$$

где P_3 - дополнительная растягивающая нагрузка за счет внутреннего давления

$$P_3 = 0,031 P d_{вн}^2,$$

P - внутреннее давление в эксплуатационной колонне у устья.

Условие прочности при натяжке колонны в этом случае определится

$$Q_n = Q + P_1 \pm P_2 - P_3 \leq \frac{P_{стр}}{n_3}.$$

4.12.2. Оборудование устья скважины

Для сохранения расчетного усилия при натяжке колонны, а также для обвязки устья скважины, т.е. закрытия затрубного пространства между эксплуатационной и промежуточной колонной или кондуктором, эксплуатационная колонна подвешивается на предыдущей колонне с помощью колонных головок (рис.47). В зависимости от конструкции скважины применяются различные типы колонных головок. Наиболее распространенными типами колонных головок являются клиновые (47 а) и резьбовые (рис.47 б).

При оборудовании устья скважины клиновой головкой не требуется подбирать трубы с целью расположения резьбы их против фланца предыдущей колонны.

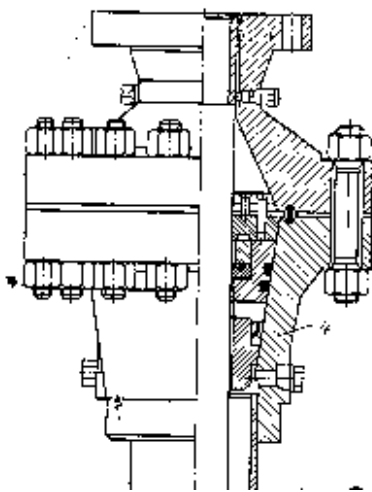


Рис.47 б

Клиновая колонная головка

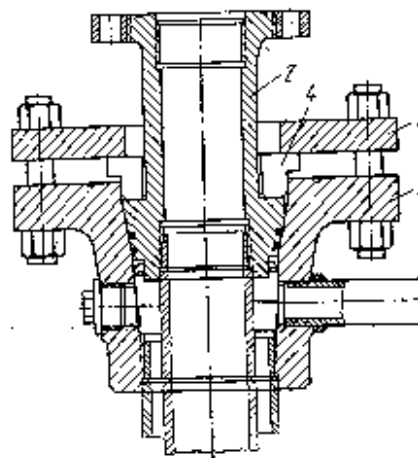


Рис.47 б

Резьбовая колонная головка

При клиновой головке колонна разгружается на клинья, а излишек колонны отрезается. Герметичность межтрубного пространства достигается за счет сальниковых уплотнений. При обвязке устья скважины резьбовой головкой в верхней части эксплуатационной колонны при ее спуске устанавливается короткий патрубок так, чтобы резьбовая часть колонны была против фланца предыдущей. После цементирования

патрубок отвертывается. Фланец колонной головки приваривается к технической колонне или кондуктору. После подвески внутренней колонны верхний конец ее приваривают к фланцу пьедестала. Кроме подвески колонная головка нужна для установки фонтанной арматуры.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

- 1.** Конструкция скважины. Факторы, определяющие конструкцию скважины.
- 2.** Конструкция обсадных труб и их соединений.
- 3.** Нагрузки и напряжения, действующие на обсадные трубы.
- 4.** Общие положения при расчете равнопрочных эксплуатационных колонн.
- 5.** Определение внутренних давлений, действующих на эксплуатационную колонну для нефтяных и газовых скважин.
- 6.** Определение наружных давлений, действующих на эксплуатационную колонну.
- 7.** Определение наружных избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну.
- 8.** Определение внутренних избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну.
- 9.** Порядок расчета равнопрочных эксплуатационных колонн.
- 10.** Определение давлений, действующих на промежуточную колонну (кондуктор).
- 11.** Особенности расчета равнопрочных промежуточных колонн (кондукторов).
- 12.** Особенности расчета колонн, спускаемых секциями и «хвостовиков».
- 13.** Оборудование низа обсадных колонн деталями низа и узлами.
- 14.** Назначение и конструкция направляющей башмачной пробки, башмака и башмачного патрубка.
- 15.** Назначение и конструкция обратных клапанов и кольца «стоп».
- 16.** Назначение и конструкция центрирующих фонарей, турбулизаторов и скребков.
- 17.** Назначение и конструкция пакер - фильтра.
- 18.** Расчет деталей и узлов низа обсадных колонн (башмачного патрубка, мест установки фонарей, обратных клапанов).
- 19.** Подготовка скважины и обсадных труб к спуску в скважину.
- 20.** Работы, проводимые при спуске обсадных труб в скважину.
- 21.** Спуск обсадных труб в скважину секциями.

- 22.** Назначение и конструкция резьбовых соединителей при спуске обсадных труб секциями.
- 23.** Назначение и конструкция штифтовых разъединителей при спуске обсадных труб секциями.
- 24.** Назначение и конструкция кулачковых разъединителей при спуске обсадных труб секциями.
- 25.** Назначение и конструкция замковых разъединителей при спуске обсадных труб секциями.
- 26.** Назначение и конструкция соединителей при спуске обсадных труб секциями.

5.1. Цели разобращения пластов

При проводке нефтяных и газовых скважин стенки скважины необходимо крепить. Для этого в скважину спускаются обсадные трубы, а затрубное пространство в зонах неустойчивых пластов (обваливающихся, поглощающих, нефте- газо- водопроявляющих и т.д.) перекрывается цементным раствором, который со временем превращается в цементный камень. Кроме того, необходимость цементирования скважин вызывается проведением ремонтно-изоляционных работ при негерметичности колонны или прорыве пластовых вод, а также в связи с выносом песка из продуктивной части и рядом других работ. Высота подъема цементного раствора определяется из расчета перекрытия неустойчивых пород и зон нефте-газопроявлений +100÷200 м или на 100-200 м выше башмака предыдущей колонны. В газовых скважинах для всех колонн высота подъема цементного раствора должна быть до устья.

5.2. Технология производства тампонажных портландцементов

Для производства тампонажных портландцементов применяются известковое сырье: известняки, мергели, мел и др., а также корректирующие добавки: глина, гипс, колчеданные огарки, мрамор и др., наполнители в основном кремнеземистые диатомит, опока, трепел и др.

Для производства цементов берется 75-80% известкового сырья. Основным химическим соединением, входящим в состав известкового сырья является углекислый кальций. Для введения окислов алюминия Al_2O_3 добавляется глина в количестве 15-17%. Для введения окислов железа Fe_2O_3 добавляются колчеданные огарки в количестве 5-6%. Для регулирования сроков схватывания при помоле добавляется 3-5% гипса.

Сырьевые материалы и корректирующие добавки проходят через взвешивание и ссыпаются в приемный бункер 1 (рис.48).

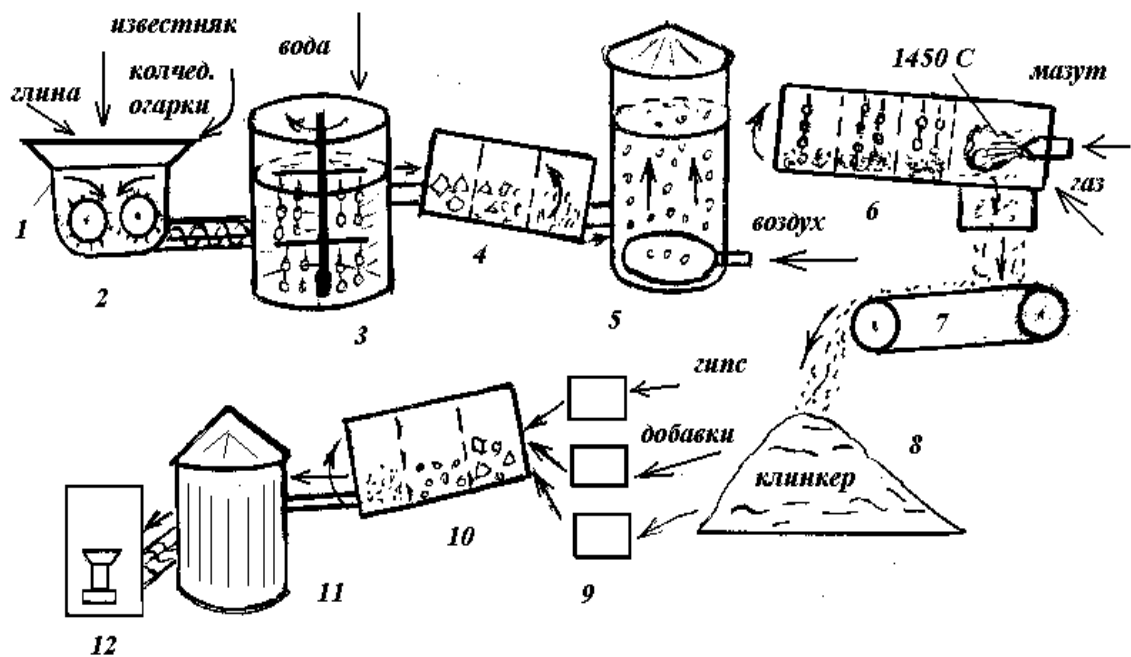


Рис.48

Технология изготовления цемента

- | | |
|-----------------------|--------------------------------|
| 1- Приемный бункер | 7- Транспортер-холодильник |
| 2- Дробилка | 8- Клинкерный склад |
| 3- Шлам-бассейн | 9- Дозаторы |
| 4- Помольная мельница | 10- Шаровая помольная мельница |
| 5- Шлам-бункер | 11- Упаковочная машина |
| Обжиговая печь | 12- Цементный склад |

Существует два способа производства цемента - «сухой» и «мокрый». При «сухом» способе сырье и добавки предварительно сушатся, затем дробятся, мелются и подаются в обжиговую печь. В основном портландцементы изготавливаются по «мокрому» способу. При производстве цемента по «мокрому» способу сырье из бункера попадает в дробилку 2, а затем подается в шлам-бассейн 3, куда подается и вода (цементная болтушка). Из шлам-бассейна шлам подается в помольную мельницу 4, а затем в шлам-бункер 5. Сырьевая пульпа подается в обжиговую печь 6, где происходит спекание сырьевой смеси при температуре 1400-1450⁰С и образуется клинкер-гранулы размером 5-30 мм. В дальнейшем через колосники из камеры спекания печи клинкер попадает на транспортер-холодильник 7, обрызгивается водой и подается на клинкерный склад 8. Из склада клинкер подается в помольное помещение и через дозатор 9 в шаровую мельницу 10, также через дозаторы 9 в мельницу подается предварительно просушенный и помолотый

наполнитель (опока, трепел, диатомит) в количестве 30-35%. Из помольной мельницы цемент затаривается в крафт-мешки. Вес 1 мешка обычного цемента 48-50 кг, облегченного 35-37 кг. При помоле контролируется тонкость помола цемента путем рассева на ситах 02 и 008 с отверстиями 0,2 и 0,08 мм. В основном цементный порошок содержит зерна крупностью до 60 мкм (90%). В процессе производства цемента производится анализ химического состава сырья и химико-минералогического состава клинкеров и цементов.

5.3. Химико-минералогический состав цементов. Гидратация цементов

По химическому составу портландцемент состоит из окиси кальция CaO -62-65%, окиси кремния SiO_2 - 20-22%, окиси алюминия Al_2O_3 -5-6% и окиси железа Fe_2O_3 - 4-5%. Кроме того, в портландцементе имеется небольшое количество окислов титана (Ti), серы (S), Mg, Mn, K.

По минералогическому составу портландцемент состоит из минералов силикатов (60-75%) и минералов плавней (25-40%).

К минералам силикатам относятся:

трехкальциевый силикат $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ алит (C_3S);

двухкальциевый силикат $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ белит (C_2S).

К минералам плавням относятся:

трехкальциевый алюминат $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$ (C_3A);

четырекальциевый алюмоферрит $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$ (C_4AF).

По соотношению минералов силикатов различают три вида цементов:

а) алитовый цемент, когда отношение $\text{C}_3\text{S} : \text{C}_2\text{S} > 4$ (более 60% C_3S и менее 15% C_2S);

б) нормальный, когда $\text{C}_3\text{S} : \text{C}_2\text{S} = 4 \div 1$ (60% C_3S и 15% C_2S и до 37,5% C_3S и 37,5% C_2S);

в) белитовый, когда $\text{C}_3\text{S} : \text{C}_2\text{S} < 1$.

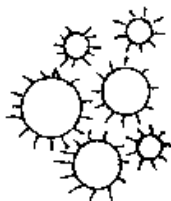
По теории академика Байкова процесс гидратации (насыщения молекул минералов водой) может быть разделен на 3 стадии:

1. Растворение, когда цементное зерно растворяется в воде (процесс затворения цементного раствора) и насыщает ее щелочами.

2. Коллоидация, когда из растворенной щелочи образуется полужесткий силикат, это состояние цементного раствора, когда он не течет, но и не представляет собой цементного камня. На этой стадии можно механически разрушить цементный силикат, т.к. связи между зернами еще слабы.

3. Период кристаллизации (рис. 49) цементных зерен.

В это время промежутки между зернами заполняются новообразованиями и полученный скелет приобретает прочность. Гидратация цемента процесс длительный. Для полной гидратации цементного зерна размером до 60 мкм необходимо 24-28% воды, но



для того, чтобы цементный раствор можно было прокачивать насосом, при затворении берется 50% воды, т.е. водоцементное отношение равно $m=0,5$. Наиболее быстро гидратируются зерна алита. Так, например, зерна алита размером до 60 мкм гидратация в течении 28 суток, в то время как зерна

Рис.49

Кристаллизация цементных зерен

кальциевого алюмоферрита $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$ на 25%.

С повышением температуры процесс гидратации ускоряется, с понижением - наоборот. Поэтому цементы для «холодных» скважин содержит в основном алит, а цементы для «горячих» скважин - белитовые с повышением содержания до 20% C_4AF . Повышенное содержание белита позволяет получить цементные растворы с более длительными сроками схватывания, повышенное содержание C_4AF придает цементному камню сульфатостойкость, т.е. стойкость к коррозии в пластовых водах. В процессе химической реакции гидратации происходит выделение тепла, т.е. процесс гидратации экзотермичен.

В нормальных условиях твердения температура цемента повышается до 25-30⁰С. Это зависит от условий твердения и тонкости помола цемента, при более тонком помоле процесс гидратации ускоряется. На повышении температуры в процессе гидратации основан метод замера высоты подъема цементного раствора в скважине электротермометром.

5.4. Тампонажный портландцемент и его композиции

Согласно ГОСТ 1591-96 цементы могут быть следующих видов:

- **по вещественному составу:**

портландцемент тампонажный бездобавочный;

портландцемент тампонажный с минеральными добавками;

портландцемент тампонажный со специальными добавками или реагентами, регулирующими свойства цементного раствора и камня.

Условное обозначение тампонажного портландцемента должно включать: *обозначение цемента - ПЦТ*;

обозначение вещественного состава: ДО - портландцемент тампонажный бездобавочный; **Д20** - портландцемент тампонажный с минеральными добавками до 20%. Для облегченных и утяжеленных цементов содержание добавок в наименование цемента не включают;

- **по температуре применения:**

для низких, нормальных, умеренных и повышенных температур. Обозначение температуры применения:

50 - для низких и нормальных температур;

100 - для умеренных температур;

150 - для повышенных температур;

- **по средней плотности цементного теста:**

облегченные, нормальные и утяжеленные.

Обозначение плотности цементного теста:

обл - облегченные; **ут** - утяжеленные.

В условные обозначения для цементов нормальной плотности обозначение плотности не включается.

гф - при наличии гидрофобизирующих добавок.

Примеры. 1) ПЦТ -ДО -50гф - портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и нормальных температур, гидрофобизированный;

2) ПЦТ -100 обл. - портландцемент тампонажный для умеренных температур, облегченный.

К тампонажным цементам предъявляются следующие технические требования:

- температура в помещении, где проводятся испытания, а также температура воды должна быть $20 \pm 2^{\circ}\text{C}$. По согласованию с потребителем допускается применение морской воды для затворения цемента без изменения стандарта;

- физико-механические свойства тампонажного цемента определяют с помощью приборов и цементного теста - раствора, который получают путем добавления 50% воды к весу цемента (такой состав соответствует обозначению ВЦО=0,5);

- цементное тесто должно обладать такой растекаемостью, при которой расплыв образца в виде конуса из этого теста составлял бы не менее 180 мм;

- время начала загустевания и сроки схватывания тампонажных цементов должны соответствовать срокам, указанным в табл. 4.

- предел прочности при изгибе образцов балочек размером $40 \times 40 \times 180$ мм после твердения в течение двух суток должен соответствовать пределу, указанному в табл.4;

- тонкость помола тампонажных портландцементов должна быть такой, чтобы при просеивании пробы сквозь сито №008 проходило не менее 85% просеиваемой пробы для низких и нормальных температур и не менее 80% для умеренных и повышенных температур.

- водоотделение тампонажных портландцементов Д0, Д20 и песчанистого не должно быть более 3,5%, утяжеленного - не более 4%;

- плотность цементного теста из облегченного тампонажного портландцемента должна быть не менее 1400 и не более 1650 кг/м^3 .

Сроки схватывания для облегченных и утяжеленных цементов, а также пределы прочности на изгиб для специальных цементов даны в ГОСТ 1581-96.

ГОСТ 1581-96 предусматривает следующие методы испытания тампонажных портландцементов и растворов:

- 1) растекаемость цементного раствора;
- 2) время загустевания цементного раствора;
- 3) сроки схватывания цементного раствора;
- 4) предел прочности цементного камня при изгибе и сжатии;
- 5) тонкость помола цемента;
- 6) плотность цемента и раствора.

Определение свойств цементного раствора и камня производится на цементном тесте, приготовленном при водоцементном отношении ВЦО=0,5. Вода пресная или морская.

5.5. Композиции тампонажных материалов

Шлаковые цементы (ШЦ) и шлакопортландцементы (ШПЦ)

Шлаки - это отходы металлургических процессов. Шлаки по химическому составу приближены к портландцементному клинкеру и отличаются от него меньшим содержанием СаО (40-45%) и повышенным содержанием MnO (12-15%). При нормальных условиях гидравлическая активность шлаков очень низка, схватывание шлакового раствора проходит медленно, следовательно, низка начальная прочность шлакового камня и высока его проницаемость, поэтому для цементирования скважины в условиях низких и нормальных температур они не применяются.

Активность шлаков возрастает при повышении температуры и щелочного или сульфатного воздействия, поэтому их применяют для цементирования «горячих» скважин, которые, как правило, большой глубины и с высокими пластовыми давлениями. В таких условиях шлаковые цементы применяют с добавлением утяжелителей УШЦ-120, УШЦ-200 (температуры забоев скважин 120⁰С и 200⁰С). Наряду со шлаковыми цементами применяются шлако-песчанистые смеси - ШПЦС 120 и ШПЦС-200 с добавкой до 5% песка при совместном помоле. Для сравнительно низких температур (до 75⁰С) в скважинах могут применяться шлакопортландцементы с добавкой к шлаковому цементу до 25% портландцемента для повышения активности смеси в начальный период твердения.

Другие виды тампонажных композиций

Для цементирования скважин, находящихся в северных районах, выпускаются *низко гигроскопичные* (гидрофобные) тампонажные цементы. Они изготавливаются на основе тампонажных портландцементов с добавкой во время помола 3-5% ПАВ. При этом на зернах цемента образуются сольватные оболочки, препятствующие поступлению влаги из атмосферы и тем достигается повышенная устойчивость свойств при длительном хранении.

Для цементирования скважин с АВПД или высокими забойными давлениями выпускаются *утяжеленные* портландцементы. Для цементирования скважин с большой высотой подъема цементного раствора выпускаются *облегченные* цементы. Кроме того, выпускаются *расширяющиеся* тампонажные цементы или *гипсо - глиноземистые (ГГЦ)*, которые в смеси с портландцементом (70% ПЦТ и 30% ГГЦ) позволяют получать расширяющийся при твердении цементный камень.

\

5.6. Добавки и реагенты для регулирования свойств тампонажного цементного раствора и камня

Лекция № 25

Для регулирования свойств тампонажного раствора и камня применяются следующие добавки и реагенты:

1. Добавки для увеличения удельного веса цементного раствора.
2. Добавки для уменьшения удельного веса цементного раствора.
3. Реагенты-замедлители сроков схватывания цементного раствора.
4. Реагенты-ускорители сроков схватывания цементного раствора.
5. Реагенты для регулирования вязкости цементного раствора.
6. Добавки и реагенты для снижения водоотдачи цементного раствора.
7. Специальные добавки.

5.6.1. Добавки для увеличения удельного веса цементного раствора

Для цементирования скважин, в которых интервале цементирования находятся пласты с АВПД необходимо применять утяжеленные цементные растворы. Для приготовления утяжеленных цементных растворов применяют добавки-утяжелители. В качестве *утяжелителей* применяются:

барит (BaSO_4) уд. вес. 4300-4700 кг/м³ содержит до 70% BaO и 30% SO₃. Он представляет собой порошок белого цвета (до бурого). Цвет зависит от количества примесей свинца и железа. Материал обладает низкой абразивностью. При соотношении цемент: барит 1:2 можно получить цементный раствор уд.веса 2100 кг/м³;

гематит Fe_2O_3 уд. веса 3300-4900 кг/м³, содержащий 70% FeO и 30% O₂. Порошок гематита вишнево-черного цвета. При большой добавке гематита сильно увеличивается проницаемость цементного камня и снижается его прочность. При соотношении цемент:гематит 1:2 цементный раствор имеет уд. вес 2200 кг/м³; прочность камня в 2,5 раза ниже нормальной;

магнетит $\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ уд. вес 4900-5300 кг/м³; содержит до 72% Fe и до 28% O₂. Это порошок черного цвета, обладает магнитными свойствами и низкой водоудерживающей способностью.

Цементный раствор при соотношении цемент : магнетит 1:2 имеет уд. вес 2600 кг/м^3 и обладает значительной прочностью;

пиритовые огарки Fe_2S - уд. вес $4300\text{-}4500 \text{ кг/м}^3$; содержит до 50% Fe и 50% S. Являются отходом производства серной кислоты. Пиритовые огарки обладают большой водоудерживающей способностью и для затворения утяжеленного цемента требуется повышенное водоцементное отношение, а, следовательно, цементный камень будет иметь пониженную прочность и повышенную проницаемость. Утяжеляющая способность вследствие вышесказанного невелика, так при соотношении цемент:огарки 1:2 уд.вес цементного раствора 1900 кг/м^3 ;

ферросилиций - уд. веса $6400\text{-}6500 \text{ кг/м}^3$; представляет собой сплав окислов железа и кремния. Обладает свойством замедлять сроки схватывания цементного раствора. Водоудерживающая способность значительная, поэтому утяжеляющая способность добавки невелика. При соотношении цемент : ферросилиций 1:2 уд. вес цементного раствора 2550 кг/м^3 ;

свинцовый концентрат - уд. вес $6600\text{-}6700 \text{ кг/м}^3$; водопотребность добавки сравнительно невысока, следовательно, прочность цементного камня уменьшается незначительно. Несколько сокращаются сроки схватывания, но они легко регулируются добавками реагентов. Например, при добавке 0,5% ССБ сроки схватывания увеличиваются в 2 раза. При соотношении цемент : добавка 1:2 уд. вес цементного раствора 2770 кг/м^3 ;

феррофосфор - уд. вес 7700 кг/м^3 ; представляет собой сплав железа с 15-20% фосфора. Обладает самой большой утяжеляющей способностью, имеет низкую водопотребность. При соотношении цемент : добавка 1:2 уд. вес цементного раствора 2900 кг/м^3 .

5.6.2. Добавки, облегчающие цементный раствор

Для получения облегченных цементных растворов применяются следующие виды облегчающих добавок:

а) **кремнеземистые** - бентонитовые глины, диатомовая земля (диатомит), глина, опока, трепел, мел и другие;

б) добавки **вулканического происхождения** - туф, пемза, золы, асбест, перлит и другие;

в) **высокоуглеродистые** - асфальтит (в США гильсонит), нефтяной и угольный кокс и другие.

Кремнеземистые добавки. Бентонитовая глина - порошок серого цвета, используется в смеси с портландцементом или шлаком в количестве до 50%. Уд. вес глин $2500\text{-}2600 \text{ кг/м}^3$.

Содержится до 55-60% SiO_2 (кремнезема) и 22-26% Al_2O_3 . При добавке бентонита до 12% водоотдача цементного раствора снижается на 50%, по мере увеличения процента добавки увеличиваются сроки схватывания цементного раствора и уменьшается прочность цементного камня. При добавке 25-30% бентонита уд.вес цементного раствора равен 1500-1700 кг/м³.

Диатомит - активная гидравлическая добавка, порошок от светло-серого до желтого цвета, уд.вес 2120-2140 кг/м³. Диатомит содержит 82-84% SiO_2 и 5-6% Al_2O_3 . Количество добавки диатомита для получения облегченного раствора до 40%, оптимально - 30%. Прочность цементного камня при добавке диатомита значительно выше прочности цементного камня, приготовленного с другими облегчающими добавками. Облегченный цементный раствор с диатомитом имеет удлинённые сроки схватывания, но они легко регулируются реагентами. Уд. вес цементного раствора с диатомитом 1550-1530 кг/м³. Промышленным путем этот цемент выпускает Сенгилеевский цементный завод. Иногда для приготовления облегченного раствора применяется обожженный диатомитовый песок - отход при производстве диатомитовых кирпичей или диатомитовой крошки.

Опока - порошок светло-серого цвета. Уд. вес 2260 кг/м³. Содержание кремнезема до 75%, окиси алюминия до 10%. Для получения облегченного цемента вводится до 20% опоки. Сроки схватывания облегченного цементного раствора удлинённые, прочность цементного камня понижается. При добавке 25-40% опоки уд.вес раствора 1500-1600 кг/м³. Опытные партии цемента с 40% опоки выпускались Вольским заводом.

Трепел - порошок серого цвета. Уд. вес 2200 кг/м³. Содержание кремнезема до 80-83%, окиси алюминия 7-8%. Для приготовления облегченного цемента вводится до 30-50% трепела. Сроки схватывания облегченного цементного раствора особенно в «холодных» условиях ($t=22^\circ\text{C}$) очень продолжительные, поэтому эта добавка в основном применяется для цементирования «горячих» скважин при $t=100-120^\circ\text{C}$.

Мел - разновидность слабощементированного известняка, содержит до 95% CaCO_3 , уд. вес 2600-2800 кг/м³. Добавляется к цементу до 50%, что позволяет получать уд. вес облегченного раствора 1600-1650 кг/м³. Цементный камень с добавкой мела имеет низкую проницаемость и высокую коррозионную устойчивость к агрессивным водам.

Вулканические добавки.

Пемза -вулканическая порода от светло-серого до коричневого цвета в зависимости от примесей, уд. вес 2300-2600 кг/м³, объемный 300-700 кг/м³, содержит до 60-65% SiO_2 и до 15% Al_2O_3 . Добавляется к цементному раствору в количестве 60-80%, при этом уд. вес раствора равен 1500-1600 кг/м³,но ввиду того, что в пемзе много закрытых пор, то при давлении до 70 атм

перегородки пор разрушаются и уд. вес раствора повышается до 1600-1700 кг/м³ и по мере закачивания цементного раствора в скважину вязкость раствора повышается. Промышленные партии облегченного цемента с 60% пемзы выпускались Карадагским цементным заводом.

Перлит - горная порода, состоящая из вулканического песка уд. веса 2200-2500 кг/м³. Содержит 70-65% SiO₂, 12-15% Al₂O₃. В качестве добавки для изготовления облегченного цементного раствора из песка готовится вспученный перлит. Песок нагревается до 1000-1200⁰С. При этом происходит испарение воды и масса увеличивается в объеме в 20 раз. Перлит добавляется в раствор в количестве 10-20%, при этом уд. вес раствора равен 1400-1600 кг/м³. Вследствие того, что вспученный перлит очень легкий (объемный вес его равен 200-300 кг/м³, при приготовлении облегченного цементного раствора необходимо добавлять до 4% бентонита, который увеличивает вязкость цементного раствора и тем самым предотвращает всплывание частиц перлита. В перлите много закрытых пор и под давлением выше 70 атм уд. вес облегченного цементного раствора повышается до 1500-1700 кг/м³.

Асбест для получения облегченного цементного раствора уд. веса 1350-1450 кг/м³ добавляется в количестве 20% (уд. вес асбеста 2100 кг/м³). Он имеет низкую водоотдачу и стоек к ударам и вибрациям.

Асбозурит представляет собой смесь, состоящую из 70% диатомита и 30% асбеста. Для получения облегченного цементного раствора уд. веса 1500 кг/м³ добавляется 40% асбозурита. При этом уд. вес облегченного цементного раствора 1450-1500 кг/м³.

Высокоуглеродистые добавки.

Асфальтит - продукт выветривания нефтепродуктов, уд. вес 1050-1070 кг/м³, имеет низкую водопотребность, вследствие чего раствор с асфальтитом приобретает высокую начальную прочность по сравнению с другими облегчающими добавками. Рекомендуется для цементирования «холодных» скважин с большой высотой подъема цементного раствора. Для получения облегченного цементного раствора уд. веса 1450-1550 кг/м³ добавляется 15-20% асфальтитовой крошки размером 1 мм и ниже.

Нефтяной кокс - продукт, который является остатком термического крекинга мазута, уд. вес 1300-1450 кг/м³, имеет низкую водопотребность, следовательно, высокую прочность цементного камня, особенно для цементирования «холодных» скважин. Для получения облегченного цементного раствора уд. веса 1400-1550 кг/м³ кокс добавляется в количестве 15-30%.

5.6.3. Замедлители сроков схватывания цементного раствора

Регулировать сроки схватывания цементного раствора можно за счет изменения тонкости помола цемента (чем тоньше помол, тем короче сроки схватывания), изменением водоцементного отношения (чем меньше водоцементное отношение, тем короче сроки схватывания), а также за счет применения реагентов замедлителей и ускорителей сроков схватывания.

Необходимость применения замедлителей сроков схватывания возникает при цементировании «горячих» скважин, а ускорителей сроков схватывания при цементировании «холодных» скважин. Действие реагентов замедлителей сроков схватывания объясняется образованием на частицах цемента адсорбционных пленок, из-за которых тормозится гидратация зерен цемента. Обработка цементных растворов реагентами позволяет увеличить диапазон применения портландцементов. Применяются разнообразные реагенты для замедления сроков схватывания.

Активированный гидролизный лигнин АГЛ - уд. веса 1100 кг/м^3 добавляется в цементный раствор в количестве 0,5-0,8% от веса цемента при температуре 150°C , что позволяет получить начало схватывания цементного раствора до 1 ч 30 мин., кроме того, при этой добавке снижается водоотдача цементного раствора.

Бихромат калия $K_2Cr_2O_7$, бихромат натрия $Na_2Cr_2O_7$. Первый реагент представляет собой порошок оранжево-красного, второй - красного цвета, уд. веса $2550\text{-}2600 \text{ кг/м}^3$, применяются в смеси с гипаном, КМЦ, ССБ. Наиболее эффективны эти добавки на сроки схватывания цементного раствора с бентонитом. Добавляются в воду затворения до 1%. При этом удается получить начало схватывания цементного раствора при $t=150^\circ\text{C}$ до 1ч 30 мин. Одновременно снижается вязкость раствора и его водоотдача.

Борная кислота H_3BO_3 представляет собой порошок белого цвета уд.веса 1430 кг/м^3 , применяется совместно с ВКК (винно-каменной кислотой). Например, при соотношении борной кислоты с ВКК 1:5 и при добавке к цементу этой смеси (0,5%) можно получить начало схватывания цементного раствора при $t=200^\circ\text{C}$ равное 1ч 30 мин. При этом повышается прочность цементного камня и снижается его пористость и проницаемость.

Бура $Na_2B_4O_7 \cdot 10H_2O$. Бесцветные кристаллы $\gamma=1700 \text{ кг/м}^3$. При добавке комбинированного реагента ССБ + бура до 1% можно получить начало схватывания цементного раствора при $t=140^\circ\text{C}$ до 2 часов.

ВКК $C_2H_4O_2(COOH)_2$ - винно-каменная кислота - бесцветные кристаллы уд.веса 1950 кг/м³. При температуре до 200⁰С и добавке ВКК до 1% можно получить начало схватывания цементного раствора до 2 ч 30 мин., при этом увеличивается прочность и снижается проницаемость цементного камня.

Диэтаноламин $NH(CH_2-CH_2OH)_2$ - бесцветная жидкость уд. веса 2100 кг/м³. При добавке до 0,1% и температуре 75⁰С можно получить начало схватывания цементного раствора до 4 ч, кроме того, при этом снижается вязкость цементного раствора и увеличивается прочность цементного камня. При больших дозировках до 1% он становится ускорителем сроков схватывания и при температуре 75⁰С начало схватывания становится равным 1 часу. Прочность цементного камня при этом понижается.

Диэтиламин $(C_2H_5)NH$ - бесцветная жидкость уд.веса 700 кг/м³. Добавляется к цементному раствору в количестве 0,05-0,1% при температуре 75⁰С начало схватывания цементного раствора увеличивается до 3 ч 30 мин. При этом увеличивается прочность цементного камня. При больших дозировках сроки схватывания сокращаются.

Древесный пек - твердое вещество черного цвета уд. веса 600 кг/м³, продукт термической обработки древесины. Добавляется в количестве 1,5-7,5%, что при температуре 170⁰С позволяет получить начало схватывания цементного раствора до 2 ч 30 мин. Кроме того, при этом снижается вязкость цементного раствора и проницаемость цементного камня.

КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) - порошкообразный полимер уд. веса 1640 кг/м³, добавляется в воду затворения в количестве 0,5-1% и при температуре 200⁰С позволяет получить начало схватывания цементного раствора до 2 ч. При этом снижается водоотдача цементного раствора, увеличивается вязкость, уменьшается прочность и увеличивается проницаемость цементного камня.

ССБ (сульфит спиртовая барда) - темная жидкость уд. веса 1280 кг/м³, добавляется до 1,0% при температуре 150⁰С, что позволяет получить начало схватывания цементного раствора до 2ч. Одновременно снижается водоотдача цементного раствора и его вязкость, но уменьшается прочность цементного камня. При добавке ССБ более 0,5% цементный раствор вспенивается, что затрудняет его прокачиваемость и ухудшает свойства раствора и камня, поэтому для удаления пены применяются пеногасители, например, НЧК (нейтрализованный черный контакт) до 0,1-0,3%.

КССБ (концентрированный ССБ) - черная жидкость уд. веса 1120 кг/м³, добавляется до 0,4-0,5% при температуре 170⁰С, что позволяет получить начало схватывания цементного раствора до 2ч 30 мин. В отношении пены то же, что и для ССБ.

Гипан+хромпик- комбинированный реагент (Na_2CrO_4 - хромат Na), гипан - полимер, вязкая жидкость желтоватого цвета уд. веса 1500 кг/м^3 , хромпик - кристаллический порошок желтого цвета уд.веса 2700 кг/м^3 . К цементному раствору добавляется смесь, состоящая из 0,3% гипана+0,3% хромпика, при этом при $t=120^{\circ}\text{C}$ начало схватывания равно 2 часа. Вязкость цементного раствора уменьшается, прочность камня увеличивается.

Моноэтаноламин $NH_2 \cdot CH_2 \cdot CH_2OH$ - бесцветная жидкость уд. веса 1400 кг/м^3 , при $t=75^{\circ}\text{C}$ позволяет получить начало схватывания до 4 часов. Вязкость цементного раствора уменьшается, повышается прочность и снижается проницаемость цементного камня.

Карбамид $NH_2CO NH_2$ - кристаллическое бесцветное вещество уд. веса 1350 кг/м^3 , добавляется к цементному раствору до 1% при $t=75^{\circ}\text{C}$ позволяет получить начало схватывания до 3 ч 30 мин. Вязкость цементного раствора снижается, прочность уменьшается.

ОП-10 ПАВ - жидкость темного цвета уд. веса 1500 кг/м^3 , добавляется к цементному раствору до 0,5% при $t=75^{\circ}\text{C}$ позволяет получить начало схватывания до 2 ч. Раствор с добавкой пенится и для удаления пены необходимо добавить пеногаситель.

Формалин - бесцветная жидкость уд. веса 1100 кг/м^3 , добавляется к цементному раствору до 0,5%, при этом при $t=75^{\circ}\text{C}$ можно получить начало схватывания до 2 ч 30 мин.

Фуриловый спирт - жидкость желтого цвета уд. веса 1300 кг/м^3 , в «холодных» условиях (при $t=22^{\circ}\text{C}$) добавляется до 10%, при этом начало схватывания с 7 ч увеличивается до 12 ч, снижается водоотдача цементного раствора, проницаемость цементного камня и увеличивается его прочность.

Поваренная соль $NaCl$ $\gamma=2160 \text{ кг/м}^3$. При добавке до 8% действует как ускоритель, при добавке до 12% как замедлитель. При этом сильно повышается вязкость цементного раствора.

Чапра фруктовая -молотые косточки фруктов, порошок коричневого цвета, применяется как эффективный замедлитель при высоких температурах. При добавке 5% чапры при $t=250^{\circ}\text{C}$ начало схватывания до 5 часов, водоотдача цементного раствора снижается и увеличивается его прочность.

5.6.4. Реагенты и добавки, ускоряющие сроки схватывания

Карбонат калия K_2CO_3 - бесцветные кристаллы уд. веса 2400 кг/м^3 , при введении до 1% начало схватывания уменьшается в 2 раза.

Кальцинированная сода Na_2CO_3 - порошок белого цвета уд. веса 2500 кг/м^3 , добавляется до 5%, при этом срок схватывания при $t=22^\circ\text{C}$ ускоряется в 2 раза, одновременно снижается вязкость раствора.

Каустическая сода $NaOH$ - белое кристаллическое вещество уд. веса 2130 кг/м^3 , при растворении в воде происходит нагрев воды, поэтому этот реагент рекомендуется применять при цементировании колонн в условиях вечной мерзлоты, когда обычный цементный раствор при $t=-8-10^\circ\text{C}$ не схватывается. Добавление каустической соды до 0,5% сокращает сроки схватывания в 2-3 раза.

Сернокислый глинозем $Al_2(SO_4)_3$ - белый порошок уд. веса 2700 кг/м^3 , сильный ускоритель, сокращает сроки схватывания в 3-5 раз, но при этом сильно возрастает вязкость цементного раствора и понижается прочность, поэтому необходимо применять комбинированный реагент с понизителем вязкости (бурой или гипаном).

Жидкое стекло $Na_2O \cdot nSiO_2$ (силикат натрия) - вязкая жидкость уд. веса 1600 кг/м^3 , сильный ускоритель. При добавлении до 3% сроки схватывания сокращаются до 10-15 мин., поэтому в основном этот реагент применяется для заливки зон поглощения.

Хлористый алюминий $AlCl_3$ - белый кристаллический порошок уд. веса 2450 кг/м^3 , добавляется в количестве до 5%, сроки схватывания сокращаются в 2-3 раза, но резко возрастает вязкость, поэтому реагент применяется в комбинации с реагентами понизителями вязкости.

Хлористый калий KCl - бесцветные кристаллы уд. веса 2000 кг/м^3 , добавляется к цементному раствору в количестве до 5%, сроки схватывания раствора сокращаются в 2-3 раза, увеличивается вязкость цементного раствора и прочность цементного камня, уменьшается его проницаемость.

Хлористый кальций $CaCl_2$ - бесцветный кристаллический порошок, добавляется к цементному раствору в количестве до 5%, сроки схватывания раствора сокращаются в 2-3 раза. При введении его в воду затворения, вода нагревается из-за экзотермичности реакции, поэтому целесообразно этот реагент применять при цементировании скважин в условиях мерзлых пород. За счет повышения температуры цементный раствор успевает схватиться прежде, чем он замерзнет. Добавка $CaCl_2$ уменьшает вязкость цементного раствора, т.е. повышает его растекаемость и цементный раствор можно затворять при пониженных водоцементных

отношениях $ВЦО=0,4-0,45$, что повышает прочность цементного камня и уменьшает его проницаемость.

Лекция №27

5.6.5. Реагенты, регулирующие вязкость цементного раствора

В зависимости от предполагаемых работ вязкость цементного раствора должна регулироваться. При цементировании колонн она должна быть достаточно низкой, т.к. при большой вязкости возникают большие гидравлические сопротивления, что может привести к гидроразрыву цементуемых пород. При перекрытии зон поглощений вязкость должна быть высокой, чтобы цементный раствор не поглощался пластами. Для снижения вязкости применяются реагенты понизителя вязкости.

Бура добавляется в количестве 0,3-1%, при этом динамическое сопротивление сдвигу (τ_0) сокращается в 5-10 раз.

ВКК добавляется в количестве 0,5-1%, при этом τ_0 сокращается в 10-15 раз.

Гипан добавляется к цементному раствору в количестве 0,5-1%, при этом τ_0 сокращается в 5-7 раз.

Гифит Гиф-1 - порошок темного цвета, уд. веса 1300 кг/м^3 , ПАВ, добавляется до 1%, при этом τ_0 сокращается в 10-15 раз.

ГМФН (гексаметафосфат натрия) NaPO_3 - белое кристаллическое вещество, добавляется к цементному раствору в количестве 1%, при этом τ_0 сокращается в 3-5 раз.

ССБ или *КССБ* добавляется к цементному раствору в количестве 0,5%, при большой дозе раствор пенится. Вязкость τ_0 сокращается в 3-5 раз. Для увеличения вязкости цементного раствора применяют наполнители, уменьшенное ВЦО до 0,35-0,4, упоминаемые выше реагенты AlCl_3 , KCl , а также сернокислый глинозем $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$.

5.6.6. Реагенты, понижающие водоотдачу цементного раствора

Водоотдача цементного раствора высока. Она в 100 раз больше водоотдачи глинистого раствора. Поэтому, как правило, ее нужно всегда снижать. Для уменьшения водоотдачи применяют следующие реагенты и добавки.

Бентонитовая глина добавляется в количестве 8-10%, при этом водоотдача (В) снижается в 3-4 раза.

Гипан добавляется в количестве 1%, при этом водоотдача (В) снижается в 4-5 раз.

Добавка *КМЦ* до 1% сокращает водоотдачу в 3-4 раза.

Добавка *КССБ* до 0,5% сокращает водоотдачу в 5 раз.

Полиакриламид - сильный замедлитель водоотдачи, добавка его до 0,3% уменьшает водоотдачу в 10 раз.

5.6.7. Специальные виды добавок

В зависимости от предполагаемого вида работ используются специальные виды добавок. При заливке зон поглощения промывочной жидкости используют добавки в виде древесных опилок, кож гороха, семечковой шелухи, кордового волокна, волокнистого асбеста и других. При цементировании продуктивного горизонта могут быть использованы добавки кордового волокна, волокнистого асбеста для предупреждения растрескивания цементного камня при перфорации. Также может быть использована крошка (2-3 мм) асфальтита, который при эксплуатации может быть растворен в нефти и вымыт ею из зоны, а цементный каркас создаст искусственный фильтр.

Лекция № 28

5.7. Наземное оборудование, применяемое при цементировании скважин

При цементировании скважин применяется следующие агрегаты и узлы наземного оборудования (рис.50). На спущенную обсадную колонну наворачивается цементировочная головка 1 с вставленной в нее разделительной продавочной пробкой 11. На буровую скважину доставляется следующее наземное оборудование: цементировочные агрегаты (ЦА) 5, 6, цементировочносмесительные машины (ЦСМ) 7, осреднительная (ОС) емкость 2, блок-манифольд 3.

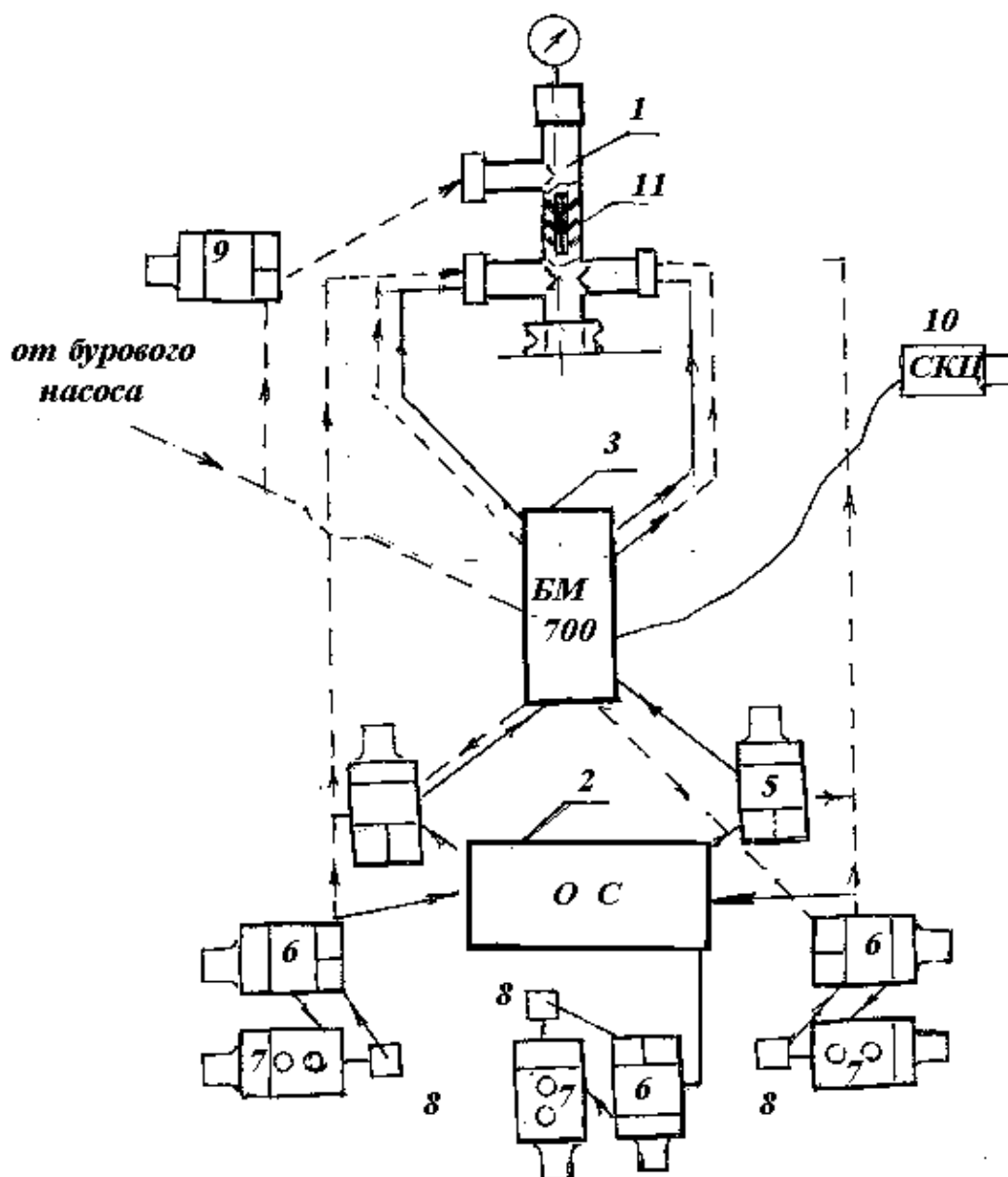


Рис.50

Схема цементирования

Цементировочный агрегат ЦА-320М, ЗЦА-400А, а также редко применяемые в бурении 2АН-500, 4АН-700 представляет собой автомашину КраЗ 257, на платформе кузова которой расположены двухпоршневой насос типа 9Т или 11Т, рассчитанный на максимальное давление 320 или 400 атм с приводом в ЦА-320М от двигателя автомобиля, а в ЗЦА-400А от специально установленного на платформе двигателя 2УС-500А. На платформе также установлен водо-

подающий насос трехплунжерный 1В или шестеренчатый с приводом от специально установленного на платформе двигателя ГАЗ-51А на давление до 15 атм.

На платформе установлен мерный бак на 6 м^3 , разделенный на две половины (по 3 м^3) с замерными делениями по $0,1 \text{ м}^3$. Имеется приемный цементный бачок 8 на $0,25 \text{ м}^3$, устанавливаемый при работе на земле. Он разделен на две половины сеткой, чтобы комки цемента не попали в поршневой насос.

Цементносмесительная машина СМН-20 (смесительная машина с норией вместимостью 20 тн цемента) представляет автомашину МАЗ или КраЗ, на раме которой вместо кузова установлен бункер объемом $14,5 \text{ м}^3$ вместимостью 20 тн тампонажного цемента, облегченного 12,5 тн. На днище бункера имеется два продольных горизонтальных винтовых шнека и один вертикальный лопастной шнек (у задней стенки) с гидравлическим смесительным устройством. Для загрузки бункера цементом имеется съемный шнек с приемной воронкой (нория).

Осреднительная емкость 2 представляет собой бак емкостью $15-20 \text{ м}^3$, внутри которого размещены шарнирно соединенные патрубки с насадками для создания вихревого движения внутри бака, тем достигается стабильность удельного веса цементного раствора, а следовательно, и его свойств. Блок-манифольд БМ-700 представляет автомашину ЗИЛ-131, на платформе которой расположены коллекторы низкого и высокого давления для подсоединения линий от ЦА с местами для подсоединения датчиков давления, плотности растворов, расхода жидкости.

Датчики подсоединяются от станции контроля цементирования СКЦ-2М. СКЦ представляет собой автомашину КАВЗ-651 (ГАЗ-51) с приборами, регистрирующими время, давление, плотность и расход растворов.

Технологическая схема цементирования (рис.50) следующая: каждая ЦСМ (7 и 6) соединяется нагнетательными (от водоподающего насоса ЦА к ЦСМ) и приемными линиями (от приемного бачка 8 к поршневому насосу ЦА) с ЦА (6). Цементный раствор от ЦА (6) подается к осреднительной емкости ОС (2), откуда ЦА (5) цементный раствор через блок - манифольд (3) подается к цементировочной головке 1 (рис.51).

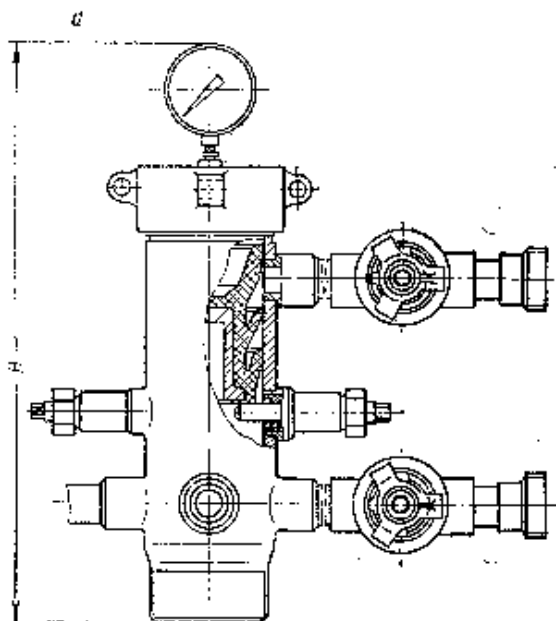


Рис.51

Цементирующая головка

Закачав почти все расчетное количество продавочной жидкости, ЦА (5 и 6) останавливаются, а оставшиеся 1-2 м³ или несколько больше, закачивает агрегат 9 на низшей скорости с малой подачей, чтобы не порвать давлением колонну. ЦА (9) работает до получения «стоп», т.е. до момента, когда продавочная пробка сядет на кольцо «стоп».

При посадке пробки возникнет в колонне (на манометрах ЦГ и ЦА) «скачок» давления, свидетельствующий, что пробка села на кольцо «стоп», т.е. цементный раствор продавлен за колонну. Операция цементирования закончена. ЦА и ЦСМ, БМ, ОС отсоединяются, а скважина оставляется на ОЗЦ (ожидание затвердения цемента, длительность которого 48 часов для эксплуатационной колонны и 24 часа для кондукторов и промежуточных колонн).

Лекция № 29

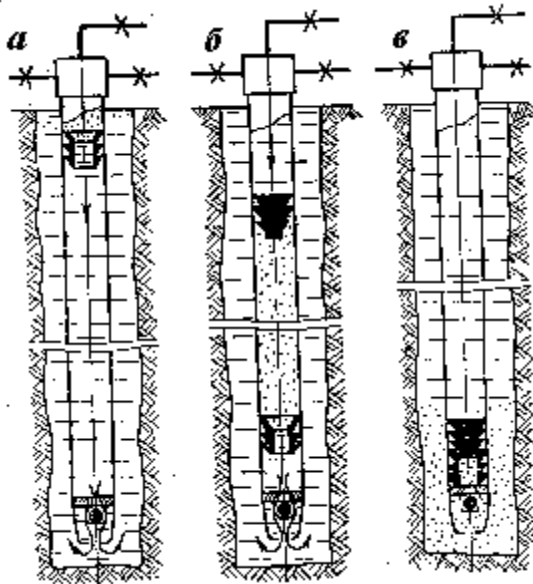
5.8. Способы цементирования скважин

Различают следующие способы цементирования обсадных колонн: одноступенчатое цементирование, порционное цементирование, двухступенчатое цементирование, обратное цементирование, манжетное цементирование.

5.8.1. Одноступенчатое цементирования скважин

Одноступенчатое цементирование скважин (рис.51), когда весь цементный раствор подается в затрубное пространство через башмак колонны и путем продавки промывочной жидкости поднимается на необходимую высоту.

Технология одноступенчатого цементирования следующая. На спущенную обсадную колонну навинчивают специальную цементировочную головку, к которой подсоединяются линии цементировочных агрегатов. Цементный раствор, приготовленный с помощью цементно-смесительных машин, подается цементировочными агрегатами к головке и закачивается в колонну



Затем в колонну закачивается продавочная жидкость, между цементным раствором и продавочной жидкостью размещают продавочную пробку. По окончании продавки пробка садится на кольцо «стоп», установленное внизу колонны. При посадке резко возрастает давление и операция цементирования заканчивается. Скважина остается на ОЗЦ.

Рис.51

Одноступенчатое цементирование

5.8.2. Порционное цементирование

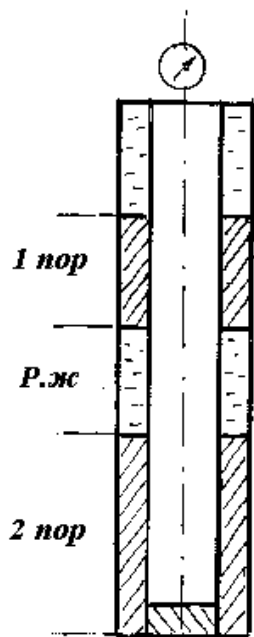


Рис.52

Порционное цементирование (рис.52), когда цементный раствор закачивается в затрубное пространство тоже через башмак колонны, но отдельными порциями, между которыми закачивается промывочная жидкость. В дальнейшем порции цементного раствора поднимаются в затрубном пространстве для изоляции определенных

Порционное цементирование

горизонтов, а промывочная жидкость располагается против устойчивых пластов, не требующих крепления.

Таким образом, при порционном цементировании можно перекрыть цементом верхние пласты при сравнительно низких давлениях, достичь экономии цемента. К недостаткам можно отнести то, что в процессе продавки верхняя (первая) порция цементного раствора смешивается с продавочной жидкостью как в трубах, так и при движении вверх по затрубному пространству и после ОЗЦ плохо отбивается методами контроля.

Лекция № 30

5.8.3. Ступенчатое цементирование

Ступенчатое цементирование (обычно двухступенчатое) (рис.53), когда первая (нижняя) порция цементного раствора закачивается в затрубное пространство через башмак колонны, а вторая через специальную цементировочную муфту, ранее установленную в колонне в подошве верхнего перекрываемого горизонта или в голове нижней порции цементного раствора.

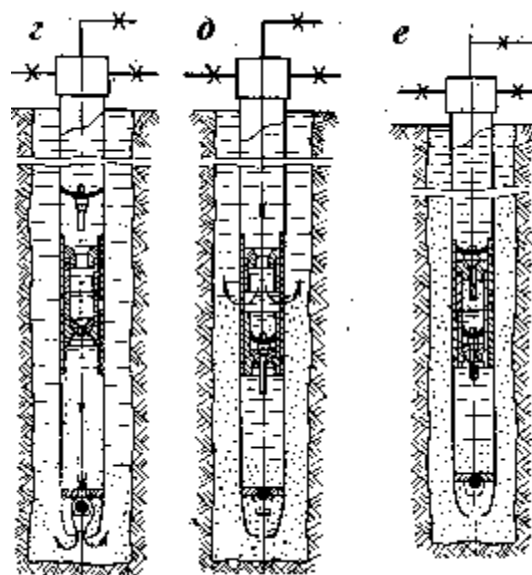


Рис.53

Двухступенчатое цементирование

Конструкция цементировочной муфты (рис.54) состоит из корпуса (толстостенного патрубке), в котором находятся два цилиндра, закрепленные калиброванными штифтами. В цилиндры ввернуты дюралевые или чугунные седла. Корпус в середине имеет

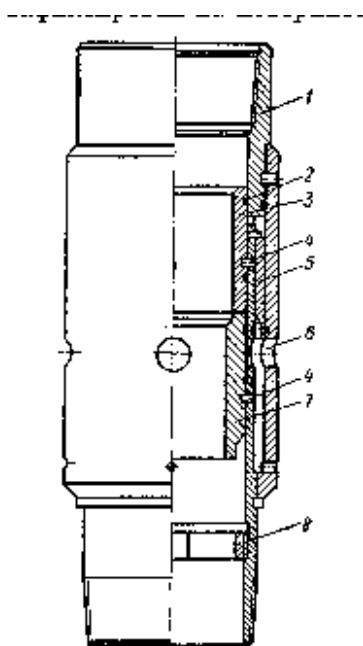


Рис.54

4 отверстия, а в верхней и нижней частях на него наворачивают муфтовый и ниппельный переводники под резьбу обсадных труб. Ступенчатое цементирование применяется в том случае, если большая высота подъема, цементного раствора вызывает большие давления, что может привести к гидроразрыву пластов.

Цементирующая муфта

Если в интервале подъема цемента есть поглощающие пласты, тогда высота нижней порции выбирается с учетом перекрытия только поглощающего пласта, а вторая порция закачивается в колонну после начала схватывания цементного раствора, т.е. через 8-10 часов выдержки.

Технология ступенчатого цементирование следующая. Приготавливается первая (нижняя) порция цементного раствора и закачивается в трубы, за ней закачивается продавочная жидкость в объеме на 100 м меньше интервала от башмака колонны до места установки муфты. 100 м - это высота цементного

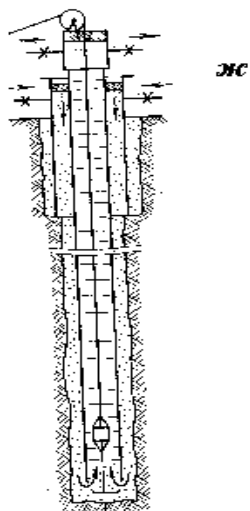
стакана, остающегося в колонне, т.к. при продавке нижней порции между цементным раствором и продавочной жидкостью нет разделительной пробки, не устанавливается также в колонне и кольцо «стоп», но устанавливаются два обратных клапана для страховки надежности их работы.

За частью продавочной жидкости в колонну пускается первая продавочная пробка и за ней закачивается вторая часть продавочной жидкости в объеме от места установки цементирующей муфты до устья. Таким образом, когда в колонне будет оставаться 100 м цементного раствора первая пробка сядет на седло муфты, давлением срежутся штифты и нижний цилиндр муфты опустится, открыв отверстия в корпусе муфты. Этот момент можно отметить манометром, установленным на цементирующей головке, т.к. при срезе штифтов давление резко поднимется на 15-20 атм, а потом резко упадет значительно ниже рабочего, которое было при продавке. Обратные клапаны закроются и будут удерживать цементный раствор в поднятом состоянии. Далее дается выдержка во времени 8-10 часов до начала схватывания цементного раствора, если в зоне цементирование есть поглощающие пласты, если нет, то приготавливается вторая порция цементного раствора, закладывается вторая продавочная пробка и продавливаются в затрубное пространство через отверстия муфты объемом продавочной жидкости равным объему колонны от места установки муфты до устья. Когда весь цементный раствор будет продавлен в затрубное пространство, вторая пробка сядет на верхнее седло, давлением срежутся штифты и верхний цилиндр опустится и закроет отверстия корпуса. Этот момент отметится на манометре резким скачком давления - получением стоп.

Затем скважина оставляется на ОЗЦ, после чего в колонну спускают на НКГ - 4^{1/2} и 5^{1/2} турбобур или бурильные трубы с долотом для разбуривания пробок, седел и нижнего цементного стакана.

5.8.4. Обратное цементирование

Обратное цементирование (рис.55), когда цементный раствор закачивают в затрубное пространство, устье скважины при этом закрывается превентором.



За цементным раствором в затрубное пространство закачивается продавочная жидкость, если цементным раствором не предусматривается перекрывать все затрубное пространство. При закачке цементного раствора и продавке жидкость из колонны выходит через цементировочную головку. Кольцо «стоп» и обратный клапан при этом способе цементирования в колонне не устанавливается.

Рис.55

Обратное
цементирование

5.8.5. Манжетный способ цементирования

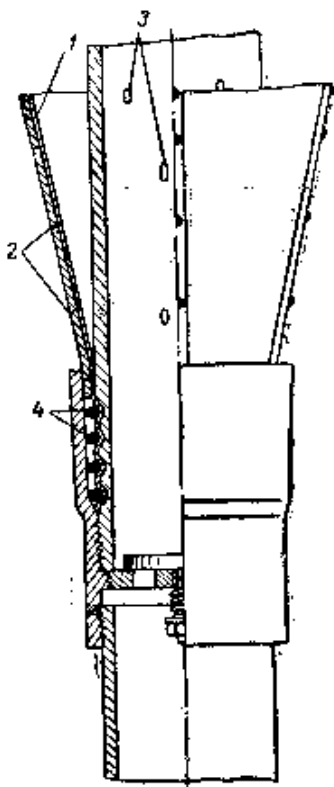


Рис.56

Манжета

штифтами. Также к муфте прикреплена брезентовая манжета в виде зонтика, наоборот, закрепленная на трубе проволочными стяжками.

При манжетном способе цементирования перед закачкой в трубы цементного раствора опускается нижняя разделительная пробка, которая при закачивании цемента и его продавке сядет на седло втулки и срежет штифты, открывая отверстия муфты и распустив манжету. При этом цементный раствор будет подниматься только вверх, т.к. двигаться вниз ему не даст раскрывшаяся манжета. По окончании закачки цементного раствора на него бросается вторая продавочная пробка. При спуске во время продавки второй пробки на первую получают «стоп», т.е. конец цементирования.

Лекция № 31

5.9. РАСЧЕТ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

С целью предупреждения перетоков между пластами, упрочнения стенок скважины и изоляции нефте-газо-водоносных горизонтов затрубное пространство между обсадными колоннами и стенками скважины перекрывается цементным раствором (рис.57).

Порядок расчета

1. Определяется средний внутренний диаметр обсадной колонны:

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \dots}{l_1 + l_2 + \dots}},$$

где d_1 и d_2 - внутренний диаметр секции обсадной колонны, м;

l_1 и l_2 - длины секций, м.

2. Определяется объем цементного раствора:

$$V_{ц.р} = 0,785 [(D_{скв}^2 - D_n^2) H K_v + d_1^2 h],$$

где H - высота подъема цементного раствора от «башмака», м; $D_{скв}$ - диаметр долота, м; D_n - наружный диаметр труб, м;

h - высота цементного стакана от «башмака» до кольца «стоп», м;

K_v - коэффициент, учитывающий увеличение объема ствола скважины за счет каверн, который определяется по кавернограмме или на основании опыта цементирования скважин в данном районе.

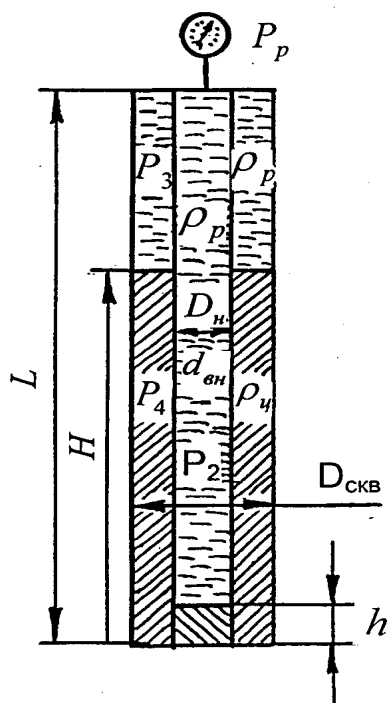


Рис.61

Обычно коэффициент равен 1,2 - 2,5.

$$K_v = \frac{(D_{1скв}^2 l' + D_{2скв}^2 l'' + \dots) - D_n^2 H}{(D_{скв}^2 - D_n^2) H}$$

Здесь $D_{1скв}$, $D_{2скв}$ - диаметры каверн, м l' , l'' - длины зон соответствующего диаметра, м.

3. Определяется количество сухого цемента для приготовления 1 м³ цементного раствора;

$$q = \frac{\rho_{с.ц} \rho_v}{\rho_v + m \rho_{с.ц}} ,$$

где $\rho_{с.ц}$, ρ_v - плотности сухого цемента и воды, кг/м³. Для обычных тампонажных цементав плотность сухого цемента 3100-3200 кг/м³. Для облегченных цементав плотность может быть различна в зависимости от веса и количества облегчающей добавки. Например, для диатомитового цемента $\rho_{с.ц} = 2700-2750$ кг/м³; m - водоцементное отношение, стандартное водоцементное отношение по ГОСТ -1581-91 равно 0,5 для обычных тампонажных цементав, для облегченных цементав m может быть различным: от 0,8 до 1,2.

4. Определяется плотность цементного раствора

$$\rho_{ц.р} = (1 + m) q .$$

5. Определяется количество цемента и воды для приготовления цементного раствора

$$Q'_v = q V_{ц.р} ;$$

$$Q_c = m Q'_c .$$

6. Определяется количество сухого цемента с учетом потерь при затаривании

$$Q_c = K_1 Q'_c ,$$

где K - коэффициент, учитывающий потери сухого цемента при затаривании цементно-смесительных машин и при приготовлении цементного раствора, $K=1,02-1,03$.

7. Определяется количество цементно-смесительных машин

$$Ц = \frac{Q_c}{M_{ц.см}} ,$$

где $M_{ц.см}$ - вместимость бункера цементно-смесительной машины, для обычного тампонажного цемента $M_{ц.см} = 20$ т, для облегченного $M_{ц.см} = 12,5$ т.

8. Определяется количество продавочной жидкости:

$$V_{np} = \Delta \frac{\pi d_{вн}^2}{4} (L - h),$$

где L - глубина спуска обсадной колонны, м; Δ - коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости за счет наличия в ней пузырьков воздуха; Δ для глинистого раствора принимается равным 1,05; для воды - 1,0.

9. Определение наибольшего рабочего давления в конце цементирования

$$P_p = P_1 + P_2 + P_3 + P_4,$$

где P_1 - давление за счет разности плотностей цементного и глинистого растворов, МПа; P_2 - давление от гидравлических сопротивлений при движении продавочной жидкости в трубах, МПа; P_3 - давление от гидравлических сопротивлений при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве, МПа; P_4 - давление от гидравлических сопротивлений при движении цементного раствора в затрубном пространстве, МПа.

Показатели P_1, P_2, P_3, P_4 определяются следующим образом

$$P_1 = \frac{(H - h)(\rho_{ц.р} - \rho_p)}{10^5};$$

$$P_2 = \frac{\lambda_{1mp} L V_{mp}^2 \rho_p}{10^6 d_{вн} \cdot 2},$$

где V_{mp} - скорость движения продавочной жидкости в трубах, м/с, V_{mp} определяется из равенства

$$V_{mp} = \frac{V_{к.п.} (D_{скв}^2 - D_H^2)}{d_{вн}^2}.$$

Здесь $V_{к.п.}$ - скорость движения промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве, м/с.

Для качественного цементирования эта скорость должна быть 1,5 - 2,0 м/с для эксплуатационных колонн и 0,8 - 1,0 - для промежуточных; $\lambda_{1тр}$ - коэффициент, характеризующий характер движения жидкости в трубах, определяется в зависимости от критерия Рейнольдса (рис.58):

$$Re^*_{mp} = \frac{V_{mp} d_{вн} \rho_p \cdot 10^3}{\eta_p \left(1 + \frac{\tau_{0p} d_{вн} 10^3}{6 \eta_p V_{mp}} \right)}$$

Если $Re^*_{тр} < 2300$, то $\lambda_{1mp} = \frac{64}{Re^*_{mp}}$

если $Re^*_{тр} > 2300$, то $\lambda_{1mp} = \frac{0,08}{\sqrt[8]{Re^*_{mp}}}$ где η_p -

структурная вязкость продавочного раствора, мПа*с;

τ_{0p} - динамическое напряжение сдвига продавочного раствора, Па.

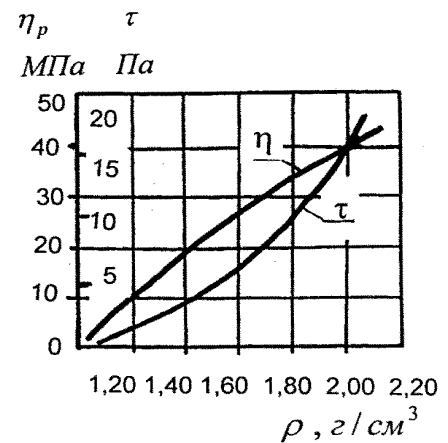


Рис.58

$$P_3 = \frac{\lambda_{2p} (L - H) V_{к.п.}^2 \rho_p}{10^6 \cdot 2 (D_{скв} - D_H)}$$

где H - высота подъема цементного раствора от башмака, м;

ρ_p - плотность промывочной жидкости, кг/м³;

λ_{2p} - коэффициент, характеризующий характер движения промывочной жидкости в затрубном пространстве, определяется в зависимости от критерия Рейнольдса:

$$Re^*_{к.п.} = \frac{V_{к.п.} (D_{скв} - D_H) \rho_p \cdot 10^3}{\eta_p \left[1 + \frac{\tau_{0p} (D_{скв} - D_H) 10^3}{6 \eta_p V_{к.п.}} \right]}$$

Если $Re^*_{к.п.} < 1600$, то $\lambda_{2p} = \frac{80}{Re^*_{к.п.}}$

Если $Re^*_{к.п.} > 1600$, то $\lambda_{2p} = \frac{0,08}{\sqrt[8]{Re^*_{к.п.}}}$

$$P_4 = \frac{\lambda_{2ц.р} HV_{к.п}^2 \rho_{ц.р}}{10^6 \cdot 2 (D_{скв} - D_H)} ,$$

где $\lambda_{2ц.р}$ - коэффициент, характеризующий характер движения цементного раствора в затрубном пространстве, определяется в зависимости от критерия Рейнольдса:

$$Re^*_{к.п.ц} = \frac{V_{к.п} (D_{скв} - D_H) \rho_{ц.р} \cdot 10^3}{\eta_{ц} \left[1 + \frac{\tau_{0ц} (D_{скв} - D_H) 10^3}{6 \cdot \eta_{ц} V_{к.п}} \right]} ,$$

где $\eta_{ц}$ - структурная вязкость цементного раствора, мПа*с;

$\tau_{0ц}$ - динамическое напряжение сдвига цементного раствора, Па.

Если $Re^*_{к.п.ц} < 1600$, то $\lambda_{2ц} = \frac{80}{Re^*_{к.п.ц}}$.

Если $Re^*_{к.п.ц} > 1600$, то $\lambda_{2ц} = \frac{0,08}{\sqrt[8]{Re^*_{к.п.ц}}}$,

10. Максимальное давление при цементировании:

$$P_{max} = P_p + P_{стоп} ,$$

где $P_{стоп}$ - повышение давления при посадке пробки на кольцо «стоп», 1,5 - 2,0 МПа.

По максимальному давлению выбирают тип цементировочного агрегата (обычно ЦА - 320М или ЦА - 400).

11. Допустимое время цементирования

$$T_{дон} = 0,75 \cdot T_{н.скв} .$$

Лекция № 32

12. Определение времени цементирования

Время цементирования складывается из времени закачки цементного раствора и времени его продавки

$$T = T_3 + T_{пр}$$

T_3 - время закачки цементного раствора,

$T_{пр}$ - время продавки цементного раствора.

Для определения времени закачивания цементного раствора необходимо знать гидравлическое сопротивление в скважине в начальный период цементирования

$$P_{гидр} = P_2 + P_3'$$

где P_3' - гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при движении промывочной жидкости, МПа.

$$P_3' = \frac{\lambda_{2p} L V_{к.п} \rho_p}{10^6 \cdot 2 (D_{скв} - D_n)}$$

при условии $P_{гидр} > P_a$, где P_a - давление, развиваемое цементировочным агрегатом на высшей скорости, закачивание цементного раствора следует начинать с более низкой скорости, давление на которой больше гидравлических сопротивлений. На этой скорости следует работать до тех пор, пока гидравлические сопротивления за счет закачивания цементного раствора в трубы не снизятся. Тогда появится возможность работы агрегата на более высокой скорости. Время перехода работы агрегата с более низкой на высшую скорости может быть определено по закачиваемому объему цементного раствора (рис.59), который в

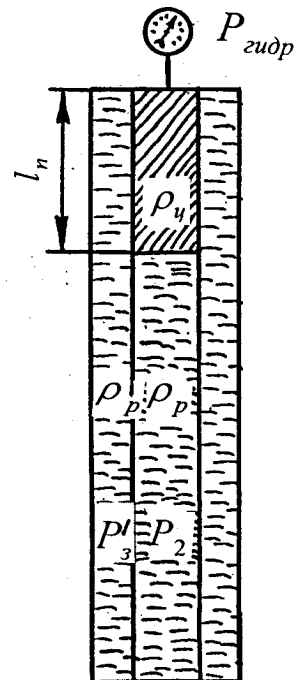


Рис.59

свою очередь, определяется следующим образом:

$$l_n = \frac{10^5 (P_{зидр} - P_a)}{\rho_{ц} - \rho_p} ;$$

$$V_{ц}^{IV} = 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot l_n ,$$

где l_n - длина столба цементного раствора в колонне в момент перехода с низшей скорости на высшую, м.

Объем цементного раствора, закачиваемый на высшей скорости

$$V_{ц}^V = V_{ц} + V_{ц}^{IV} ,$$

тогда время закачивания цементного раствора одним агрегатом

$$T_3 = \frac{V_{ц}^{IV} \cdot 10^3}{60 q_{n-1}} + \frac{V_{ц}^V \cdot 10^3}{60 q_n} ,$$

где q_{n-1} , q_n - производительность ЦА на низшей и высшей скоростях, л/с.

Определение времени продавки цементного раствора.

По мере выхода цементного раствора в затрубное пространство давление в трубах повышается и необходимо ЦА переходить с высшей скорости на низшую до тех пор, пока давление в агрегатах не будет равно наибольшему рабочему давлению. Для определения времени продавки необходимо знать объемы продавочной жидкости, закачиваемые

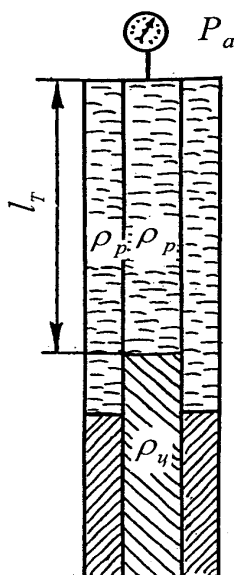


Рис.60

на различных скоростях (от высшей до низшей). Для определения этих объемов необходимо знать длины столбов продавочной жидкости в обсадной колонне (рис.60), соответствующие давлению на определенной скорости агрегата. В общем виде длина столба продавочной жидкости может быть определена из равенства давлений в трубном и затрубном пространстве и равенства объемов цементного раствора:

$$l_T = a + b (P_a - P'_{гидр}) + c,$$

где P_a - давление на агрегате при переходе от высшей к низшей скорости, МПа;

$P'_{гидр}$ - гидравлические сопротивления в конце цементирования, МПа.

Если плотность промывочного раствора равна плотности продавочной жидкости, то коэффициенты a , b и c определяются следующим образом:

$$a = \frac{K_v F_{3.n} L}{K_v F_{3.n} + F_{mp}}$$

$$b = \frac{10^5 \cdot K_v F_{3.n}}{(K_v F_{3.n} + F_{mp})(\rho_{ц} - \rho_p)}$$

$$c = \frac{F_{mp} L - K_v F_{3.ц} H}{K_v F_{3.n} + F_{mp}}$$

Объем продавочной жидкости в трубах, закачиваемой на различных скоростях

$$V_{np} = \Delta F_{mp} \cdot l_T.$$

Время продавки:

$$T_{np} = \frac{V_n \cdot 10^3}{60 q_n} + \frac{V_{n-1} \cdot 10^3}{60 q_{n-1}} + \dots,$$

где q_n и q_{n-1} - производительность цементировочного агрегата на определенной скорости, л/с.

13. Количество цементируемых агрегатов, исходя из времени цементирование, определяется так:

$$n = \frac{T}{T_{дон}} .$$

Следует дополнительно предусмотреть не менее двух ЦА: один из них для подачи воды, а другой запасной, на случай выхода из строя рабочих ЦА. Обычно при цементировании глубоких скважин с большой высотой подъема цементного раствора количество ЦА определяется не временем цементирование, а количеством цементно- смесительных машин (по одному ЦА на ЦСМ). Кроме того, количество ЦА определяется и той необходимой скоростью подъема цементного раствора, которую нужно создать для более полного замещения в затрубном пространстве глинистого раствора при цементировании эксплуатационных колонн, как было сказано выше, должна быть в пределах 1,5-2.5 м/с, при цементировании технических колонн и кондукторов 0,8 -1,0 м/с.

Количество цементируемых агрегатов, исходя из скорости восходящего потока,

$$V_{к.н} = \frac{n q \cdot 60}{F_{з.н} \cdot 10^3} ,$$

где q - производительность цементируемого агрегата, л/с.

Лекция № 33

5.10. Особенности цементирование скважин при специальных способах цементирование (двухступенчатом, порционном, при спуске по секциям)

5.10.1. Особенности цементирования скважин при двухступенчатом способе цементирования

Двухступенчатое цементирование с помощью специальной цементировочной муфты применяется, если необходимо поднять цементный раствор на большую высоту (2000 м и более) или в зоне подъема цементного раствора имеются зоны поглощения, препятствующие подъему цементного раствора на заданную высоту. В первом случае цементирование первой (снизу) ступени, а через 8-10 часов второй. При этом высота подъема цементного раствора для первой ступени устанавливается на 50-100 м выше зоны поглощения. Цементирование скважины при двухступенчатом способе рассчитывается отдельно для первой и второй ступеней. При продавке первой порции цементного раствора для нижней ступени объем продавочной жидкости разделяется нижней продавочной пробкой на два объема: на объем обсадных труб от «головы» цементного стакана до места установки цементировочной муфты и на объем обсадных труб от места установки цементировочной муфты до устья.

Еще одна особенность: в связи с тем, что кольцо «стоп» при двухступенчатом цементировании не устанавливается так как нижняя продавочная пробка остается в цементировочной муфте, то в обсадной колонне оставляют цементный стакан высотой не менее 100м. Для надежности качества цементирования низ колонны оборудуется двумя обратными клапанами. При применении двухступенчатого цементирования возникает необходимость после ОЗЦ спускать долото для разбуривания деталей цементировочной муфты и цементного стакана.

5.10.2. Особенности цементирования скважин при порционном способе цементирования

Основные расчеты при порционном способе цементирования аналогичны расчетам при одноступенчатом способе цементирования, но объем цементного раствора складывается из двух объемов (объемов верхней и нижней порций). При определении гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве может быть несколько слагаемых - это гидравлическое сопротивление промывочной жидкости, находящейся в интервале от устья до «головы» первой (сверху) порции, гидравлические сопротивления разделительной жидкости и гидравлические сопротивления цементного раствора второй (нижней) порции.

5.10.3. Особенности цементирования скважин при спуске секциями

обсадной колонны

При спуске обсадной колонны секциями расчет цементирования каждой секции производится отдельно. Объем промывочной жидкости и гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании нижней секции рассчитываются с учетом наличия бурильных труб, применяющихся при спуске нижней секции. При определении объема цементного раствора для цементирования верхней секции объем цементного стакана не учитывается.

5.11. СПОСОБЫ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

После окончания цементирования и ОЗЦ производят работы по определению герметичности колонны и определяют качество цементирования и высоту подъема цементного раствора в заколонном пространстве. Существуют два способа определения герметичности колонны: опрессовкой и снижением уровня жидкости (воды) в колонне.

При опрессовке, если продавку цементного раствора производили глинистым раствором, а не водой, то по окончании ОЗЦ снимают цементировочную головку и в колонну спускают НКТ, «нащупывают» искусственный забой и промывают колонну водой, затем на колонну навертывают опрессовочную головку и цементировочным агрегатом опрессовывают колонну на давление не ниже 1,1 от ожидаемого внутреннего давления при эксплуатации или заводнении. Часто опрессовочные давления задаются промысловиками и указываются в ГТН. Если ожидаемые внутренние давления низки, то обсадные колонны опрессовываются не ниже минимальных опрессовочных давлений, указанных в инструкции по расчету обсадных колонн. Например, для колонн диаметром 140-146 мм не менее 12,5 мПа, для 168 мм - не менее 11,5 мПа, 219 -245 мм - 9 мПа. Обсадная колонна считается герметичной, если давление в течение 30 минут упадет не ниже, чем на 0,5 мПа (5 атм) опрессовочного давления.

Второй способ определения герметичности - снижением уровня жидкости в колонне, обычно воды. После определения герметичности опрессовкой в обсадную колонну спускают НКТ с пусковой муфтой, в которой просверлены 2-3 отверстия диаметром 4-5 мм. Муфта должна быть установлена на глубине предполагаемого снижения уровня плюс 50 м. Для снижения уровня

жидкости в колонне к опрессовочной головке на устье скважины подключается компрессор и в затрубное пространство нагнетается воздух. Глубина снижения уровня в колонне для глубин до 2000 м должна быть не меньше 800 м (+50 м), для скважин большей глубины 1000 м (+50 м).

Замер глубины снижения уровня производится лебедкой Яковлева (лебедка с проволокой, поплавком и счетчиком). Первый (исходный) замер производится через 3 часа после снижения уровня жидкости. Это время нужно на сток воды со стенок труб. Последующие замеры делаются через 2 часа после исходного в течение 8 часов, т.е. еще 4 раза. Если уровень жидкости за 8 часов поднимется более, чем на 2 м, колонна считается не герметичной, для колонн диаметром более 219 мм норма 1,5 м. Разрешается произвести повторный замер в течение 8 часов. В случае признания колонны негерметичной, намечается комплекс проведения исследовательских и ремонтно-изоляционных работ по ликвидации негерметичности колонны.

Для контроля высоты подъема цементного раствора в скважине применяются геофизические методы. Например, метод замера температуры по стволу скважины электротермометром, для чего перед цементированием снимается температурная кривая по стволу скважины.

После цементирования (после ОЗЦ) проводят повторный замер электротермометром и получают температурную кривую (рис.61).

Как известно, реакция гидратации цемента экзотермическая, т.е. в процессе схватывания его температура повышается и на второй кривой отмечается, начиная с «головы» цементного раствора, повышение температуры.

Вторым методом замера высоты и качества

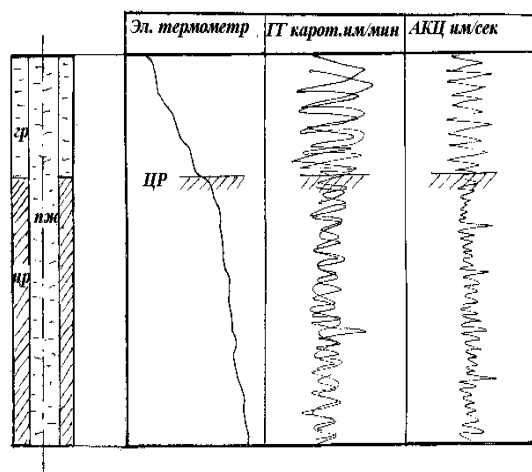


Рис.61

Схема геофизического контроля

цементирования служит замер импульсного колебания естественной радиоактивности пород и цементного раствора ГГК (гамма-гамма каротаж) (рис.61). В местах отсутствия цемента амплитуда импульсов имеет большее значение. Более достоверные данные о высоте подъема цементного

раствора и его качестве дает диаграмма АКЦ (акустический контроль цементирования) (рис.61). Уменьшение амплитуды затухания ультразвуковой волны показывает наличие за колонной цемента. При больших амплитудах цемент за колонной отсутствует или плохого качества.

Лекция № 34

6. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

После заключительных работ по цементированию приступают к работам по освоению скважины, к вторичному вскрытию (перфорация колонны) продуктивных пластов, вызову притока и испытанию скважины.

Перед перфорацией эксплуатационная колонна должна быть заполнена той промывочной жидкостью, какая применялась при первичном вскрытии продуктивного горизонта бурением, т.к. она обеспечивала депрессию на пласты (1,5-2 мПа), предупреждающую газо-нефте-водопроявления при вскрытии.

В настоящее время применяются пулевые и кумулятивные перфораторы. Имеющие большее распространение, а также гидроабразивное перфорирование. Часто перфорирование проектируется с учетом проведения после него кислотных обработок, гидроразрывов и других мероприятий по интенсификации притока жидкостей и газов. Эффективность различных видов перфорирования зависит от пластовых характеристик.

6.1. Методы перфорирования скважин

6.1.1. Пулевое перфорирование

Пулевой перфоратор действует по принципу огнестрельного оружия. В его корпусе имеется ряд стволов с камерами..

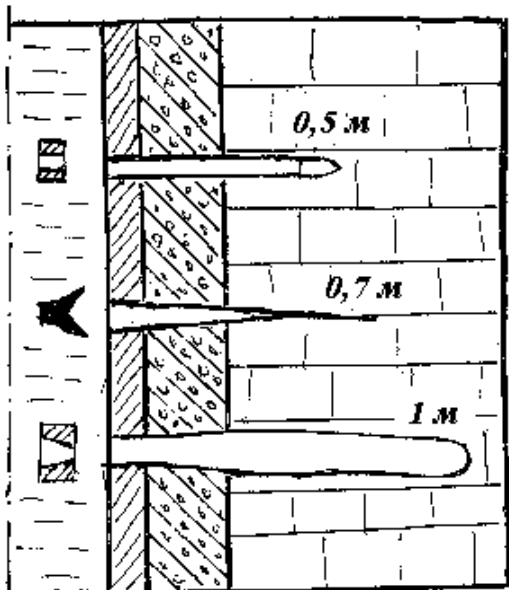


Рис. 62

Перфорация скважин

ствола, пробивает колонну и цементное кольцо и входит в породу, образуя канал для движения жидкости или газа (рис.62).

Пулевые перфораторы подразделяются на селективные и залповые. В селективном перфораторе выстрелы производятся отдельными стволами поочередно. Необходимое для этого подключение электроканалов к запальной цепи осуществляется переключающим устройством, управляемым по сигналам с поверхности.

Залповый перфоратор стреляет одновременно всеми стволами (или группой стволов). В нем имеется общая запальная камера, в которой устанавливается взрывной патрон. От запальной камеры идет электропроводный канал к всем остальным камерам.

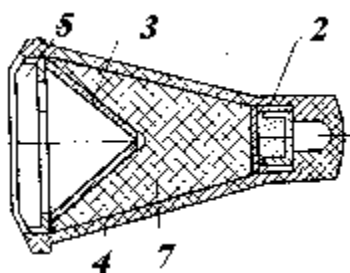
Пулевое перфорирование зависит от прочности породы и ее абразивности. Для лучшего вскрытия пласта необходимо, чтобы получаемый при перфорации канал имел возможно большую глубину. Перфораторы с большим поперечным сечением обладают, как правило, большей пробивной способностью.

В каждую камеру закладывают прессованный пороховой заряд и электровоспламенитель, а в ствол - стальную пулю. При выстреле воспламеняется пороховой заряд. Газы, образующиеся при сгорании пороха, создают в камере высокое давление. Под действием этого давления пуля с большой скоростью (до 900 м/сек) вылетает из

Глубина проникновения пуль в породу может быть различной в пределах 300-500 мм. Число отверстий на 1 пог.м выбирается в зависимости от колонн (ее размеров, толщины стенки труб, их прочности) и крепости пород от 4 до 20. Перфоратор спускают в скважину на кабеле.

6.1.2. Кумулятивное перфорирование

Наиболее широкое применение получил стреляющий кумулятивный перфоратор, в котором используются кумулятивные заряды взрывчатого вещества.



Кумулятивный заряд для перфоратора (рис.63) представляет собой прессованную шашку взрывчатого вещества, в основании которой имеется выемка конической формы. В выемку вставлена металлическая воронка 3. В противоположной от выемки стороне установлен детонатор 2.

Рис.63

Кумулятивный заряд для перфоратора

В момент взрыва заряда продукты взрыва сжимают воронку и в металле возникают очень большие давления, при которых он начинает течь, как жидкость. Образующаяся тонкая струя жидкого металла с большой скоростью (до 10 км/сек) выбрасывается вдоль оси выемки под большим давлением, разрушает преграду и проникает внутрь породы.

Кумулятивные перфораторы подразделяются на корпусные и бескорпусные. В корпусном перфораторе заряды смонтированы в герметичном металлическом корпусе по 10, 20 штук. Бескорпусной перфоратор представляет собой сборку зарядов на стальной несущей ленте. При выстреле оболочки зарядов разрушаются. Глубина каналов, образующихся при кумулятивной перфорации больше, чем при пулевой.

6.1.3. Гидроабразивная перфорация

Принцип действия гидроабразивной (пескоструйной) перфорации основан на абразивном разрушении металла труб, цементного кольца и породы струей жидкости, содержащей абразивный материал (песок).

Гидроабразивный перфоратор (рис. 64) представляет собой толстостенный стальной патрубок 1, навинченный на НКТ и бурильные трубы, спущенные в эксплуатационную колонну к месту перфорации. В патрубке имеются отверстия, в которые вставлены керамические сопла 2, имеющие диаметр 3-5 мм. На устье скважины к НКТ подсоединяются пескосмесители и цементировочные агрегаты, которые нагнетают в трубы жидкость (воду или нефть) с песком под давлением 15-25 мПа.

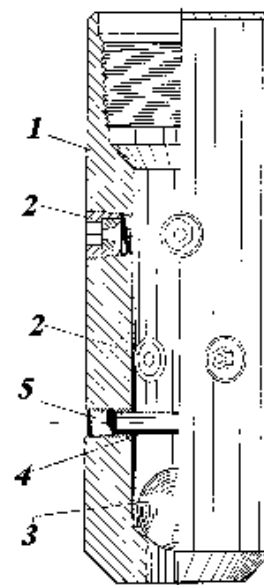


Рис.64

Гидроабразивный перфоратор

Количество песка 250 г на 1 л жидкости. Абразивная смесь, выходя из отверстия с большой скоростью (200- 300 м/сек) в течение 3 мин может создать широкий канал длиной до 1 м. При движении НКТ вверх или вниз можно создавать в колонне и породе щели.

Лекция № 35

6.2. Мероприятия по освоению скважин

После перфорации эксплуатационной колонны производят работы по вызову притока флюида из продуктивного горизонта. Для вызова притока надо создать депрессию на пласт, т.е. разность между пластовым и забойным давлением. При перфорации колонна была заполнена промывочной жидкостью, поэтому забойное давление было выше пластового. Для снижения забойного давления промывочную жидкость заменяют на воду с ПАВ, если притока нет, то воду в

колонне заменяют на нефть. Если опять нет притока, то уровень нефти в колонне снижают до 800-1000 м с помощью компрессора или желонки. При компрессорном способе снижения уровня в скважину спускают НКТ с пусковой муфтой (в муфте трубы просверлено 1-2 отверстия диаметром 3-5 мм) на глубину предполагаемого снижения уровня жидкости в колонне. В затрубное пространство компрессоры нагнетают воздух и отдувают жидкость, тем самым снижая забойное давление.

Другим методом вызова притока является свабиrowание или гидросвабиrowание. Этот метод заключается в периодическом надавливании на пласт жидкостью с последующим быстрым сбрасыванием давления в скважине. Закономерные значительные по величине градиенты давления, образующиеся при распространении в пласт волны «репрессия-депрессия» разрушают структурные связи эмульсий и отложений в порах призабойной зоны, а большие скорости обратного излива способствуют выносу загрязнений в ствол скважины.

При гидросвабиrowании жидкость в забойной части скважины должна быть совместной с пластовым флюидом, обычно нефть.



В эксплуатационную колонну спускают НКТ ниже зоны перфорации. На НКТ также спускается сваб (рис.65) - набор γ -образных манжет. Сваб должен находиться примерно в кровельной зоне пласта. Порядок работ при гидросвабиrowании следующий: закачать в пласт жидкость по межтрубному пространству в течение 1 минуты при давлении 50 атм. Произвести сброс давления открытием крана на устье и резко натянуть НКТ с изливом жидкости в приемную емкость в течение 1 мин.

Рис. 65

Сваб

Затем цикл повторить с закачиванием в пласт до 1 м^3 жидкости и повышая давление после каждого цикла на 30-50 атм, доводя его до максимально допустимого для данной эксплуатационной колонны. По указанному порядку провести до 50 и более циклов с общим расходом жидкости до $20\text{-}30 \text{ м}^3$. Через каждые 10 циклов производить полную промывку колонны. Продолжительность свабиrowания - до вызова притока.

Если притока из продуктивного пласта всеми вышеуказанными методами не получено, то применяют методы интенсификации воздействия на продуктивные пласты. К ним относятся обработка призабойной зоны кислотой - соляно-кислотные обработки и гидроразрыв пласта.

6.3. Кислотные обработки пластов

Кислотные обработки проводятся в продуктивных пластах, содержащих карбонатные материалы. Иногда скважины обрабатываются грязевой кислотой (смесь соляной 8-12% и плавиковой кислот 3-5% с добавками) для очистки стенок от глинистой корки и других загрязняющих материалов.

Кислотные обработки могут быть разделены на три основные категории:

- а) обработки, в которых кислота закачивается непосредственно в пористую среду пласта;
- б) обработки, в которых кислота проникает в основном в естественные трещины, причем при давлении, меньшим, чем давление гидроразрыва;
- в) обработки с закачкой кислоты в качестве жидкости гидроразрыва (гидроразрыв без закрепления трещин закрепляющим материалом.

Целью обработки первой категории является увеличение проницаемости породы непосредственно в призабойной зоне пласта. При таких обработках кислотный раствор, проникая в поры и поровые каналы продуктивной породы равномерно во всех направлениях от скважины, растворяет карбонаты внутри пор и тем самым увеличивает сечение. Количество растворенного карбоната в каждой поре зависит от расстояния этой поры от стенки скважины, т.к. растворяющая способность уменьшается по мере проникновения в пласт. Скорость реагирования кислоты с карбонатами по мере истощения кислотного раствора замедляется. Когда кислота полностью прореагирует с породой, дальнейшее ее проникновение в пласт не только бесполезно, но и вредно, ибо может начаться выпадение из раствора продуктов реакции, что приведет к закупорке пор породы.

Ко второй категории интенсифицирующих кислотных обработок относятся обработки пластов, имеющих естественную трещиноватость. В таких условиях для достаточно полного охвата породы пласта обработкой очень важно закачивать кислотный раствор при давлениях, не допускающих возможность развития (расширения и увеличения протяженности) естественных трещин. Такие обработки применяют для удаления вторичных отложений и частиц разрушенной

породы на стенках трещин. Кислота в основном увеличивает пропускную способность призабойной зоны. Проникновение кислотного раствора в этом случае значительно больше, чем в предыдущем. Если давление закачки кислоты превышает давление гидроразрыва, то может иметь место так называемый кислотный гидроразрыв, который и является третьим видом кислотных обработок.

Кислотные гидроразрывы проводятся для создания каналов высокой пропускной способности, соединяющих со скважиной отдаленные и часто практически изолированные участки продуктивного пласта. Посредством таких каналов значительно улучшается дренаж пласта. От таких обработок, интенсифицирующих нефтедобычу, получают как бы двойную выгоду: как от гидроразрыва, так и от воздействия кислоты, причем кислота продолжает работать как жидкость разрыва и после своего полного истощения.

6.4. Гидроразрыв пласта

Важным методом интенсификации продуктивного пласта является гидроразрыв пласта (ГРП). При осуществлении ГРП в зоне продуктивного горизонта в стволе скважины создается повышенное давление до 70 мПа, которое разрывает пласт, образуя в нем горизонтальные и вертикальные трещины. Чтобы трещины после сброса давления не сомкнулись, в жидкость нагнетания добавляется песок.

Особенно эффективны операции ГРП в скважинах, имеющих низкую продуктивность. Основными требованиями к проведению ГРП являются:

1. Малая продуктивность скважины, не связанная с истощенностью пласта (пластовое давление должно быть достаточно высоким).

2. Низкая проницаемость продуктивного пласта (до 200 миллидарси). Гидроразрыв с проницаемостью более 200 мД дает небольшой эффект. Нижним пределом проницаемости призабойной зоны пласта, при которой еще можно получить эффективный ГРП является 1 мД.

Технология проведения гидроразрыва пласта следующая: в скважину спускаются НКТ с пером и в ранее перфорированную часть пласта нагнетается под большим давлением жидкость с 20-25% песка. Количество закачиваемой жидкости определяется приемистостью пласта от 5 до 50 м³. Песок является закрепляющим средством, чтобы образовавшиеся при ГРП трещины не сходились.

В качестве жидкостей для проведения ГРП могут применяться нефть, керосин, дизтопливо и в нагнетательных скважинах вода с ПАВ. Важнейшими свойствами жидкости разрыва являются вязкость и фильтруемость. Для повышения вязкости применяются загустители, гелеобразующие агенты, эмульсии.

Добавки, снижающие фильтруемость, делятся на три категории:

- а) нефтепроизводные асфальтового типа - это асфальтит и асфальтены;
- б) натуральные или синтетические смолы для снижения фильтруемости жидкостей на водной основе;
- в) нерастворимые добавки: измельченные скорлупы орехов, растительные волокна, хлопья из пластмассы.

Подобранный для ГРП состав нагнетается в пласт по затрубному пространству, если позволяют прочностные характеристики эксплуатационных колонн, т.к. давление ГРП достигает до 50-70 МПа, или по НКТ с применением пакера. ГРП может быть многократным объемным ГРП, когда в одной продуктивной зоне образуется несколько трещин и направленный ГРП с образованием одной трещины, имеющей высокую пропускную способность, для чего делается вырезание в колонне и в призабойной зоне направляющих пазов - надрезов, расположенных вместе предполагаемого образования трещины. После ГРП могут образовываться как горизонтальные трещины по напластованию, так и вертикальные трещины. После получения устойчивого дебита в пределах допустимой обводненности за период испытания скважина сдается промысловикам.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

- 1.** Назначение и конструкция соединителей при спуске обсадных труб секциями.
- 2.** Тампонажные портландцементы, применяемые для разобщения пластов в скважине.
- 3.** Модификация тампонажных материалов, применяемых для разобщения пластов в скважине.
- 4.** Свойства тампонажных растворов и цементного камня.
- 5.** Добавки и реагенты, применяемые для регулирования свойств цементных растворов и цементного камня.
- 6.** Получение облегченных цементов и их свойства.
- 7.** Получение утяжеленных цементов и их свойства.

- 8.** Реагенты и добавки для сокращения сроков схватывания цементных растворов.
- 9.** Реагенты и добавки, удлиняющие сроки схватывания цементных растворов.
- 10.** Реагенты для снижения водоотдачи цементного раствора и регулирования вязкости.
- 11.** Специальные виды добавок для проведения тампонажных работ.
- 12.** Наземное оборудование, применяемое при цементировании скважин.
- 13.** Способы цементирования скважин.
- 14.** Технология одноступенчатого цементирования скважин.
- 15.** Технология порционного цементирования скважин.
- 16.** Технология двухступенчатого цементирования скважин.
- 17.** Технология манжетного цементирования скважин.
- 18.** Технология обратного цементирования скважин.
- 19.** Расчет одноступенчатого цементирования скважин.
- 20.** Особенности расчета двухступенчатого, порционного, манжетного и обратного цементирования скважин.
- 21.** Контроль качества цементирования скважин.
- 22.** Методы определения герметичности эксплуатационных колонн.
- 23.** Расчет натяжения свободной части эксплуатационной колонны.
- 24.** Обвязка устья скважины после цементирования.
- 25.** Стадии освоения скважин.
- 26.** Назначение и устройство фильтров для призабойной части скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Соловьев Е.М.* Заканчивание скважин. М.: Недра, 1979.
2. *Подгорнов В.М.* Практикум по заканчиванию скважин. М.: Недра, 1984.
3. *Булатов А.И.* Формирование и работа цементного камня в скважине. М.: Недра, 1990.
4. *Соловьев Е.М.* Задачник по заканчиванию скважин. М.: Недра, 1979.
5. *Данюшевский В.С. и др.* Справочное руководство по тампонажным материалам. М.: Недра, 1987.

6. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. г. Куйбышев, 1989.

7. Методические указания по курсу «Заканчивание скважин», Волостнов С.А., СамГТУ, 1999.