

Министерство образования и науки РФ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров, В.П. Овчинников

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ
В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ**

Учебное пособие

Допущено «Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 13100 «Нефтегазовое дело» и специалистов 130504 «Буриение нефтяных и газовых скважин»

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»
Тюмень
2011

□ УДК 622.245/276/279

Рецензенты:

А.П.Телков, доктор технических наук, профессор ТюмГНГУ;
С.К.Сохошко, доктор технических наук, главный научный сотрудник института «ТюменНИИгипрогаз».

Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Овчинников В.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 386 с.

В учебном пособии, применительно к геолого-физическим и геолого-техническим условиям месторождений и скважин ЗСНГП, рассматриваются актуальные задачи и обосновываются методы выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в скважинах.

Приведен анализ существующих методов ограничения и ликвидации различных видов водопритоков, газопритоков в нефтяные скважины и водопескопроявлений в нефтяные и газовые скважины, а так же наиболее эффективные материалы и технологии при их реализации.

Учебное пособие разработано для студентов специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин», а также направления 131000 «Нефтегазовое дело» подготовки бакалавров и магистров, специализирующихся по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин и будет полезно инженерно-техническим работникам, слушателям курсов повышения квалификации и научным сотрудникам, занятым бурением и эксплуатацией нефтяных и газовых скважин и разработкой месторождений.

Учебное пособие выпущено в рамках реализации конкурса грантов ООО «ТНК-ВР-Менеджмент» для профессиональных вузов РФ (проект 2008 года № 41 Повышение управленческой компетентности выпускников специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», в условиях перехода буровых предприятий на сервисное обслуживание при строительстве скважин).

Илл. 35; табл. 51; прилож. 5; библи. 15.

ISBN 978-5-9961-0284-6

ВВЕДЕНИЕ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшим нефтегазодобывающим регионом России, основой минерально-сырьевой базы страны. Несмотря на снижение в последние годы темпов и качества подготовки промышленных запасов углеводородов и объемов нефтедобычи, что связано как с экономическими трудностями, так и недостаточной технической оснащенностью нефтегазодобывающих предприятий и компаний, Западная Сибирь по-прежнему остается ведущим регионом по добыче нефти, газа и газового конденсата.

Обеспечение возрастающих масштабов производства требует увеличения затрат и средств на разведку месторождений, применения рациональных систем разработки и способов добычи нефти и газа, совершенствования технологий буровых и ремонтно-изоляционных работ, широкого внедрения более совершенных методов воздействия на прискважинную зону пластов для повышения продуктивности скважин и увеличения промышленных притоков нефти и газа.

В комплекс технологий и мероприятий, повышающих продуктивность и производительность нефтяных и газовых скважин, неотъемлемой частью входит ограничение притока пластовых вод, пескопроявлений и прорыва газа из газовой шапки, входящих в номенклатуру ремонтов по РИР.

В Западной Сибири в последние годы открываются глубокозалегающие низкоамплитудные, сложнопостроенные залежи нефти, приуроченные к переходным водонефтяным зонам, залежи с газовой шапкой, содержащие трудноизвлекаемые запасы нефти. Большинство нефтяных залежей подстилаются частично или полностью подошвенными водами либо оконтуриваются краевыми водами. В процессе освоения и опытно-промышленных работ, особенно при эксплуатации скважин, в результате активного продвижения границ раздела получают, как правило, двухфазные притоки с опережающим движением воды или газа. При разработке таких месторождений возникают весьма сложные задачи, а рациональная их эксплуатация невозможна без знания геолого-промысловых особенностей и закономерностей обводнения и загазовывания нефтяных залежей и скважин.

Основными причинами обводнения добывающих скважин в процессе эксплуатации являются технические, связанные с нарушениями крепи

скважины и состоянием эксплуатационной колонны, и обводнение продуктивного пласта водой, участвующей в вытеснении из него нефти, что приводит к самому распространенному виду осложнений – водопескопроявлениям.

Недостаточное научное обоснование подходов к воздействию на при-скважинную зону нефтеводонасыщенных пластов, интервалы залежей с различным нефтенасыщением, залежи с подошвенной водой, краевыми водами или нефтяные залежи с газовой шапкой с целью ограничения водогазопри-токов снижают эффективность подготовки извлекаемых запасов углеводородов промышленных категорий, добычи нефти и газа, и достижения максимальных (проектных) коэффициентов извлечения углеводородов.

С этих позиций увеличение продуктивности скважин и получение безводных промышленных притоков углеводородов является актуальной проблемой, решение которой отразится на повышении эффективности подготовки извлекаемых запасов нефти и газа промышленных категорий, добычи углеводородов и степени использования сырьевых ресурсов и увеличения в целом экономического потенциала Западно-Сибирского региона.

1 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР МОДЕЛИ НАСЫЩЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕТОДОВ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

1.1 Краткая характеристика пластовых вод и условий их залегания

В горных породах вода находится в разных формах. Выделяются следующие виды воды: свободная гравитационная (жидкая); свободная капиллярная (жидкая); сорбционно-замкнутая; стыковая (пендулярная); рыхлосвязанная (ионсорбционная); прочносвязанная (адсорбционная); цеолитная; кристаллизационная и конституционная (рисунок 1.1).

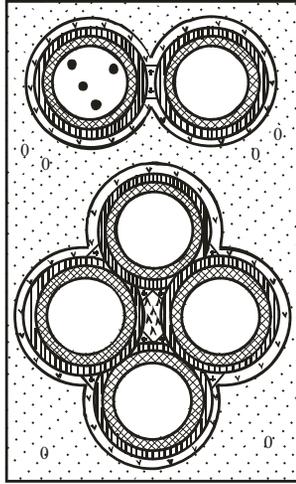
Свободная гравитационная вода находится в капельно-жидком состоянии в проницаемых породах в сверхкапиллярных порах. Она передвигается под действием гравитационной силы и способна передавать гидростатическое давление.

Свободная капиллярная вода находится в капиллярных порах и при их сплошном заполнении может передавать гидростатическое давление, а при частичном заполнении пор она подчиняется менисковым силам.

Сорбционно-замкнутая вода (преимущественно в глинах и глинистых песчаниках) представляет собой капельно-жидкую воду, изолированную от основной массы свободной воды, насыщающей породу, слоями связанной или стыковой воды.

Физически связанная вода в породах удерживается на поверхности минеральных частиц силами молекулярного сцепления и водородными связями, образуя слой в несколько десятков или даже сотен молекул. Внутренний слой этой воды прочно связан с поверхностью минеральных частиц (прочносвязанная вода), во внешнем слое эти связи ослабевают (рыхлосвязанная вода).

В местах сближения минеральных частиц породы слои связанной и капиллярной воды утолщаются и образуется стыковая (пендулярная) вода.



	1		4		7
	2		5		8
	3		6		9

1 – минеральные частицы пород; 2 – включения воды; воды: 3 – прочносвязанная; 4 – рыхлосвязанная; 5 – капиллярная; 6 – стыковая; 7 – сорбционно-замкнутая; 8 – гравитационная (свободная); 9 – парообразование в свободной воде.

Рисунок 1.1 – Классификация подземных вод по форме их нахождения в горных породах (по А.А. Карцеву)

В нефтяных и газовых залежах, в их продуктивной части прочносвязанная, рыхлосвязанная и стыковая воды составляют так называемую остаточную воду, т.е. оставшуюся в поровом пространстве после его заполнения нефтью или газом. Содержание остаточной воды изменяется от 0 до 15 % в гидрофобных и до 50 % в гидрофильных коллекторах. Среднее содержание остаточной воды в гидрофобных коллекторах 7 – 10 %, а в гидрофильных – от 10 % до 30 %.

По прочности связи с веществом минералов выделяют цеолитную, кристаллизационную и конституционную воды.

Цеолитная вода содержится в минералах в непостоянных количествах (в цеолитах, опале – $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ и др.). К цеолитной воде А.А. Карцев относит связанную воду, находящуюся в межслоевых промежутках глинистых минералов (монтмориллонит, левьерьерит и др.); в монтмориллоните ее содержится 24 % (от массы минерала), в левьерьерите – 17 %.

Кристаллизационная вода входит в состав кристаллической решетки в постоянном количестве, но при ее удалении полного разрушения минерала не происходит. Так гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) переходит при полной дегидратации в ангидрит (CaSO_4).

Конституционная вода (например, в слюдах) выделяется лишь при полном разрушении минералов.

Подземные воды в твердом (лед) и парообразном состоянии имеют довольно значительное распространение. Подземные льды встречаются в зоне развития многолетнемерзлых пород (криолитозона); подземные пары – в областях вулканизма. На больших глубинах находятся жидкие перегретые воды.

Таким образом, вода в различных формах заполняет поры и пустоты горных пород. Компоненты водосодержащей осадочной породы образуют систему, включающую подсистемы:

- твердую часть (твердую фазу), т.е. скелет, цемент, обменный комплекс;
- жидкую часть, т.е. воды, водные растворы, нефть;
- газовую фазу.

1.2 Геолого-геофизическая характеристика и обоснование модели насыщенности нефтяных залежей

К настоящему времени на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) открыто более 600 месторождений жидких и газообразных углеводородов, в том числе 15 уникальных и более 200 крупных и средних.

Значения рабочих дебитов нефти изменяются от единиц $\text{м}^3/\text{сут.}$ до 100 $\text{м}^3/\text{сут.}$ и более, а газа - от 20 тыс. н.м³/сут. до 1000 тыс. н.м³/сут. и более.

Как правило, месторождения углеводородов, приуроченные к меловым отложениям, являются многопластовыми. В продуктивных песчано-глинистых отложениях развит преимущественно поровый тип коллекторов, литолого-петрофизические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства которых достаточно хорошо изучены.

В большинстве случаев в меловых отложениях выявлены структурные залежи с обширными переходными зонами и зонами недонасыщения, содержащими в себе значительные запасы нефти. Так, в зонах не-

донасыщения залежей, приуроченных к меловым отложениям Среднеобской нефтегазоносной области, содержится более 12% начальных потенциальных ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (без баженковского нефтегазоносного комплекса), что является одним из критериев постановки работ по изысканию методов ограничения водопритоков с целью получения безводных промышленных притоков нефти из этих зон [1, 2, 3, 4].

Известно, что в природных породах-коллекторах присутствует прочносвязанная (адсорбированная), рыхлосвязанная (вода диффузных слоев) и свободная вода. Такое деление справедливо для артезианских бассейнов при наличии в пласте однородной жидкости - пластовой воды. В нефтяных и газонефтяных залежах распределение воды по их высоте является более сложным. В природе не существует четких границ между пластовыми флюидами, поэтому свободный газ, подвижная в обычном понимании нефть и свободная вода разделяются в залежах по гравитационно-капиллярному принципу. С учетом этого изменение водонасыщенности пород по высоте залежей нефти и газа реально следующее: водонасыщенность закономерно возрастает по мере приближения к полностью водонасыщенным породам (к «зеркалу свободной воды») (рисунок 1.2). Однако, чем выше контраст порометрических характеристик контактирующих слоев в залежи и выше неоднородность (расчлененность) ее строения, тем сложнее характер изменения остаточной водонасыщенности по высоте залежи. Характер распределения водонасыщенности по высоте реальной залежи уточняется путем построения графика изменения величины K_v или $K_{нв}$ в зависимости от абсолютной глубины залегания пластов (или удаления по вертикали пласта от отметки ВНК) по всем скважинам месторождения. Высота каждой зоны зависит от геологических особенностей строения и условий формирования залежи и коллекторских свойств пород. На отдельных месторождениях Западной Сибири высота предельно насыщенной зоны значительно меньше высоты недонасыщенной и переходной зон, а суммарная высота последних составляет 10 - 40 м и больше, на которые может приходиться более 70% объема залежи нефти.

Подвижность флюидов и характер отдачи пластов при испытании по высоте залежи определяются многими факторами: свойствами пород и самих флюидов, соотношением объемов смачивающего (вода) и несмачивающего (нефть, газ) компонентов и др. В однородном коллекторе под-

вижность пластовых флюидов и состав притока при испытании оцениваются по кривым относительных проницаемостей и по величине относительных проницаемостей для воды ($K_{пр.в.}$) и нефти (газа) ($K_{пр.н.}$) и содержания воды в нефтяной залежи выделяется четыре зоны:

- предельного насыщения, где $K_v \square K_{в.св.}$;
- недонасыщенная, где $K_{в.св.} < K_v < K_v^I$;
- переходная, где $K_v^I < K_v < K_v^{II}$;
- остаточной нефтенасыщенности, где $K_v^{II} < K_v < 1$ (рисунок 1.2).

В зоне недонасыщения, наряду с подвижными углеводородами и связанной водой, находится некоторое количество свободной пластовой воды, содержание которой возрастает от $K_{в.св.}$ до K_v^I . Высота этой зоны может быть различной в зависимости от строения и условий формирования залежей. В чистых (неглинистых) однородных коллекторах высота этой зоны в 2 - 3 раза меньше, чем в глинистых и слоистых. В последних она может достигать толщины 30 - 50 м. Относительная проницаемость для воды в пределах всей зоны равна нулю, и при соблюдении правильной технологии отбора из этой зоны получают чистые притоки нефти. При нарушении технологии эксплуатации из этой зоны можно получить продукцию с небольшим содержанием воды за счет отрыва движущимся потоком углеводородов. Нижняя граница недонасыщенной зоны принимается в качестве водонефтяного контакта. Например, продуктивным горизонтам группы **АВ** Самотлорского месторождения свойственны значительная литологическая неоднородность, расчлененность и прерывистость. Пласты песчаников и алевролитов имеют повышенное содержание связанной воды. В результате в приконтурных участках образуются обширные, толщиной до 30 м зоны недонасыщенности коллекторов. Поэтому даже в начальный период эксплуатации скважин, в которых пласт перфорирован на расстоянии 10-20 м от уровня ВНК, они содержат в составе добываемой жидкости воду (пласты $АВ_{4-5}$, $АВ_{6-7}$).

В пределах каждой залежи максимальная гипсометрическая отметка, на которой относительная проницаемость для воды равна нулю, колеблется вследствие изменения коллекторских свойств породы и строения залежи. Если в районе ВНК порометрические характеристики пород по площади залежи существенно различаются, то абсолютные отметки ВНК, где ($K_v = K_v^I$), будут также изменяться, и это является одной из причин существования негоризонтальных контактов. Высота недонасыщен-

ной зоны обычно оценивается по графику изменения величины $K_{\text{н}}$ от удаления (по вертикали) пласта от отметки ВНК (ДН). На рисунке 1.3 приведена схема распределения различных по нефтенасыщенности зон по высоте нефтяной залежи, в соответствии с которой по направлению «снизу – вверх» выделяются:

1 - водонасыщенная зона;

2 - зона с остаточной нефтью, в подошве которой содержание остаточной нефти $s_{\text{н}} = 0$, а в кровле - фазовая проницаемость по нефти $K_{\text{пр.н.}} = 0$. Эта зона завершает нефтяную залежь. В ней на самых низких гипсометрических отметках залегают полностью водонасыщенные породы $K_{\text{в}} = 1$, где $P_{\text{к}} = 0$. Выше этой отметки породы содержат свободную воду и остаточную (неподвижную) нефть. В этой зоне относительная проницаемость для нефти всегда равна нулю, а водонасыщенность больше $K_{\text{в}}^{\text{II}}$. Высота ее на различных месторождениях может изменяться от нескольких метров до 10-50 м. Остаточная нефтенасыщенность такой зоны может быть самой различной. В чистых коллекторах она выше, чем в глинистых, и в общем случае возрастает по направлению к поверхности земли от «зеркала воды». Приток из этой зоны при испытании скважин (без дополнительного воздействия на пласт методами стимулирования притоков нефти) осуществляется за счет свободной воды;

3 - зона совместных притоков пластовой воды и нефти, или так называемая переходная зона. В подошве этой зоны фазовая проницаемость по нефти $K_{\text{пр.н.}} = 0$, а содержание остаточной нефти соответствует ее максимальному значению. В кровле такой зоны фазовая проницаемость по воде $K_{\text{пр.в.}} = 0$, а свободная вода выше этой зоны целиком переходит в связанную. При испытании здесь получают притоки за счет свободной воды и подвижной нефти, по соотношению которых расчетным путем эту зону можно разделить на эквивалентные водо- и нефтенасыщенные толщины. Толщина переходной зоны даже в пределах одной залежи находится в сложной зависимости от свойств пород, пластовых флюидов и строения коллекторов. В общем случае она обратно пропорциональна проницаемости и однородности пород в этой зоне. Чем ниже проницаемость пород, тем выше значение критической водонасыщенности и больше толщина переходной зоны. Этими причинами можно объяснить случаи, когда отметки ВНК в различных скважинах залежи изменялись на 10 м и более при горизонтальном положении уровня для зеркала воды.

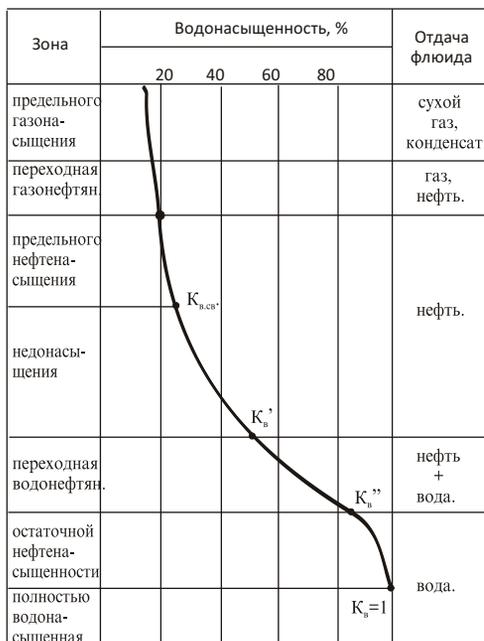
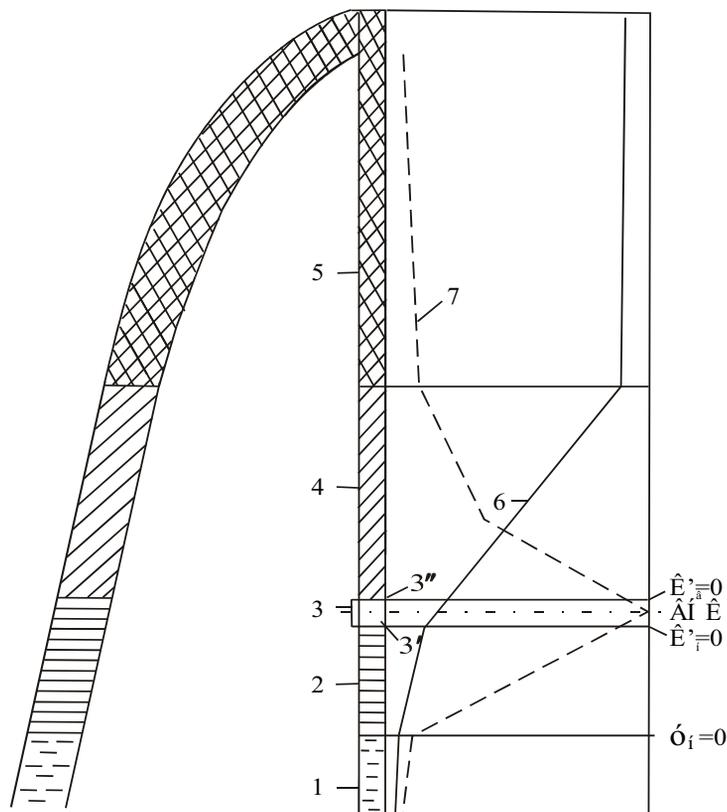


Рисунок 1.2 - Схема насыщения и отдачи флюида при опробовании продуктивных пластов нефтегазовых месторождений (по А.В.Ручкину)

При наличии в переходной зоне непроницаемых или слабопроницаемых пропластков ее высота увеличивается на размеры, превышающие суммарную толщину таких пропластков. Чем выше неоднородность (слоистость) пород, тем большую толщину имеет переходная зона.

Многие нефтяные и нефтегазовые залежи месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеют большие зоны недонасыщения и переходные зоны с повышенным содержанием остаточной воды. Такие обширные водонефтяные зоны имеются на Федоровском, Смотлорском, Варьеганском, Лянторском, Суторминском и других месторождениях. Переходные зоны нефтяных залежей обязательно участвуют в разработке. По мере выработки залежи происходит снижение нефтенасыщенности пород в переходной зоне вплоть до значения K_v'' [2]. При значительной толщине переходной зоны на больших месторождениях целе-

сообразно выделять ее в самостоятельный объект подсчета, для чего необходимо определять значения $h_{эф}$, K_n , коэффициенты нефтеотдачи и категорию запасов;



1 – вода; 2 – зона с остаточной нефтью; 3 – зона совместных притоков нефти и пластовых вод (3' – зона эквивалентной водонасыщенной толщины; 3'' – зона эквивалентной нефтенасыщенной толщины); 4 – зона недонасыщения; 5 – зона предельного нефтенасыщения; 6 – условная статистическая линия распределения удельного электрического сопротивления пласта по высоте залежи (по В.К. Федорцову, 1986); 7 – условная статистическая линия распределения коэффициента нефтенасыщенности по высоте залежи.

Рисунок 1.3 – Схема распределения различных по нефтенасыщенности зон по высоте нефтяной залежи

4 - зона недонасыщения порового объема коллектора нефтью. На нижней границе зоны фазовая проницаемость по воде $K_v=0$, тогда как на верхней нефтенасыщенность достигает своего максимального значения. Водонасыщенность коллектора по толщине зоны «снизу – вверх» убывает за счет снижения доли диффузных слоев при создании на пласт градиента давления. При вскрытии пласта бурением с промывкой глинистыми растворами формируются заметные зоны проникновения. Происходит это, по-видимому, за счет хорошей подвижности диффузных слоев связанной воды при ее вытеснении фильтратом бурового раствора;

5 - зона предельного нефтенасыщения. Для нее характерно максимальное и примерно одинаковое по высоте для равнопроницаемых коллекторов нефтенасыщение. При вскрытии этой зоны бурением с промывкой глинистыми растворами формируются незначительные по радиусу зоны проникновения. Видимо, так же, как на отдельных участках сплошная до этого пленка прочно связанной воды (абсорбированной) разорвана нефтью, поверхность породы в определенной степени приобретает гидрофобные свойства. При испытании такой зоны, как правило, получают безводную нефть.

Исходя из вышеизложенного производится изучение фактического распределения нефтенасыщенности по высоте нефтяной залежи. Для этого используется известное положение о том, что водонасыщенность есть функция удельного электрического сопротивления пласта. В пределах нефтяной залежи условно выделяют типы коллекторов с следующими относительными амплитудами кривой естественной поляризации пород: $\alpha_{nc} = 0,46; 0,46 - 0,76$ и $0,76 - 1,0$. [2]

Далее производят построение графиков в координатах удельное электрическое сопротивление пласта ρ_n - превышение над установленной отметкой ВНК. Причем вблизи ВНК значения ρ_n соотносятся для водонасыщенных пластов с их кровлей, для нефтенасыщенных - с подошвой, во всех остальных случаях берется превышение над ВНК середины интервала пласта. Подобная корректировка на плоскость ВНК (как на репер) диктуется необходимостью исключить влияние на проводимые исследования наклонных контактов, достигающих расхождений в 10 - 15 м и более при больших по площади размерах залежи.

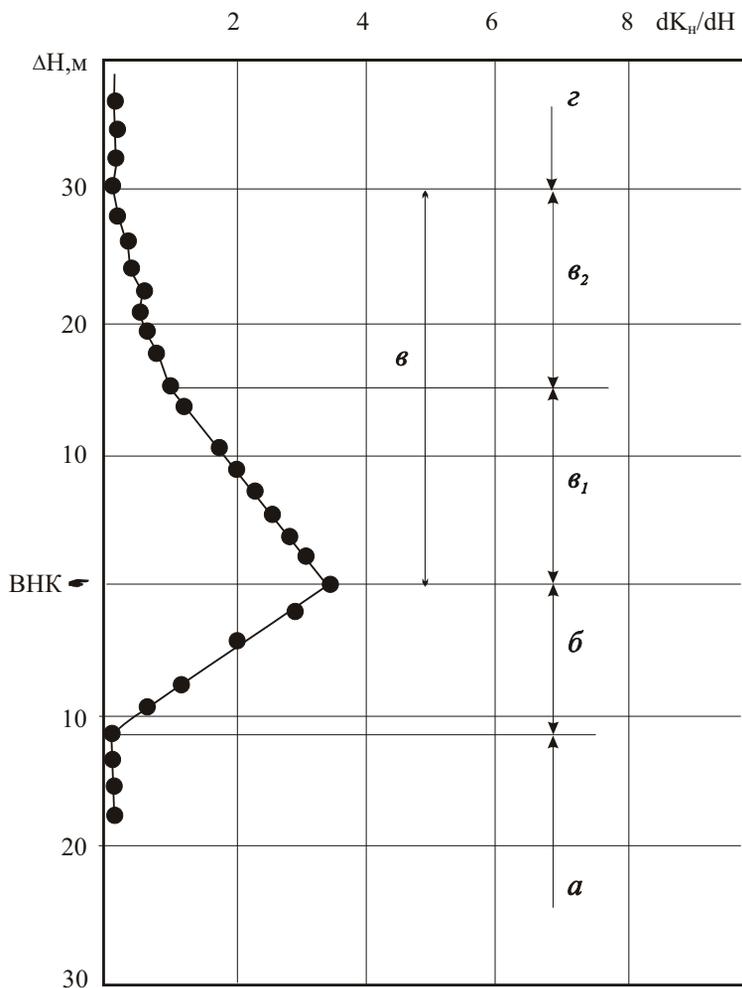
Затем методом статистического дифференцирования кривая $\rho_n = f(H)$ для нефтяной залежи разделяется на отдельные самостоятельные зоны (рисунок 1.4):

а - водонасыщенная зона с нулевым градиентом dp_n/dH ;
б - зона с остаточной нефтью по увеличению градиента dp_n/dH вверх по разрезу;
в - недонасыщенная зона по спаду градиента dp_n/dH вверх по разрезу;
г - зона предельного нефтенасыщения по практической стабилизации градиента dp_n/dH [2].

Зона недонасыщения делится на две подзоны: v_1 и v_2 .

Из двух выделенных большей интерес представляет подзона « v_1 ». Она выделяется на многих залежах нефти в меловых отложениях Нижневартовского, Сургутского и Красноленинского (викуловская свита) нефтегазоносных районов (рисунок 1.4).

Используя данные о зональном строении нефтяной залежи по высоте, можно прогнозировать характер притока из пласта при четкой дифференциации залежи по насыщению пластовым флюидом. Если характер притока из зон «а» и «г» не вызывает сомнений, то при вызове притока из зон «б» и «в» результаты могут оказаться противоречивыми. Эти две зоны отличаются между собой не только коэффициентом нефтенасыщенности, но и величинами капиллярных давлений. В то же время распределение связанной воды оказывает большое влияние на фазовые проницаемости для нефти и воды, которые определяются степенью насыщенности пор разными фазами. Породы-коллекторы меловых отложений являются гидрофильными, то есть смачивающей фазой является вода. Поэтому в зоне «а» капиллярные давления равны нулю, а вверх по залежи эти давления возрастают. Зона «б», находясь ближе к уровню нулевого капиллярного давления, имеет большую подвижность пластовой воды по сравнению с зоной «в». В зоне недонасыщения выделены две подзоны с различной подвижностью связанной воды. Наибольший интерес представляет подзона, расположенная непосредственно над ВНК (область возможного течения диффузных слоев). Толщина выделенных зон (подзон) зависит, прежде всего, от фильтрационно-емкостных свойств пород: чем выше физические свойства коллекторов, тем меньше толщина зон недонасыщения. Строение залежей по высоте контролируется и определяется равновесием капиллярных и гравитационных сил, действующих на пластовые флюиды, а наиболее коррелируемым с фазовой проницаемостью (по несмачивающей жидкости) по высоте нефтяной залежи является коэффициент нефтенасыщенности.



а – водонасыщенная зона; *б* – зона остаточной нефтенасыщенности;
в – зона недонасыщения; *г* – зона предельного нефтенасыщения.

Рисунок 1.4 – Распределение градиента нефтенасыщенности по высоте залежи ($dK_{и}$) в зависимости от удаления и от установленной отметки ВНК (ΔH).

Зональность по высоте нефтяных залежей, основанная на учете различий в степени подвижности связанной воды и нефти, является решаю-

щим фактором при обосновании методики и технологий воздействия на прискважинную зону с целью ограничения притока пластовых вод.

В связи с изложенным целесообразным является осуществление выбора технологий ограничения водопритоков физико-химическими методами с учетом изменения коэффициента продуктивности скважин по нефти.

1.3 Геолого-промысловое обоснование методов водогазоизоляционных работ

Состояние вопроса и задачи водогазоизоляционных работ. При проведении геологоразведочных работ на нефть и газ, а затем и при эксплуатации месторождений в Западной Сибири скважинами часто вскрываются нефтеводонасыщенные зоны залежей (пластов). При вскрытии таких зон перфорацией и последующем их испытании получают двухфазные притоки с опережающим движением воды из пласта. Другой причиной получения притоков пластовых вод являются перетоки, обусловленные негерметичностью контактных зон либо цементного камня, а также прорыв подошвенных и краевых вод по конусу.

Традиционные методы (установка цементных мостов под давлением и др.) часто не дают положительных результатов при производстве водоизоляционных работ.

Результаты испытания нефтеводонасыщенных пластов оказывают важное влияние на установление положения ВНК и, следовательно, на подсчет запасов и добычу нефти.

Опыт применения различных методов ограничения и изоляции притока пластовых вод в нефтяных скважинах с помощью мономерных, олигомерных и полимерных материалов неорганической, органической и элементоорганической природы в нашей стране и за рубежом свидетельствует о том, что наиболее предпочтительно для этих целей использование селективных водоизолирующих материалов элементоорганической природы [2, 4, 5].

Целью проведения водоизоляционных (ремонтно-изоляционных) работ при разведке месторождений нефти и газа является обеспечение качественного испытания и получения достоверной информации о характере насыщения, продуктивных характеристиках пласта, получения промышленного притока и данных для подсчета запасов.

При испытании скважин основными причинами обводнения нефтенасыщенных объектов являются:

1. поступление воды из смежных водонасыщенных интервалов в виде межпластовых перетоков и заколонной циркуляции через негерметичный цементный камень;
2. подтягивание и прорыв в интервал перфорации конуса подошвенной воды;
3. водопроявления в виде течения диффузных слоев рыхлосвязанной воды при освоении объектов зоны недонасыщения.

Для достижения поставленной цели на каждой конкретной скважине необходимо решить следующие задачи:

1. определить характер обводненности и положение ВНК;
2. изучить техническое состояние скважины и определить допустимое внутреннее давление в колонне;
3. проверить состояние забоя и фильтра и при необходимости промыть забой скважины;
4. проверить приемистость пласта перед закачкой изоляционных материалов, провести в отдельных случаях мероприятия по улучшению приемистости;
5. прошаблонировать колонну перед задавкой тампонажных материалов с пакером.

При эксплуатации скважин на процесс их обводнения оказывают влияние темп отбора жидкости, расстояния до ближайшего водоносного горизонта, поступление (прорыв) воды к забоям эксплуатационных скважин из системы ППД и др.. Например, на Самотлорском месторождении средние расстояния от интервала перфорации до ближайшего водоносного горизонта в обводнившихся скважинах по пластам $BВ_{8}^1$, AB_{4-5} , AB_{2+3}^1 составили, соответственно, 13,1; 23,1; 14,6 м, а в необводнившихся - 18,3; 28,6 и 15,6 м. Сравнение этих данных показывает, что в 26% обводнившихся скважин эти расстояния превышают 15 м, 32% - менее 3 м, то есть на обводнение скважин влияет разобщение продуктивных горизонтов и, прежде всего, факторы геолого-физические и технологические, обусловленные строением продуктивной части разреза, темпами отбора нефти и др..

Сравнительный анализ промысловых данных показывает, что при разработке таких горизонтов геологические факторы оказывают на обводнение примерно в 3 раза большее влияние, чем технологические. Вме-

сте с тем очевидно, что дальнейшее совершенствование технологии цементирования позволит повысить качество разобщения продуктивных горизонтов и, следовательно, снизить влияние геологических факторов на обводнение скважин. Например, подавляющее большинство скважин, эксплуатирующих один из основных продуктивных горизонтов АВ_{4,5} на Самотлорском месторождении, обводняются за счет подошвенной воды. Особенностью геологического строения горизонта АВ_{4,5}, залежи нефти, осложняющей разработку, является наличие обширной водонефтяной зоны, составляющей более 90% площади залежи. Подошвенная вода поступает здесь по заколонному пространству из-за некачественного крепления скважин и за счет подтягивания воды по самому пласту вследствие более низкой ее вязкости по сравнению с нефтью, с образованием вокруг скважин конусов обводнения. Особенности геологического строения горизонта АВ_{4,5}, в частности, наличие глинистых разделов суммарной толщиной ≥ 2 м в интервале разреза между ВНК и нижними отверстиями перфорации, наряду с абсолютными отметками последних, оказывают существенное влияние на величину удельной безводной добычи.

В настоящее время в Среднем Приобье водопроявления, связанные с негерметичностью эксплуатационных колонн, составляют в среднем 52,2%.

В ряде нефтегазоносных районов осложнения, связанные с негерметичностью обсадных колонн и межпластовыми перетоками, составляют до 20% от общего числа осложнений. На ремонтно-изоляционные работы в эксплуатационном бурении тратится 60%, а в разведочном - около 80% от общих затрат на крепление скважин. Наиболее распространенным способом ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн является установка цементных мостов под давлением. Вместе с тем многообразие геолого-технических факторов часто определяет случайный характер исхода операций, а в итоге - низкую эффективность работ повторного цементирования.

На эксплуатируемых месторождениях Западной Сибири распространено обводнение скважин по отдельным, наиболее проницаемым пропласткам продуктивного пласта из-за крайне неравномерной выработки послойно-неоднородных продуктивных пластов, а также нагнетаемой водой из системы ППД. Борьба с таким типом обводнения требует избирательного (селективного) отключения обводненных интервалов пласта при сохранении продуктивности нефтенасыщенных участков разреза, од-

нако ремонтно-изоляционные работы, как правило, проводились ранее с применением цементных растворов, хотя их успешность достигалась только при отключении нижних пластов, то есть при изоляции заколонной циркуляции подошвенных вод.

Причины обводнения нефтяных скважин. При получении притока в процессе опробования пласта, не соответствующего характеру насыщения, или смешанного притока (нефть с водой, газ с водой и нефтью) производится повторная интерпретация всего имеющегося геологопромыслового материала с определением параметра насыщения и коэффициента нефтенасыщенности по данным геофизических исследований разреза методом каротажа и имеющихся петрофизических корреляций. В случае подтверждения сделанных ранее выводов о характере насыщения пласта необходимо решить вопрос об интенсивности, месте и причине поступления воды в скважину. Для этого проводится комплекс гидродинамических и геофизических исследований, в состав которого входят методы, применяемые обычно на стадиях поисков и разведки месторождений, а также контроля за их разработкой (исследование на приток на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации, определение приемистости скважины при нагнетании жидкости в пласт, акустическая и гамма-гамма цементометрия, высокоточная термометрия, ИННК, закачка меченого вещества, замеры резистивиметром, влагомером, плотномером, дебитомером).

Распределение состава флюида в стволе скважины, в том числе и против интервала перфорации, можно контролировать за мерами резистивиметра, влагомера, плотномера и дебитомера. Эти методы позволяют показать, насколько получаемый приток соответствует интервалу перфорации или же он связан с негерметичностью эксплуатационной колонны. Межпластовые перетеки, интервалы заколонной циркуляции, а также эффективные работающие толщины внутри исследуемых интервалов определяют методами высокоточной термометрии, импульсным нейтрон-нейтронным каротажем, закачкой меченого вещества. Качество цементирования эксплуатационной колонны, интервал заколонной циркуляции и интенсивность перетеков оцениваются по данным акустического цементомера (АКЦ) за мерами на двух частотах (20 - 25 и 6 - 8 кгц) при разных противодавлениях в колонне. Эти работы производятся специализированными службами на основе действующих инструктивных и регламентиру-

ющих документов. Важное место отводится гидродинамическим методам контроля за характером освоения и параметрами притока.

Гидродинамические параметры смешанных и однородных по своему составу притоков в фонтанирующих, периодически фонтанирующих и непереливающих скважинах исследуются обычно применяемым в этих случаях комплексом. Процесс освоения контролируется по изменениям и стабилизации коэффициента продуктивности и показателям совершенства вскрытия скважины во времени. Гидродинамические методы позволяют непосредственно оценить приемистость пласта, что необходимо для обоснованного проектирования изоляционных работ.

В случае, когда комплексом методов высокоточной термометрии, импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, АКЦ, а в отдельных случаях и закачкой красителей (меченой жидкости) устанавливается интервал законной циркуляции и распределение состава флюида по нему, то вопрос о проведении изоляционных работ становится очевидным. При этом методы резистивиметрии, плотнометрии, влагометрии и дебитометрии имеют подчиненное значение.

Сложнее различить водопроявления, связанные с подтягиванием и прорывом конуса подошвенных вод в однородном пласте либо течением рыхлосвязанной воды диффузных слоев. В таких случаях методы резистивиметрии, плотнометрии, влагометрии и дебитометрии подтверждают, что приток идет из интервала перфорации. То же самое подтверждают АКЦ, закачка меченой жидкости, ИННК. Лишь высокоточная термометрия может показать, что во времени изменение температурного поля и прогрев прискважинной зоны будут смещаться вниз за интервал перфорации при прорыве подошвенных вод по конусу. Такого смещения не должно наблюдаться при поступлении воды диффузных слоев из пласта. При исследовании методом установившихся отборов с увеличением забойной депрессии возрастает содержание воды в продукции скважины при подтягивании и прорыве конуса подошвенной воды, а при водопроявлении за счет диффузных слоев, наоборот, отмечается увеличение содержания нефти.

По комплексу рассмотренных выше методов рекомендуется не только определить место притока пластовых вод, но и распознать причину ее поступления в скважину, что является решающим при выборе технологии ведения водоизоляционных работ (рисунок 1.5).

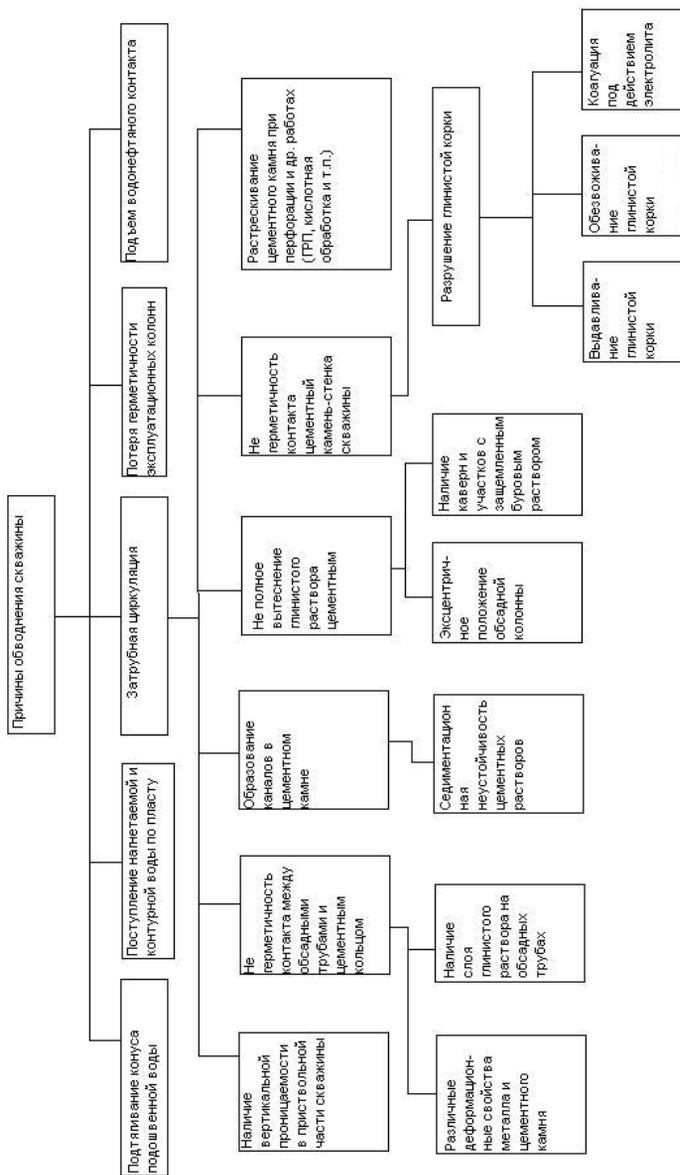


Рисунок 1.5. Схема, иллюстрирующая причины обводнения скважины

Исследование особенностей разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что высокий незадействованный потенциал для стабилизации и увеличения добычи нефти заключен в фонде скважин и характеризуется тем, что по наиболее крупным месторождениям темп обводнения в 3-5 раз выше темпа выработки запасов и до 30 % обводненных скважин, находящихся за пределами действующего фонда, выработали не более 50 % своих первоначальных запасов, а эффективность работ по воздействию на пласт неуклонно снижается, что связано, с одной стороны, с истощением запасов и ухудшением их структуры, с другой – с отсутствием глубокого анализа применимости различных методов воздействия на пласт и выявления области применения каждого из них.

Главной задачей в стабилизации добычи нефти является предотвращение и уменьшение обводненности продукции. Для стабилизации добычи нефти темп обводненности должен соответствовать темпу выработки запасов.

Основные причины обводнения добывающих скважин в процессе эксплуатации можно разделить на две основные группы:

1 – обводнение скважин по техническим причинам, связанное с нарушением крепи скважины и техническим состоянием эксплуатационной колонны;

2 – обводнение продуктивного пласта водой, участвующей в вытеснении из него нефти.

Обводнение скважин в результате заколонных перетоков из нижних или верхних водонасыщенных пластов достаточно распространенное явление на многих месторождениях Западной Сибири. Для применявшихся в процессе строительства скважин технологий цементирования и тампонажных материалов можно отметить некоторую неизбежность образования каналов между цементным камнем и обсадными трубами или горными породами и, как следствие, последующих перетоков флюидов по данным каналам.

Установление факта обводнения в результате заколонных перетоков проводят при проведении гидродинамических (ГДИ) и геофизических исследований скважин (ГИС). Затем, в зависимости от расположения водоносного интервала, из которого осуществляется переток воды, производится закачивание изолирующих составов и докрепление цементным раствором через существующий интервал перфорации или через специальные отверстия, с применением разбуриваемых пакеров.

Следствием низкого качества цементных работ является и возникновение негерметичности эксплуатационных колонн при эксплуатации скважин. Установление интервала негерметичности также производится с применением ГИС и ГДИ. Далее осуществляются работы по герметизации колонны с использованием различных тампонирующих составов.

Рассмотренные выше виды работ проводятся в значительных количествах во многих нефтяных добывающих предприятиях Западной Сибири, с довольно высоким процентом успешности.

Также проводятся изоляционные работы при обводнении скважин пластовой водой. Разработано много различных составов и технологий их применения, но этот вид работ проводится с меньшей успешностью.

Значительно менее изучена проблема обводненности скважин водой, участвующей в вытеснении нефти из продуктивного пласта (нагнетаемая вода).

Обводнение закачиваемой в пласт водой может быть вызвано:

- обводнением водонефтяной смесью, образующейся в пласте при прохождении фронта нефтяного вала;
- опережающим прохождением воды (закачиваемой) по высокопроницаемым прослоям;
- прорывом воды по искусственно созданным каналам высокой проводимости (трещинам).

Первый вид обводнения связан с фильтрацией в однородных пластах, в которых после прохождения нефтяного вала остаются капельки нефти, для вытеснения которых необходимо снижать коэффициент межфазного натяжения. Поэтому отмывание пластов от нефти за счет добычи больших объемов воды является совершенно необходимым процессом. Изоляционные работы в скважине в данном случае не производятся.

Во втором и третьем случаях обводнения необходимо проводить в скважине изоляционные работы. Однако, выбираемые технологии проведения РИР при ликвидации поступления прорываемой в скважину закачиваемой воды зависят от знания условий продвижения вытесняемого фронта воды к скважине. Поэтому одним из главных вопросов выбора метода и программ ликвидации поступления воды в добывающие скважины является определение характера продвижения фронта вытеснения к продуктивным скважинам.

В процессе заводнения месторождений изменяется насыщенность коллекторов в связи с вытеснением нефти нагнетаемой водой. От эффек-

тивности вытеснения зависят конечные показатели разработки, получение максимальных КИН. Механизм заводнения существенно определяет и программы регулирования поступления воды в добывающие скважины: либо связанные с применением изолирующих материалов, либо – с селективной изоляцией, либо - с выполнением мероприятий по ограничению водопритоков (рисунок 1.6).

Известно, что при закачке в нагнетательные скважины воды образуется искусственная трещиноватость (называемая некоторыми авторами – техногенной трещиноватостью). Такая искусственная трещиноватость распространяется на большие расстояния от нагнетательных скважин и может доходить до добывающих таким образом, что возможно образование сквозных каналов движения воды между этими скважинами.

Так, увеличение приемистости нагнетательных скважин при почти неизменном устьевом давлении может свидетельствовать о широко развитой горизонтальной трещиноватости пород. В то же время отсутствие глинистых перемычек между газонасыщенным и нефтенасыщенным коллекторами и консервация скважин с высоким газовым фактором указывает на наличие вертикальной трещиноватости и в целом на хорошую гидродинамическую связь всей нефтегазоконденсатной залежи. Создание гидродинамических моделей разработки месторождений и изучение различных сценариев разработки на таких моделях приведут к новому, более глубокому пониманию, к новым представлениям о разработке месторождений, физике и гидродинамике пластов [3].

Заметим, что при построении гидродинамических моделей фильтрации на основе имеющейся геологической, геофизической и промышленной гидродинамической информации далеко не всегда удастся получить модель, адекватно отображающую реальные процессы разработки месторождения. Это, с одной стороны, связано с тем, что исходная информация не всегда правильно отображает характеристику реальной пластовой системы. А с другой стороны, что является еще более важным, те принятые условия и процессы фильтрации, на основе которых ведутся все расчеты в нефтепромысловом деле, на самом деле далеко не полностью отражают реальную физику пласта. И требуется серьезное изучение фактических процессов вытеснения, что позволяет разработать более точные модели фильтрации, отражающие реальные условия заводнения.

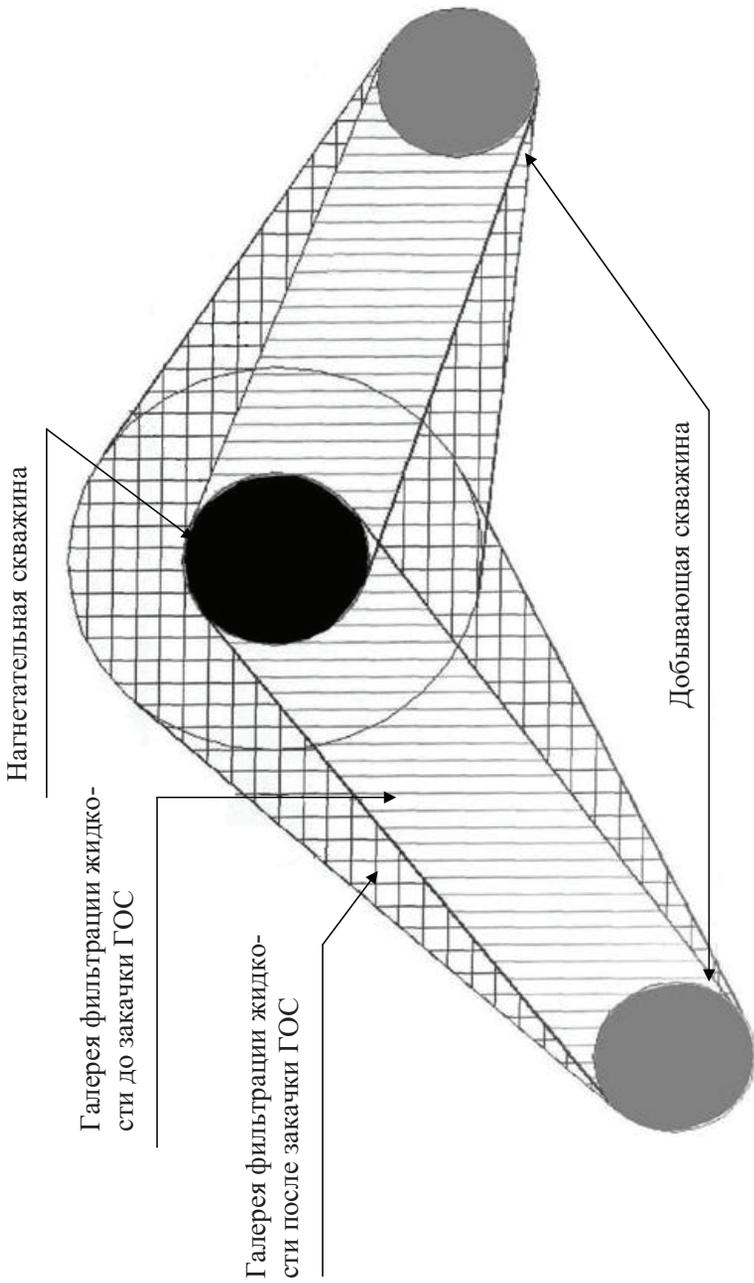


Рисунок 1.6.-Схема, иллюстрирующая механизм действия геобразующего состава

Причины поступления газа в нефтяные скважины. Анализ исследования причин и характера загазовывания нефтедобывающих скважин показывает, что основными из них являются:

- прорыв газа по конусу в однородных монолитных пластах, не имеющих плотных разделов на уровне ГНК;
- латеральная фильтрация газа по проницаемым пропласткам в интервал перфорации (газ из «газовой шапки»);
- поступление газа вследствие перфорации газонасыщенной зоны залежи (при неточном определении положения ГНК);
- газовые заколонные перетоки;
- поступление растворенного газа (при работе скважины в режиме растворенного газа).

Сложность процесса разработки нефтегазовых залежей обуславливается двухфазной системой, которая при начальных пластовых условиях находится в равновесии. В процессе разработки происходит изменение термобарических параметров залежи и нарушение равновесия. Общее снижение пластового давления (или снижение его в отдельных частях залежи) приводит к перемещению ГНК. Движение ГНК вниз, ввиду вязкостной неустойчивости, способствует образованию конусов и прорыву газа в нефтяные скважины.

Разработка нефтегазовых залежей осложняется:

- трудностью регулирования перемещения ГНК;
- равенством начального пластового давления ($P_{пл.нач.}$) и давления насыщения ($P_{нас.}$);
- относительной близостью расположения к забоям скважин ГНК при дренировании нефтяной оторочки;
- неустойчивостью процесса вытеснения нефти газом, приводящей к быстрому прорыву газа к забоям добывающих скважин и потере пластовой энергии;
- полной гидродинамической связью нефтяной залежи с газовой шапкой и вероятной подвижностью ГНК в окрестности скважины в процессе разработки.

На подвижность ГНК существенно влияет анизотропия пласта. Искусственно увеличивая анизотропию пласта (установка экрана), можно продлить время безгазовой эксплуатации скважины. Однако образование конуса происходит и после установки экрана, но процесс идет сравнительно медленно.

Анализ показывает, что первые две причины превалируют, и в связи с этим при разработке и выборе технологии изоляции газопритоков необходимо прежде всего решить задачу создания в пласте протяженного радиального изолирующего экрана, размеры которого должны быть сопоставимы с размерами основания газового конуса [2].

Выбор и первичное обоснование методов ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины. Продуктивные пласты меловых отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции обладают неоднородностью, изменчивостью геолого-физических и других свойств как по площади, так и по разрезу. В таком понимании неоднородность присуща любому материальному объекту, то есть не является преимущественным свойством именно геологических объектов. Использование сведений о геологической неоднородности должно способствовать получению возможности описывать те особенности структур геологических объектов, которые влияют на принятие решений и от которых зависит эффективность путей достижения конечных целей геологических исследований или управления процессом разведки и разработки месторождений.

Геологические объекты характеризуются множеством свойств, что порождает широкое разнообразие представлений о неоднородности одной и той же системы. Количество свойств может быть предопределено природой объекта или выделено в соответствии с целями изучения объекта.

В соответствии с задачами и целями исследований по ограничению водопритоков в нефтяные скважины, применительно к нефтяным и нефтегазовым месторождениям и моделям насыщенности нефтяных залежей неокомского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, необходимо учитывать геофизические, геологические, геолого-промысловые и технологические характеристики продуктивных пластов в их взаимосвязи и взаимозависимости с разработанными и предложенными методами и технологиями производства водогазоизоляционных работ.

Выявление и использование основных геолого-промысловых критериев способствует формированию оптимальных решений для целенаправленного ведения процесса ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины.

Так, продуктивные пласты неокомского нефтегазоносного комплекса нефтяных месторождений Широкого Приобья характеризуются зна-

чительной изменчивостью пористости, проницаемости, насыщенности, продуктивности, гидропроводности и других параметров. При этом проницаемость изменяется от долей до 1 мкм^2 и более, пористость - от 14% до 30%, коэффициент песчаности - от первых долей единицы до 0,98, коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 10 и более (таблица 1.1).

Эти особенности пластов определяют различные условия нахождения в них углеводородов и механизмы движения и получения из них безводной нефти или совместных притоков нефти и воды, а отсюда - специфические подходы к вызову притока, освоению и эксплуатации скважин, что определяет правильность выбора методов и технологий ограничения водопритоков.

При обосновании модели насыщенности залежи и разработке методик и технологий ограничения водопритоков в нефтяные скважины Западной Сибири необходимо использовать геолого-геофизические, геолого-промысловые и технологические параметры, такие, как: амплитуда аномалии собственной поляризации ($\alpha_{\text{пс}}$); удельное электрическое сопротивление пласта ($\rho_{\text{п}}$); коэффициент пористости ($K_{\text{п}}$); коэффициент проницаемости ($K_{\text{пр}}$); класс коллектора по проницаемости; коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{\text{нг}}$); толщина пласта (H); эффективная нефтенасыщенная толщина ($h_{\text{эф}}$); коэффициент песчаности ($K_{\text{песч}}$); коэффициент расчлененности ($K_{\text{расчл}}$); дебит нефти при освоении и исследовании скважины ($Q_{\text{н}}$); депрессия на пласт при освоении и исследовании скважины (ΔP); удельный коэффициент продуктивности по нефти ($\eta_{\text{уд}}^{\text{н}}$); превышение нижних перфорационных отверстий над отметкой ВНК (Dh); количество перфорационных отверстий (N) [2].

Разработку, использование и оценку эффективности рекомендуемых технологий ограничения водогазопритоков следует проводить отдельно для каждого элемента залежи.

В результате изучения особенностей строения по высоте нефтяных залежей, условий вскрытия и освоения объектов, теоретических оложений о взаимодействии пластовых вод с внутрискважинной гидрофильной поверхностью коллекторов обоснован выбор физико-химических методов воздействия на прискважинную зону пластов.

Таблица 1.1.

Геолого-промысловое обоснование применения методов ограничения водопритоков в зависимости от характеристики модели нефтяных залежей неокомского нефтегазоносного комплекса месторождений Широкого Приобья

Класс коллектора по проницаемости	апс	гп, Омм	Кпр., мкм ² x10-3	Кп, %	Кнг, %	Кгл, %	Кв	Кпесч.	Толщина зон пласта (h), м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Высокопроницаемый	>0,7	A-3-5	> 150	25,4	B-0-60	12,3	0,18	0,5 – 1,0	A--
		B-5-6	> 95	24	B-60-80	13,7	0,17	0,4 – 0,9	B-8-12
		B-5-6			Г-380				B-18-20
		Г-6-9							Г--
Среднепроницаемый	0,7-0,5	A-2-4	12 – 150	22 – 25,4	B-0-55	16,7	0,18-0,35	0,4 – 0,9	A--
		B-4-5	10 – 95	21 – 24	B-55-70	19	0,17-0,21	0,3 – 0,8	B-10-16
		B-4-5			Г-365-70				B-20-25
		Г-5-8							Г--
Низкопроницаемый	<0,5	A-2-4	< 12	22	B-0-45	24	0,35	0,4 – 0,8	A--
		B-3-4	< 10	21	B-45-65	23,2	0,21	0,3 – 0,7	B-12-20
		B-3-4			Г-355-65				B-25-30
		Г-4-7							Г--

Продолжение таблицы 1.1.

Класс коллектора по проницаемости		Зоны насыщения нефтяных залежей, метод воздействия		
		А	Б	В
11	12	13	14	15
Высокопроницаемый	-	Для нижней части - ограничение водопритока, уточнение положения ВНК- установка экрана из КОС.	Для нижней части - ограничение водопритока, получение безводной нефти - селективная изоляция. Для верхней части - ограничение водопритока, получение промышленного притока нефти - селективная изоляция, установка экрана.	Ограничение водопритока, получение промышленного притока нефти - установка экрана в однородном пласте, гидрофобизация - в неоднородном.
Среднепроницаемый	-	Для верхней части - обоснование положения ВНК, получение безводной нефти - селективная изоляция		
Низкопроницаемый	-	Ограничение водопритока, обоснование положения ВНК, получение промышленного притока нефти - методика работ аналогична для высоко- и среднепроницаемых. Перед изоляцией - обработка пласта с целью увеличения притока.	Ограничение водопритока, получение промышленного притока нефти - методика работ аналогична для высоко- и среднепроницаемых. Перед изоляцией - обработка пласта с целью увеличения притока.	Ограничение водопритока, получение промышленного притока нефти - методика работ аналогична для высоко- и среднепроницаемых. Перед изоляцией - обработка пласта с целью увеличения притока.

Примечание: 1. А - водонасыщенная зона; Б - зона остаточной нефтенасыщенности; В - зона недонасыщения; Г - зона предельного нефтенасыщения.
 2. В числителе - значения для Нижневартовского н/г района, в знаменателе - значения для Сургутского н/г района.
 3. В таблице использованы материалы Тюменской тематической экспедиции, ЦД Главтюменьгеологии и данные исследований проф. Федорцова В.К.

Одними из проблемных объектов являются зона недонасыщения и область совместных притоков нефти и пластовой воды, входящих в единую переходную водонефтяную зону нефтяных залежей, а также залежи с подошвенной водой.

Важное значение при обосновании методики и способов проведения водоизоляционных работ имеет зональное строение нефтяных залежей по высоте, основанное на различии в подвижности связанной воды и нефти. Для объективного проведения работ по изоляции водопритоков основным является критерий получения достоверной информации при первичном испытании объекта. При этом необходимо:

1. сформулировать объективное представление о модели геологического строения нефтяной залежи, включающее в себя: тип залежи, строение ее; положение ВНК; тип коллектора;
2. обязательное выполнение мероприятий по контролю за качеством испытания объекта, включающих в себя: определение места притока пластового флюида; выявление причин перетока пластовой жидкости.

До недавнего времени единственным критерием для проведения водоизоляционных работ в нефтяных скважинах являлось наличие в их продукции пластовой воды. Если скважина вскрывала зону ВНК, то с целью подтверждения наличия ВНК и получения промышленного притока нефти производилась перфорация объекта по всей толщине пласта. При этом из мощных однородных пластов получали фонтанные притоки нефти и пластовой воды, которые впоследствии переходили приток только пластовой водой.

Для увеличения содержания нефти в продукции применяли методы форсированных отборов жидкости. В основе таких методов лежат теоретические положения о стабилизации скоростей фильтрации нефти и воды. По результатам гидродинамических исследований проводился расчет нефтеводонасыщенных толщин испытываемого пласта. Но эти работы не получили широкого применения, и в нефтеразведочных подразделениях производили водоизоляционные работы путем закачки водоцементного раствора в зону перфорации. В некоторых случаях такой метод давал положительные результаты, однако в подавляющем большинстве изолировать приток пластовой воды не удавалось, а при подсчете запасов водонефтяной контакт поднимали выше. При этом часть запасов нефти вы-

нужденно терялась, переводилась в низшую категорию. Особенно часто это наблюдалось применительно к неоднородным пластам.

Распространенным методом вскрытия пластов в зоне недонасыщения является перфорация объекта с некоторым превышением над ВНК. В этих случаях практически всегда получают совместные притоки нефти с пластовой водой, однако инструментальные методы контроля типа «приток-состав» показывают, что приток идет из зоны перфорации.

С целью получения притоков безводной нефти чаще всего проводят водоизоляционные работы цементными растворами. В подавляющем большинстве результаты оказываются отрицательными. Объясняется это в основном недоучетом взаимодействия насыщающих пласт флюидов с внутрипоровой поверхностью коллекторов, что в конечном итоге приводит к недополучению дополнительной информации и снижению геологической эффективности работ по испытанию скважин и низкой эффективностью процесса изоляции в целом.

Особую проблему представляет зона, примыкающая к ВНК. Как правило, геофизическими методами она не выделяется, а при испытании из нее получают притоки воды без признаков нефти. Объясняется это как повышенной вязкостью нефти, так и условиями вскрытия пласта бурением. Дело в том, что проникающий фильтрат бурового раствора, в результате физико-химического взаимодействия с нефтью и глинистыми минералами цементирующего вещества породы, существенно снижает фазовую проницаемость по нефти, и доказать наличие нефти в этой зоне стандартными методами не удается.

На основе изучения материалов по строению нефтяных залежей, теоретических положений взаимодействия насыщающих пласт флюидов с гидрофильной поровой поверхностью коллекторов рекомендуются специальные методики воздействия на прискважинную зону пластов.

Геолого-промысловые основы методики выбора объекта и способа водогазоизоляционных работ базируется на следующих основных положениях:

- на отдельном нефтяном месторождении или сходных по геологическому строению и геолого-промысловым характеристикам группе месторождений накоплены данные по вызову притока, освоению скважин и производству водогазоизоляционных работ, а при отсутствии геолого-промысловых материалов имеются результаты исследования данного объекта;
- эффективность применения того или иного способа ограничения водогазопритоков в зависимости от геологического строения и

геолого-промысловых характеристик залежи для данной технологии примерно известна, может быть проверена экспериментальным методом в промысловых условиях или принята с определенной долей условности по аналогии с другими месторождениями;

- при планировании технологических мероприятий по ограничению водогазопритоков подлежат повторной интерпретации материалы геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна с определением удельного электрического сопротивления и коэффициента нефтенасыщенности и принадлежности объекта воздействия соответствующей по насыщению зоне нефтяной или нефтегазовой залежи, а также высоко-, средне- или низкопроницаемыми коллекторами.

Перед проведением водоизоляционных работ необходимо по результатам ГИС определить удельное электросопротивление пласта или коэффициент нефтенасыщенности объекта испытания. Затем по имеющимся графическим построениям распределения электросопротивления или нефтенасыщенности по высоте залежи определить его местоположение по отношению к гипсометрической отметке ВНК, то есть произвести привязку объекта испытания к одной из выделенных зон (подзон). Если объект испытания попадает в зону «б» (таблица 1.1), то после первичного испытания проводятся работы по изоляции притока пластовой воды путем закачки в пласт двухрастворных композиций на основе олигомерных кремнийорганических соединений, рецептуры которых будут приведены ниже. Получить из этой зоны промышленные притоки нефти практически невозможно, но доказать наличие подвижной нефти в ней можно, получив безводную нефть. Такие работы играют большую роль при необходимости подтверждения ВНК в залежи [2].

Если в результате предварительного изучения окажется, что объект испытания расположен в зоне недонасыщения, а подошвенная часть в зоне, примыкающей к ВНК, то для получения промышленных притоков безводной нефти необходимо провести работы по изоляции водопритоков в два этапа. На первом этапе перфорируется объект в зоне ВНК с отступлением вверх и вниз от контакта на 1 - 1,5 м. Затем производится продавка в пласт селективной водоизолирующей композиции на основе олигомерных кремнийорганических соединений с целью установки водонепроницаемого экрана. Далее одним снижением уровня определяется

продуктивность скважины по нефти. При наличии пластовой воды работы повторяются до полной ликвидации в продукции водной фазы. После этого перфорируется нефтенасыщенная часть пласта, и проводятся стандартные исследования.

Если скважиной вскрыт пласт в зоне «в», то с целью «подавления» диффузных слоев связанной воды можно рекомендовать работы по продавке в пласт селективной двухкомпонентной водоизолирующей композиции на основе кремнийорганических соединений. При этом необходимы исследования до обработки ПЗП и после нее.

Особый интерес представляют недонасыщенные нефтяные залежи, как, например, залежь нефти в отложениях викуловской свиты в Красноленинском нефтегазоносном районе. Для получения безводных промышленных притоков нефти из этих отложений рекомендуется следующая технология проведения работ по изоляции водопритоков. После определения коэффициента нефтенасыщенности производится перфорация объекта по всей толщине с последующим его испытанием для определения продуктивности скважины по нефти. Затем с целью увеличения радиуса воздействия проводится глубокая обработка пласта высокоэффективным гидрофобизатором. В качестве гидрофобизатора может использоваться 5 - 10% раствор кремнийорганических жидкостей (ЭТС-40, 32, 16; конденсат) в дизельном топливе или тяжелая смола пиролиза (ТСП). За гидрофобизатором без перерыва в закачке в пласт продавливается селективная двухкомпонентная водоизолирующая композиция на основе кремнийорганических соединений. После этого проводятся работы по освоению скважины и определению ее продуктивности по нефти.

В результате теоретических и экспериментальных исследований, изучения сложных физико-химических процессов, происходящих в гетерогенных пористых средах, многообразной гетерогенной геохимической системы - продуктивном нефтеводоносном пласте, обосновывается методика воздействия на такого рода пласты ЗСНГП и прогнозируется возможность получения безводных промышленных притоков нефти из таких пластов.

В результате детального изучения геологического строения залежей нефти, геофизических характеристик разреза, физико-литологических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также насыщающих их жидкостей и с учетом выбранной модели насы-

ценности нефтяных залежей Западной Сибири определяются подходы к решению проблем воздействия на прискважинную зону продуктивных пластов с двухфазным насыщением.

Обоснованная ранее теоретическая возможность течения так называемых «диффузных» слоев рыхлосвязанной воды в зонах недонасыщения нефтяных залежей подтверждена экспериментальными исследованиями.

Следует отметить, что это явление наблюдалось многими производителями – нефтяниками, и основной причиной появления пластовой воды в продукции, даже при относительно высоких гипсометрических отметках пласта, считали техническую неисправность скважины.

При вскрытии пластов с низкими ФЕС рекомендуется проведение водоизоляционных работ указанными способами после солянокислотной или иной обработки прискважинной зоны [2, 5].

2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЙ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

2.1 Жидкости глушения нефтяных и газовых скважин

Ускоренные темпы разработки нефтяных и газовых месторождений, широкое внедрение вторичных методов добычи, заводнение пластов, а также выход из строя со временем и обводнение определенной части действующего фонда скважин – все это приводит к росту объема ремонтно-изоляционных работ (РИР) и, следовательно, требует совершенствования служб ремонта и внедрения новейших материалов и технологий, в том числе и для глушения скважин [6].

Одним из важнейших этапов ремонта скважин является предупреждение перелива скважиной жидкости (или поступления газа) на устье скважины. Для этих целей применяются следующие способы:

- глушение скважины жидкостью необходимой плотности;
- использование отсекаелей пластов, устанавливаемых на устье или забое скважин;
- снижение пластового давления ограничением закачки воды в рядом расположенные скважины;
- применение колтюбинговых технологий для производства РИР без глушения скважин.

В настоящее время основным, наиболее простым и надежным, видом предремонтных работ является глушение скважин жидкостью необходимой плотности, хотя применение колтюбинговых технологий приобретает все большее развитие.

Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ.

Рациональный выбор жидкости глушения (ЖГ) осуществляют с учетом горно-геологических и технических условий работы скважин, что способствует разработке различных мероприятий по предупреждению таких основных осложнений, как поглощение ЖГ продуктивным пластом, нефтегазопроявления, снижение продуктивности скважин в послеремонтный период, коррозионное разрушение подземного оборудования и др.

В процессе ремонта скважин ЖГ вступают в контакт с: продукцией скважины; минералами горных пород, слагающих продуктивный пласт; флюидами пласта; специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ, а также с поверхностью обсадных и насосно-компрессорных труб (НКТ) и элементами насосного оборудования.

Одним из наиболее важных мероприятий при выборе жидкости глушения является сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Снижение естественной проницаемости коллектора происходит вследствие и за счет следующих микропроцессов:

- набухания глинистых минералов, содержащихся в пласте-коллекторе;
- блокирующего действия воды, обусловленного капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образования в пласте стабильных водонефтяных эмульсий;
- образования в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов;
- закупоривания пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (жидкой фазой).

В общем виде жидкость глушения должна отвечать следующим требованиям:

- плотность ее должна быть достаточной для обеспечения необходимого противодавления на пласт;
- не оказывать коррозионного воздействия на обсадные трубы и технологическое оборудование;
- не влиять на показатели геофизических исследований в скважине;
- не ухудшать коллекторских свойств продуктивных пластов при проведении перфорационных работ;
- должна быть совместима с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважины;
- должна быть термостабильной в конкретных условиях ее применения;
- технологические и реологические свойства должны быть регулируемы в широком диапазоне горно-геологических условий эксплуатации скважин;

- быть технологичной в приготовлении и использовании;
- быть экологически чистой, взрыво- и пожаробезопасной, и не дорогой [6].

Все жидкости глушения условно можно разделить на две группы:

- жидкости на водной основе;
- жидкости на углеводородной основе.

В первую группу входят пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), прямые эмульсии (нефть в воде – нефть $\approx 70\%$).

Вторая группа включает в себя товарную или загущенную нефть, известково-битумные растворы, обратные эмульсии (вода в нефти – вода $\approx 70\%$).

Жидкости глушения на углеводородной основе. Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ в скважинах в качестве жидкости глушения рекомендуются растворы на углеводородной основе.

Использование таких систем сохраняет естественную водонасыщенность пор ПЗП, исключает набухание глинистых минералов пласта и блокирующее действие воды, обусловленное каниллярными явлениями, препятствует образованию нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами и др.

На месторождениях с АНПД в качестве жидкости глушения применяют загущенную нефть. Загущение и структурообразование нефти производятся натриевыми мылами, жирных или нафтеновых кислот. Состав жидкости:

- безводная дегазированная нефть - 95%;
- смесь гудронов растительных и животных масел (СМАД - 1) -4%;
- каустическая сода NaOH -1,0 %.

Плотность такой жидкости – 960 кг/м³; условная вязкость – 70-75с; СНС 2/3 дПа; фильтрация 6-8 см³/30 мин.

Для глушения скважин в условиях сильно дренированных коллекторов Д.А. Галян и Н.М. Комарова разработали высоковязкие обратные эмульсии на основе гидрофобного мела. В качестве дисперсионной среды здесь используется дизтопливо, а дисперсной фазы – вода любой степени минерализации. Эмульгатором, стабилизатором и структурообразователем служит гидрофобный мел, который получают гидрофобизацией сепарированного мела синтетическими жирными кислотами. Для лучшего диспергирования водной фазы в дизтопливе используют кальцинированную соду.

Обратные эмульсии в качестве дисперсионной среды могут содержать легкую нефть или другие нефтепродукты. Например существует обратная эмульсия на основе газового конденсата. В качестве эмульгатора здесь использовали эмультал и СМАД-1, а в качестве дисперсной фазы - морскую воду или водный раствор хлорида кальция. Плотность эмульсии достигает 1260 кг/м^3 , условная вязкость 140 – 220с, СНС 6-38/9-41 дПа.

Разработаны эмульсии (И.И. Клещенко, 2006) для глушения скважин на основе газового конденсата (дизельного топлива) (патент РФ № 2213762), включающие в себя, % мас.:

- газовый конденсат (дизельное топливо) – 25-30%
- эмульсия -4,5-5,0%;
- АСМ – 15,0-20,0%;
- ГКЖ – 11Н – 2,5-3,0%;
- минерализованная вода - 53,0-42,5%.

Плотность такой эмульсии $940-1060 \text{ кг/м}^3$ (для увеличения плотности используется мел), условная вязкость 60-400с, фильтрация 1-4,0 см/30 мин, СНС 10-43/14-78 дПа, показатель нелинейности (поведение потока) – 0,48-0,69 (доли), показатель консистенции 1,34-4,6 Па·с, т.е. эмульсия обладает псевдопластическими свойствами (малая вязкость при больших скоростях потока, большая вязкость – при малых скоростях потока, при движении в пласте).

И.И. Клещенко и др. разработан раствор на углеводородной основе для закачивания и глушения низкотемпературных газовых скважин (патент РФ № 2136717).

Данный технологический раствор для заканчивания и глушения низкотемпературных газовых скважин обладает физико-химическими свойствами, максимально приближенными к свойствам пластовых газоконденсатных систем.

В качестве дисперсионной среды содержит газовый конденсат, синтетическую жирную кислоту СЖК и, дополнительно, каустическую соду NaOH и минеральный наполнитель – глинопорошок при следующем соотношении компонентов, мас. %:

- газовый конденсат – 81,0-84,9;
- СЖК (ГОСТ 23239 - 78) – 1,7-2,3;
- NaOH (ГОСТ 2263 – 73) – 0,6-1,0;
- глинопорошок – остальное.

Синтетическая жирная кислота СЖК в реакции с NaOH образует мыло, которое является структурообразователем. Каустическая сода NaOH берется в количестве, необходимом для омыления взятой СЖК.

Глинопорошок вводится для увеличения плотности технологического раствора, повышения структурной вязкости и прочности системы. Это происходит вследствие увеличения числа контактов между частицами и вероятности фиксации частиц в положении ближайшего потенциального минимума с соответствующим ростом прочности контактов между частицами коллоидальных размеров.

Полученный раствор имеет следующие технологические параметры:

- плотность - 0,98 г/см³;
- вязкость условная – 310с;
- СНС – 38/49 мгс/см²;
- фильтрация – 0,0 см³/30 мин;
- стабильность (суточный отстой) – 0,0г.

При заканчивании и глушении низкотемпературных газовых скважин фильтрационные свойства продуктивного пласта не будут ухудшены, а время выхода скважины на доремонтный режим работы будет сокращено.

Технологические жидкости на углеводородной основе для глушения скважин в условиях АНПД. В настоящее время большое количество нефтяных месторождений, как в России в целом, так и Западной Сибири в частности, вступило или вступает в завершающую стадию разработки, характеризующуюся падением пластового давления, обводнением залежей, разрушением коллекторов и выпадением песка в прискважинной зоне пласта, уменьшением проницаемости пород-коллекторов в ПЗП, дебитов эксплуатационных скважин и добычи углеводородов в целом. В связи с вышеизложенным, значительно возросло количество капитальных ремонтов скважин (КРС) в части работ по ограничению водопритоков и пескопроявлений, закреплению пород-коллекторов в ПЗП и интенсификации притоков углеводородов.

Известно, что большинство работ по КРС производится с предварительным глушением скважины. Анализ условий эксплуатации скважин месторождений с аномально низким пластовым давлением (АНПД) показал, что применяемые в начальный период разработки месторождения традиционные жидкости глушения, такие как растворы хлористого кальция (CaCl₂) и натрия (NaCl), инвертно-мицеллярные

растворы (ИМД) и др. на поздней стадии эксплуатации, особенно в условиях АНПД, стали непригодными.

В условиях АНПД эти жидкости могут поглощаться продуктивным пластом, ухудшая его фильтрационные характеристики и создавая проблемы для проведения КРС, их освоения, требуемого значительных затрат, средств и времени.

По данным С.И. Королева (2006) на месторождениях Западной Сибири среднее время освоения после КРС, заглушенных водными солевыми растворами, составляет от 1 до 5 суток, а время выхода их на режим, предшествующий ремонту, достигает 4-50 суток.

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям глушения скважин, являются успешное глушение скважины, минимизация затрат времени при выводе их на рабочий режим, сохранение фильтрационных свойств продуктивного пласта, технологическая и экологическая безопасность при проведении операции глушения, при этом предпочтительнее отдаваться технологическим жидкостям, родственными пластовым углеводородным системам.

Используя разработки Бояркина А.А. и др. (2005), можем оценить влияние жидкости глушения на изменение проницаемости коллекторов в ПЗП и ее восстановление после глушения и проведения КРС по следующим зависимостям:

$$\text{ОП} = \frac{A}{A+S}, S = \left(\frac{1}{\beta} - 1 \right) \ln \bar{R}; \quad (2.1; 2.2)$$

где ОП – отношение коэффициента продуктивности скважин после глушения к коэффициенту продуктивности скважин до глушения;

$A = \ln (R_k - R_c)$;

S – скин-эффект, обусловленный действием жидкости глушения;

R_k и R_c – радиус контура питания и радиус скважины, соответственно;

β – коэффициент восстановления проницаемости пласта;

$\bar{R} = R_p/R_c$ – относительный радиус проникновения жидкости глушения в пласт, (R_p – радиус проникновения жидкости глушения в пласт).

Величину скин-эффекта следует ограничить так, чтобы при любом A величина ОП определялась с достаточной степенью точности. Для этого необходимо представить S как произведение αA (α - коэффициент, зависящий от ОП).

Используя это ограничение и формулу (2.2), С.И. Королевым и др. (2006) было получено условие для определения минимально допустимого относительного радиуса проникновения жидкости глушения:

$$\bar{R} \leq \exp \left[\alpha \cdot \frac{A \cdot \beta}{(1-\beta)} \right] \quad (2.3)$$

Это условие (2.3) позволяет связать показатель качества ОП с основными параметрами, характеризующими воздействие жидкости на пласт.

Из неравенства (2.3) можно получить условие для определения минимально допустимого значения b при заданном \bar{R}

$$\beta_{\min} \geq \frac{\ln \bar{R}}{\alpha \cdot A + \ln \bar{R}}. \quad (2.4)$$

Для расчета радиуса проникновения жидкости глушения в пористый пласт можно использовать следующее выражение:

$$\bar{R} \geq \left(1 + \frac{\alpha \cdot \tau}{\ln \tau + 2S_0} \right)^{0,5}, \quad (2.5)$$

где $\alpha = \frac{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot \Delta P}{m \cdot \mu \cdot \chi}$, $\tau = \frac{1,94 \cdot 10^5 \cdot \chi \cdot T}{R_c^2}$,

ΔP – репрессия на пласт, МПа;

k – проницаемость пласта, мкм²;

m – пористость пласта, доли;

μ – вязкость жидкости глушения, мПа · с;

χ – пьезопроводность пласта, м²/с;

T – время воздействия жидкости глушения, сут;

S_0 – скин-эффект до глушения.

Величина S_0 может быть определена по результатам ГДИ или рассчитана. Если при глушении используются жидкости с ярко выраженными коркообразующими свойствами, то можно считать $S_0 = 10^4$.

Допустим, что \bar{R} известно. Вычислив объем жидкости, проникшей в пласт, и ограничив его некоторой допустимой величиной V_0 , А.А. Бояркиным и др. (2005), получено условие для подбора вязкости жидкости глушения

$$\mu \geq \frac{\pi \cdot m \cdot h \cdot \alpha_0 \cdot \tau}{V_0 \cdot (\ln \tau + 2S_0)}, \quad (2.6)$$

где $\alpha_0 = \frac{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot \Delta P}{m \cdot \mu \cdot \chi}$;

h – толщина интервала глушения, м.

Коэффициент восстановления проницаемости после глушения, а затем освоения скважины определяется по формуле проф. Пенькова А.И.:

$$\beta = \exp \left[- \frac{C \sigma \left(\cos \theta R_{\phi} \cdot \ln \frac{R_{\phi}}{R_c} \right)}{r_{\text{эф}} \cdot \left(\Delta P - 0,017 \tau_0 \frac{R_{\phi}}{\sqrt{k}} \right)} \right], \quad (2.7)$$

где σ – межфазное натяжение на границе фильтрат – флюид, мН/м;

σ_0 – динамическое напряжение сдвига, дПа;

θ – краевой угол смачивания, градус;

k – проницаемость пласта, мкм²;

$r_{\text{эф}}$ – эффективный гидродинамический радиус поровых каналов пласта, мкм;

ΔP – депрессия при освоении, МПа;

C – коэффициент.

С позиции сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта для глушения скважины применение товарной нефти наиболее предпочтительно, однако низкая вязкость нефти в пластовых условиях не позволяет вводить в ее состав наполнители, регулирующие плотность.

Решение проблемы глушения скважин с аномально низкими пластовыми давлениями при проведении работ по КРС с блокированием интервала перфорации или с повторным вскрытием (вырезание эксплуатационной колонны, дополнительная перфорация и др.) требует детального и глубокого изучения происходящих процессов как в удаленной зоне пласта, так и в ПЗП.

Структурообразование тампонажных растворов и смесей с использованием химреагентов, наполнителей и их комбинаций различно. Зависит это, прежде всего, от природы взаимодействующих фаз дисперсных систем и условий, в которых он протекает.

Наиболее важные характеристики нетвердеющих тампонажных смесей связаны с объемными свойствами структурированных систем: вязкостью, пластичностью и упругостью. Высокие значения вязкости, динамического и статического напряжения сдвига, пластической прочности обеспечивают высокие закупоривающие свойства тампонажным смесям и пластам.

Влияние реологических свойств высокоструктурированных тампонажных смесей на гидравлические сопротивления при движении в проницаемых каналах различно и зависит от размеров трещин (раскрытости и протяженности) и подачи насоса.

В общем случае, чем меньше раскрытость трещин, тем больше влияние на потери напора оказывает вязкость структурированного раствора. С увеличением раскрытости трещин возрастает роль динамического напряжения сдвига и пластической прочности. При повышении расхода жидкости и радиуса нагнетания смеси сопротивления возрастают. В условиях покоя гидравлические сопротивления структурированных смесей сдвигу определяются предельным статическим напряжением сдвига и скоростью деформирования структуры.

Структурирование тампонажных смесей с образованием пространственной решетки в их объеме интенсифицируются воздействием таких факторов, как повышение концентрации твердой фазы и дисперсности коллоидных частиц. Это увеличивает суммарную поверхность активного взаимодействия глинистых частиц с водой за счет роста суммарного количества гидратированных ионов вблизи этих поверхностей.

С уменьшением расстояния между частицами глины возрастают силы межмолекулярного притяжения и отталкивания. Использование некоторых химических реагентов в сочетании с вышеотмеченными факторами повышает скорость коагуляционных процессов в пластичных и тиксотропных системах и их адгезионные свойства [6].

Наиболее важными технологическими параметрами блокирующих растворов при глушении скважин с сильно раздренированной ПЗП являются эффективная вязкость, концентрация и размеры коркообразующих

частиц, от которых, как известно (В.Н. Дьячков, 2000), зависят остальные свойства: показатель фильтрации; СНС и др.

Не полностью решенной остается проблема глушения скважин, в которых имеются песчаные и псевдооживленные пробки, что требует разработки и внедрения новых технологий проведения КРС с применением колтюбинговых установок.

В патенте РФ № 2213762 приводится разработанная технологическая жидкость для глушения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин на основе газового конденсата.

Одним из недостатков данной технологической жидкости (эмульсионного состава) является наличие в ее составе газового конденсата, отличающегося повышенной пожароопасностью, например, по сравнению с дизельным топливом, которое предложено нами взамен газового конденсата, и к тому же газовый конденсат, для приготовления жидкости глушения, необходимо термостатировать, использовать стабильный конденсат.

Вторым недостатком является то, что используемая в этой жидкости минерализованная вода представлена водным раствором хлорида кальция (CaCl_2), который, как известно, более негативно действует на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов по сравнению с растворами солей одновалентных металлов, например, хлоридов калия и натрия (KCl , NaCl).

Задача предлагаемой разработки (И.И. Клещенко и др., 2009) состояла в повышении безопасности проведения работ при капитальном ремонте скважин при сохранении ФЕС пород-коллекторов после глушения скважины, то есть состав должен быть пожаробезопасным, оказывать минимальное негативное воздействие на ФЕС пород-коллекторов при глушении скважин и проведении ремонтно-восстановительных работ, особенно в условиях АНПД и обеспечивать оптимальные вязкость, структурно-механические свойства, тиксотропность структуры, минимальную, вплоть до нулевой, фильтрацию в ПЗП.

Это было достигнуто тем, что в состав для глушения нефтяных и газовых скважин (патент РФ № 2007132047) включили дизельное топливо, (вместо газового конденсата), эмульгатор-эмультал, минерализованную воду, наполнитель-алюмосиликатные микросферы (АСМ), термостабилизатор-гидрофобизирующую кремнийорганическую жидкость (ГКЖ-11Н), при этом минерализованная вода готовилась на основе

одновалентного металла-хлорида натрия (NaCl), вместо (CaCl₂) при следующем соотношении компонентов, % мас.:

- дизельное топливо -27,0-30,0;
- эмультал - 4,0-5,0;
- АСМ -13,0-20,0;
- ГКЖ-11Н - 2,5-3,0;
- инерализованная вода (10 % водный раствор хлорида натрия (NaCl)) - остальное.

В качестве дисперсионной среды состав содержит дизельное топливо, а в минерализованной воде (дисперсная фаза) он содержит соль одновалентного металла – хлорид натрия (NaCl).

В результате проведения лабораторных исследований с разработанным нами составом для глушения нефтяных и газовых скважин на керновом материале с различных месторождений Западной Сибири в условиях, приближенных к пластовым, выявлено, что фильтрация в нормальных условиях отсутствует, в пластовых условиях составляет 3,2 – 4,1 см³/ 30 мин, состав устойчив, термостоек при пластовой температуре 60,0-80,0 °С, а коэффициент восстановления проницаемости пород-коллекторов после промывки, вызова притока и освоения скважины составляет 0,85 - 0,95.

В разработанном составе для глушения скважин наличие компонентов в данном соотношении позволяет получить пожаробезопасную жидкость глушения с хорошими технологическими параметрами и оказывающую минимальное негативное воздействие на ФЭС пород-коллекторов.

Взаимное влияние ингредиентов друг на друга, их синэргетическое действие в составе для глушения нефтяных и газовых скважин позволяет также обеспечить минимальную фильтрацию в ПЗП и восстановление проницаемости, вплоть до первоначальной.

В разработанном составе для глушения скважин использовано в качестве дисперсионной среды дизельное топливо по ГОСТ 305-82, обладающее более высокой температурой вспышки – более 50° С по сравнению с газовым конденсатом (менее 20 °С), а значит и наименьшей пожароопасностью и повышенной безопасностью работ.

Кроме того, в нем для приготовления минерализованной воды (дисперсная фаза) использован хлорид натрия (NaCl) по ТУ 2152-067-00209527-98 водные растворы которого обладают менее негативным воз-

действием на ПЗП и ФЕС пород-коллекторов по сравнению с водными растворами хлорида кальция (CaCl_2).

Для экспериментальной проверки состава для глушения скважин, предлагаемого в качестве жидкости глушения, были приготовлены составы с различным содержанием компонентов (таблица 2.1).

Технология приготовления состава для глушения нефтяных и газовых скважин в лабораторных условиях заключается в следующем.

Сначала готовят минерализованную воду, растворяя необходимое количество хлорида натрия. Содержание хлорида натрия должно быть не менее 10 %, так как с уменьшением минерализации дисперсной фазы термостойкость и морозостойкость состава для глушения нефтяных и газовых скважин уменьшается.

Затем готовят углеводородный компонент путем перемешивания дизельного топлива с расчетным количеством эмульгала и кремнийорганической жидкости.

После приготовления минерализованной воды и углеводородного компонента добавляют водный раствор соли к углеводородному компоненту и перемешивают на миксере в течение 30 мин. Затем в полученную смесь вводится необходимое количество алюмосиликатных микросфер и перемешивание продолжается еще 30 мин.

Замер основных параметров полученного состава для глушения скважин производится на стандартных приборах.

Замер основных параметров полученного состава для глушения скважин производится на стандартных приборах.

Содержание в составе дизельного топлива в количестве менее 27,0 % нецелесообразно, так как проявляется влияние электростатических сил отталкивания и снижение скорости адсорбции эмульгатора в межфазном слое, что делает состав менее устойчивым. При этом полученные параметры могут не удовлетворять скважинным условиям.

Содержание в составе дизельного топлива более 30 % нецелесообразно, так как увеличивается его стоимость без улучшения свойств. При большой концентрации дизельного топлива затрудняется адсорбция эмульгаторов из него на поверхность и снижается сила адсорбции. При концентрации эмульгала в составе для глушения нефтяных и газовых скважин менее 4,0 % получают неустойчивые жидкости, так как взятого количества эмульгатора недостаточно

Таблица 2.1.

**Компоненты и технологические параметры жидкости глушения
на углеводородной основе**

Компоненты, % мас.	Плотность ρ , кг/ м ³	Вязкость условная, Т, с	рН	Статическое напряжение сдвига, Q, 1/10 дПа	Фильтрация, Ф, см ³ /30мин		На пряжени е про- бо- я, в
					при t=22°C	при t=80°C	
1 Состав № 1 дизельное топливо - 22,0 эмультал - 4,0 ГКЖ-11Н - 2,0 Асм - 0,0 10 % водный раствор хлорида натрия (NaCl) - 72,0	980	не за- меря- ется	11,7	209/ 241	1,0	4,1	380
2 Состав № 2 дизельное топливо - 27,0 эмультал - 5,0 ГКЖ-11Н - 3,0 Асм - 20,0 10 % водный раствор хлорида натрия (NaCl) - 45,0	950	550	11,2	97/119	0	-	620
3 Состав № 3 дизельное топливо - 30,0 эмультал - 4,0 ГКЖ-11Н - 2,5 Асм - 13,0 10 % водный раствор хлорида натрия (NaCl) - 50,5	940	350	10,8	45/70	0	3,7	710
4 Состав № 4 дизельное топливо - 35,0 эмультал - 5,0 ГКЖ-11Н - 3,0 Асм - 25,0 10 % водный раствор хлорида натрия (NaCl) - 32,0	910	не течет	10,9	89/130	0	3,2	650

для того, чтобы образовать на капельках электролита сплошной защитный слой адсорбированных молекул эмульгатора. Часть поверхности остается без защитного слоя и со временем молекулы коагулируют, что в конечном итоге состав для глушения нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин может разрушиться.

Содержание в составе эмульгатора в количестве более 5 % нецелесообразно, так как получится очень вязкая не текучая жидкость, практическое применение которой затруднено, к тому же увеличиваются энергетические затраты на перекачку по трубам.

При содержании алюмосиликатных микросфер менее 13 % плотность жидкости получится близкой к единице, что не желательно при глушении скважин в зонах АНПД.

При увеличении содержания алюмосиликатных микросфер в составе больше 20 % его вязкость сильно возрастает, что делает его нетехнологичным, при этом плотность состава снижается незначительно. Следовательно, увеличение АСМ в составе более 20 % нецелесообразно.

В составе для глушения нефтяных и газовых скважин в качестве термостабилизатора использована гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11Н. При концентрации ГКЖ-11Н менее 2,5 % уменьшается термостабильность состава, фиксируемая по снижению величины пробоя до 300 в.

Оптимальное содержание ГКЖ-11Н для увеличения термостабильности составляет в пределах от 2,5 % до 3,0 %, при этом величина пробоя составляет 600-700 в.

Содержание в составе ГКЖ-11Н более 3,0 % нецелесообразно из-за возрастания стоимости, связанной с повышенным расходом реагентов, при этом заметного улучшения технологических параметров не наблюдается.

Наилучшие параметры составов 2 и 3 (таблица 2.1).

Указанные свойства предлагаемого состава для глушения нефтяных и газовых скважин – пожаробезопасность, минимальное негативное воздействие на ФЕС пород-коллекторов, низкая фильтрация в пластовых условиях, оптимальная вязкость, структурно-механические свойства, тиксотропность структуры, позволяют использовать его в качестве жидкости глушения при проведении капитального ремонта скважин, особенно в условиях АНПД.

Разработанный состав для глушения нефтяных и газовых скважин также может быть использован в качестве блокирующей жидкости, над-

пакерной жидкости и для заполнения межколонного пространства в зоне ММП – не замерзает при температуре минус 15°С, для временной консервации скважин.

Приготовление состава для глушения нефтяных и газовых скважин и технология работ на скважине заключается в следующем.

В чанке или емкости агрегата ЦА-320 готовится минерализованная вода, путем растворения необходимого количества хлорида натрия (NaCl). Во втором чанке или во второй емкости агрегата ЦА-320 готовится углеводородный компонент состава путем перемешивания дизельного топлива с расчетным количеством эмульгатора и кремнийорганической жидкости.

Производится смешение углеводородного компонента с минерализованной водой и перемешивание в течение 30 мин. Затем в полученную смесь вводится необходимое количество АСМ и перемешивание продолжается 30 мин.

Перед проведением работ допускают НКТ до нижних отверстий интервала перфорации продуктивного пласта и производят прямую промывку скважины в полуторакратном объеме НКТ. Затем через НКТ при открытой затрубной задвижке состав для глушения скважин продавливается до башмака НКТ и в затрубное пространство в расчете перекрытия составом всего интервала перфорации и выше .

В заключение отметим, что дополнительным вводом в состав мела, можно регулировать (увеличивать) плотность и вязкость состава до необходимых величин, применительно к конкретным условиям месторождения (скважины).

Жидкости глушения на водной основе. Существующее разнообразие составов жидкостей глушения на водной основе плотностью от долей единиц (пены), до 2300 кг/м³ и более (растворы бромидов), как содержащих твердую фазу, так и без нее, позволяет в каждом конкретном случае глушения скважины подобрать экономически выгодную, взрыво- и пожаробезопасную жидкость глушения, оказывающую минимальное загрязняющее действие на продуктивный пласт, способствующую скорейшему и эффективному освоению скважины в послеремонтный период.

На месторождениях с АНПД, а так же находящихся на поздней стадии разработки, глушение скважин водой или водными растворами повышенной плотности, часто сопровождается их поглощением в значительных объемах.

Наиболее перспективным для глушения скважин с пластовым давлением ниже гидростатического является способ и технология глушения с применением трех- и двухфазных пен [6].

В состав двухфазных пен входят вода, ПАВ (пенообразователь) и стабилизатор (из группы водорастворимых полимеров).

В состав трехфазных пен дополнительно вводится высокодисперсная твердая фаза.

Наиболее эффективным пенообразованием характеризуются: ПО – 1Д, «Прогресс», ДС – РАС, сульфол (анионные) и др. при концентрации 1,0%, а также неионогенный ПАВ ОП – 10. В качестве реагентов – стабилизаторов (структурообразователей) используются КМЦ, ММЦ (0,5 – 1,0%). Устойчивость пенных систем значительно повышают гидрофильные мелкодисперсные стабилизаторы (бентонит – бентонитовая глина).

А.П. Агишевым разработана трехфазная пена, которая содержит: воду, 10,2% ОП - 10, бентонитовый глинопорошок (5%), сульфол (1%), и природный газ. Плотность пены 650-700 кг/м³.

Известна жидкость глушения газовых скважин, имеющая плотность 900-960 кг/м³ и состоящая из водного раствора КМЦ с добавками сульфанола и извести - пушонки с условной вязкостью 780-960 с и водоотдачей 4,0 см³/30 мин.

Существует жидкость для глушения газовых скважин, обладающая повышенной вязкостью, ограничивающей ее проникновение в продуктивный пласт. Жидкость содержит водный раствор КМЦ, ПАВ (неонол П12-14/2), технический глицерин и моноэтаноламид. Плотность жидкости глушения изменяется в пределах 200-1120 кг/м³.

В группе жидкостей глушения скважин на водной основе, ведущая роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы.

Для глушения скважин с пластовым давлением, близким к гидростатическому, наиболее широко применяются растворы хлористого натрия и калия.

На месторождениях Западной Сибири применяют водные растворы бишофита (кристаллогидрат хлорида магния - MgCl₂). С использованием этой легкорастворимой соли можно получить жидкость глушения плотностью до 1300 кг/м³. При смешении этого раствора с пластовыми водами отсутствует образование не растворимых осадков.

Для скважин с повышенным пластовым давлением основным является раствор хлористого кальция. Плотность такого раствора может достигать 1400 кг/м³. Но применение растворов хлористого кальция негативно сказывается на добыче нефти. Так, глушение скважин раствором хлористого кальция с плотностью 1360 кг/м³ сопровождается снижением добычи в среднем на 2т/сут (Ш.И. Валеев, ПО «Башнефть»).

Разработан состав технологической жидкости для глушения скважин на основе хлоркалий – электролита отработанного, (И.И. Клещенко, 2005) являющегося побочным продуктом при производстве магния электролизом из карналлита (патент РФ № 2245996).

Компонентный состав электролита отработанного включает в себя:

- хлорид калия (KCl) – 68,0%;
- хлорид магния (MgCl₂) – 4,0-9,0%;
- хлорид натрия (NaCl) – 12,0-24,0%;
- хлорид кальция (CaCl₂) – 0,7-1,4%;
- вода (H₂O) – не более 4,0%.

Жидкость глушения на основе хлоркалий - электролита отработанного включает в себя:

- 15%-ный раствор хлоркалий-электролита отработанного – 97,0%-99,0%;
- камцел (структурообразователь) – 1,15%-3,0%;
- карбонатный утяжелитель – 200-350 г/500 мл. р-ра.

Плотность полученного раствора составляет 1150-1530 кг/м³, условная вязкость – 180-600 с, фильтрация 1,5 -3,6 см³/30 мин, показатель нелинейности 0,33-0,66; показатель консистенции 1,5-12,1 Па·с.

На большинстве месторождений страны основным методом интенсификации добычи нефти является заводнение – поддержание пластового давления (ППД). Пластовое давление в эксплуатационных скважинах или в рядах скважин, расположенных близко к нагнетательным, часто превышает первоначальное. При расширении и учащении заводнения число таких скважин растет. При проведении ремонта скважин необходимая плотность жидкости глушения должна превышать ту, которую можно обеспечить раствором хлористого кальция.

Для повышения эффективности глушения скважин, в том числе с повышенным пластовым давлением, М.Г. Газизовым и др. было предложено использовать растворы плотностью до 2500кг/м³: бромиды натрия, каль-

ция, цинка; растворы хроматов и полихроматов, а так же их смеси; растворы фосфорнокислых солей.

Для глушения скважин, эксплуатирующих пласты, чувствительные к ионам кальция, необходимо применять растворы на основе бромидов калия (KBr).

Растворы бромидов натрия (NaBr) применяют для пластов, воды которых имеют большое содержание сульфатов, сульфитов, бикорбаната и фторида.

С.З. Зариповым и др. проведены исследования по разработке жидкости глушения на основе фосфорных солей и их кристаллогидратов. Например, с использованием трикалийфосфата при $t = +25^{\circ}\text{C}$ можно получить растворы плотностью 1600 кг/м^3 .

Во ВНИИКРнефти (ОАО НПО «Бурение») разработана жидкость глушения для месторождений Западной Сибири на основе водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция плотностью до 1600 кг/м^3 .

В интервале плотности $1400\text{-}1810 \text{ кг/м}^3$ чаще всего используются рассолы на основе хлорида и бромида кальция. При плотности $\approx 2300 \text{ кг/м}^3$ в США разработаны и применяются рассолы, основным компонентом которых является бромид цинка. Добавляя в него бромид кальция, можно получить рассол максимальной плотности – 2380 кг/м^3 .

Более дешевый раствор плотностью до 2300 кг/м^3 можно получить на основе смесей солей хлорида и бромида кальция, а так же бромида цинка.

Растворы на основе формиатов обладают свойствами, которые во многих отношениях значительно лучше свойств жидкостей на основе хлорида кальция и бромида кальция. Раствор формиата натрия, приготовленный по рецептуре ОАО НПО «Бурение», предотвращает набухание глинистых минералов пласта.

Описанные выше чистые рассолы могут стать причиной осложнений, связанных с их интенсивным поглощением пластом – коллектором. По этому в эти жидкости (рассолы) необходимо вводить полимерные загустители и кольматанты для временной закупорки пор продуктивного пласта.

Полимерные системы в зависимости от типа применяемого полимера могут быть тиксотропными и нетиксотропными. Нетиксотропные жидкости глушения обладают повышенной вязкостью, но не способны к гелеобразованию. Их применение ограничено лишь необходимостью повысить выносящую способность жидкости при циркуляции. Тиксотропные жидкости глушения характеризуются значительной вязкостью и структурированностью, что позволяет им удерживать

во взвешенном состоянии твердые частицы длительное время после прекращения циркуляции жидкости.

Повышение вязкости рассолов обеспечивают следующие добавки природных и синтетических органических коллоидов:

- крахмалы – полисахариды, выделенные из картофеля, риса, пшеницы, кукурузы;
- КМЦ;
- КМГЭЦ, ГЭЦ – производные целлюлозы;
- биополимеры – образуются при бактериальной ферментации гидрата углерода;
- резины – полимеры натуральной резины;
- синтетические полимеры – ПАА, полиоксиэтилен (ПОЭ) – обладает хорошей загущающей способностью.

Для всех типов полимерных загустителей чистых рассолов существуют реагенты деструкторы, способствующие восстановлению эксплуатационных качеств продуктивных пластов. Деструкторами являются реагенты-окислители, кислоты. Например, гипохлорит кальция, персульфат HCl , ферменты целлюлозы (для ГЭЦ). Растительная смола (гуар), ксантогеновая смола – полимерные загустители; ксаптановая резина (полимер ХС). Для рассолов плотностью 1900-2300 кг/м^3 существует загуститель на основе азотистых соединений.

Эффективным способом регулирования фильтрационных свойств жидкостей глушения, представленных чистыми рассолами, является введение в их состав твердых наполнителей – карбонаты кальция, магния, железа, лигносульфонат кальция и др.

Для глушения высокопроницаемых пластов в НПО «Бурение» разработана загущенная углеводородная система, обладающая псевдопластичными свойствами и способная транспортировать кислоторастворимый кольматант. Показатель поведения потока (нелинейности) $n = 0,18-0,54$; показатель консистенции $K = 4,2-10,5$ $\text{мПа}\cdot\text{с}$. Такие системы в области высоких скоростей сдвига, характерных для течения в трубах разжижаются, а в области низких скоростей сдвига, характерных для течения в пласте, имеют высокую вязкость.

Для глушения скважин, построенных в условиях ММП, разработана жидкость глушения, содержащая воду, CaCl_2 , бентонитовую глину, газовый конденсат и сульфенол. Данная система представляет собой прямую

эмульсию, дисперсный характер которой препятствует ее проникновению в пласт и обеспечивает быстрое освоение скважин.

С целью ускорения сроков восстановления проницаемости коллекторов в скважинах, где были проведены ремонтные работы, разработан состав прямой слабофильтрующей эмульсии. Эмульсия содержит лигнин, щелочь, КМЦ, нефть или дизтопливо, ПАВ, воду, этилендиамин. Ускорение восстановления проницаемости обеспечивает добавка этилендиамина.

Технические жидкости для глушения скважин на полимерной основе. Жидкость для глушения нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин на основе полимера Praestol (патент РФ № 2187529), включает в себя воду и загуститель, в качестве которого используется полимерный комплекс из Praestol 2530, сульфатцелла и сульфата алюминия $Al_2(SO_4)_3$, и, в качестве кольматанта и понизителя плотности, содержит алюмосиликатные микросферы АСМ при следующем соотношении компонентов, масс. %:

- Praestol 2530 – 0,3 - 0,6;
- сульфатцелл – 0,4 – 0,8;
- сульфат алюминия – 0,075;
- алюмосиликатные микросферы АСМ – 2,5 – 10,0%;
- вода – остальное.

Полимерный комплекс из Praestol 2530, сульфатцелла и сульфата алюминия, выполняет функцию загустителя жидкости и понизителя показателя фильтрации.

Полимер Praestol 2530 – анионоактивный полимер, производится на Российско-Германском производстве ЗАО «Компания–Штокхаузен - Пермь» по ТУ 2216–001–409–10172–98.

Сульфатцелл – водорастворимая гидроксиэтилцеллюлоза (ТУ 6–55–221–1210–91, г. Владимир, ЗАО «Полицелл»). В составе жидкости глушения этот полимер в сочетании с Praestol 2530 и сульфатом алюминия выполняет функцию загустителя и понизителя фильтрации.

Сульфат алюминия $Al_2(SO_4)_3$ в данной жидкости служит в качестве комплексообразователя и сшивателя полимеров Praestol и сульфатцелла.

Алюмосиликатные полые микросферы АСМ получают из водной суспензии угольной золы с добавлением расширяющегося компонента гидроалюмината с полуводным гипсом. Производится в г. Екатеринбурге, ОАО «Бентонит Урала», по ТУ 21-22-37-91. В данной технологической

жидкости АСМ применяются в качестве наполнителя (кольматанта) и регулятора плотности жидкости глушения.

Плотность технологической жидкости на основе полимера Praestol составляет 940 - 970 кг/м³, условная вязкость 260-310 с., фильтрация 1,8-2,0 см³/30мин, рН 7,19-7,35. Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия на образцы керна составляет более 0,9.

Данная жидкость глушения успешно прошла промышленные испытания на Медвежьем газовом месторождении и некоторых других месторождениях Западной Сибири.

Нами разработан так же состав для блокирования и глушения нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, включающий в себя воду, ингибирующую соль-хлорид натрия NaCl и, дополнительно, в качестве понизителя фильтрации и загустителя, - полимерполианионную целлюлозу ПАЦ-В, а в качестве кольматанта – химически активированный порошок вулканизата ХАПВ при следующем соотношении компонентов %, мас. (патент РФ № 2116631):

- хлорид натрия NaCl – 15,0;
- полимерполианионная целлюлоза ПАЦ-В – 3,0;
- химически активированный порошок вулканизата ХАПВ - 2,0;
- вода H₂O – 80,0.

В качестве реагента, позволяющего регулировать плотность жидкости, понижать температуру замерзания и ингибировать набухание глин применяется хлорид натрия (ГОСТ 4233-77).

Полимер ПАЦ-В (полианионная целлюлоза) выпускается по ТУ 2231-013-32957739-00, производится ЗАО «Полицел» в г. Владимире.

ХАПВ - химически активированный порошок вулканизата получают по технологии «озонного ножа при переработке покрышек в ООО «БИЛС» (г. С.-Петербург). Это высококачественный продукт, отличающийся хорошей сыпучестью, отсутствием слеживаемости, низким содержанием примесей, в составе является кольматантом.

Взаимное влияние ингредиентов позволяет получить технологическую жидкость для блокирования и глушения нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, обладающую псевдопластичными свойствами, т.е. способность иметь низкую вязкость при высоких скоростях сдвига, характерных для течения в трубах, и высокую вязкость при низких скоростях сдвига, характерных для течения в продуктивных пластах.

Для измерения и оценки реологических свойств использовались ротационный вискозиметр OFJTE – 800 и показатели n и K , характеризующие поведение потока и консистентность жидкости.

Для экспериментальной проверки готовились составы с различным содержанием ингредиентов. Плотность полученных растворов составила 1090-1100 кг/м³; вязкость условная 260-400 с.; фильтрация 5,8-3,6 см³/30 мин. Коэффициент восстановления проницаемости, определенный после воздействия на керны этими технологическими жидкостями, во всех случаях составил примерно единицу.

Указанные свойства разработанного состава позволяют использовать его в качестве жидкости блокирования и глушения при проведении капитального ремонта скважин.

Приготовление блокирующего состава и технология работ на скважине заключается в следующем.

В чанок агрегата ЦА-320М заливают расчетное количество воды, подогретой (в зимних условиях) до температуры 30-40°С

В другой отдельной открытой емкости готовят расчетном количестве смесь из трех компонентов блокирующего состава – NaCl + ПАЦ-В + ХАПВ при тщательном перемешивании. Приготовленную сухую смесь компонентов блокирующего состава вводят в расчетное количество воды и тщательно перемешивают в течение 10-15 минут до образования однородной массы. Замеряют технологические параметры полученного блокирующего состава.

Перед проведением работ производят прямую промывку скважины в полуторакратном объеме НКТ. Затем через НКТ, при открытой затрубной задвижке, блокирующий состав продавливается до башмака НКТ и в затрубное пространство скважины в расчете перекрытия составом всего интервала перфорации и выше. Объем блокирующего состава должен составлять 5,0-10 м³ в зависимости от геолого-технических условий.

Теоретическое и экспериментальное обоснование и разработка жидкостей глушения на водно-солевой основе. При капитальном ремонте скважин их глушение является одной из самых массовых операций и проблема разработки и применения растворов, в максимальной степени соответствующих характеристикам продуктивного пласта, является краеугольной проблемой эффективной эксплуатации скважин и разработки нефтегазовых месторождений.

Сотрудниками ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова (А.Т. Горбунов и др., 2002) дано теоретическое и экспериментальное обоснование возможности применения для глушения скважин, вскрывших, в частности, апт-альбские отложения месторождений севера Западной Сибири, минеральной смеси «Триасалт», получаемой из природной водорастворимой карналлитовой руды [3].

Эксплуатация месторождений Западной Сибири осложнена, кроме прочих объективных причин, наличием в цементе продуктивных пород-коллекторов глинистых минералов. Например, глинистость продуктивных пластов, сложенных, в основном, терригенными, поровыми и трещинно-поровыми типами коллекторов, достигает 10 % для пластов БП20-23 и Ю1-4 Южно-Харампурского месторождения; 17 % для пластов БС10-12 Барсуковского месторождения; 14,5 % для пластов БП10-11 Южно-Тарасовского месторождения.

Проведенные петрографические и петрофизические анализы продуктивных отложений вышеуказанных залежей показали, что коллекторы представлены песчаниками от микро- до тонкозернистых и отличаются хорошей, но неоднородной цементацией. Основные минералы цемента – это альбит, полевой шпат и кварц, которые образуют осаждения прорастания зерен, и хлорит, образующий каемку из зерен глины. Результаты рентгено-дифракционного анализа указывают на высокое содержание хлорита (17-23 %), причиной высокого содержания которого является тот факт, что значительное количество детритового биотита частично трансформировалось в хлорит, а биотит, особо нестабильный минерал, и является источником железа, необходимого для образования зернистой каемки хлорита.

Входящие в состав пород-коллекторов нефтяных месторождений глины представляют собой водные алюмосиликаты магния, кальция, калия и натрия.

Специфические свойства глин (высокая пластичность, способность к набуханию, образование вязких гелей) объясняются высокой дисперсностью, исходя из представлений о раскалывающихся дислокациях, стимулируемых гетеровалентными замещениями в решетках минералов. Так, по данным Девликамова В.В. содержание глин в количестве 3 - 4 % вызывает кратное снижение проницаемости породы для пресной воды, а время вывода скважины на режим может достигнуть 45 суток.

Кристаллическая решетка глин состоит из трех слоев: два наружных слоя кремнекислородных сеток с атомами кремния в центре и внутренний слой из плотноупакованных атомов кислорода или гидроксильных групп, между которыми расположены атомы алюминия. Сочетание этих слоев образует слоистые пакеты, связанные между собой обменными катионами Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Mg^{++} и водой. При преобладании ионов натрия в процессе гидратации (гидратация-процесс образования оболочки из ориентированных молекул воды вокруг ионов, молекул и коллоидных частиц), сила взаимных связей уменьшается настолько, что пакет пластинок распадается на отдельные частицы, происходит сильное увеличение общего объема глины, примерно в 14-16 раз. Когда этот процесс происходит в замкнутом пространстве, возникает напряженное состояние в структуре образующегося геля, за счет чего проницаемость сильно снижается.

Из сказанного следует, что чем выше содержание ионов натрия, участвующих в обменных реакциях с глинами, содержащимися в породе коллекторов, тем выше набухаемость глин. Повышенное содержание в растворе ионов Ca^{++} , Mg^{++} будет препятствовать обменным реакциям ионов Na^+ и тем самым снижать набухаемость глин. Так известно, что в идеальном случае для полного замещения ионов натрия в образце ионита (классическим примером которого считается иллит или монтмориллонит) достаточно половинного количества молей магния.

С другой стороны хорошо известно свойство высокой активности ионов калия, обеспечивающих уменьшение толщины гидратных оболочек на глинистых частицах и тем самым способствующих увеличению пористости и проницаемости заглинизированных песчаников.

Вместе с тем использование хлорида кальция (CaCl_2) и даже галита (NaCl) не обеспечивает сохранения, а тем более, улучшения коллекторских свойств терригенных коллекторов. Применение упомянутых жидкостей глушения приводит к значительному снижению продуктивности скважин после глушения, увеличению продолжительности процесса вывоза притока после ремонта.

Таким образом, можно обосновать химический состав жидкости глушения и промывки скважин, которая будет в максимальной степени соответствовать характеристикам продуктивного пласта, содержащего глинистые материалы. Содержание ионов натрия в жидкости глушения должно быть минимальным, количество ионов магния или кальция в составе

жидкости глушения должно быть не менее половины количества ионов натрия, количество ионов калия должно быть максимальным. Всем перечисленным требованиям в полной мере соответствует химический состав карналлитовой руды ($KCl\ MgCl_2 \cdot 6H_2O$) с характеристиками:

- кристаллический продукт - белые, красноватые зернистые массы;
- твердость 2,5 по шкале Мооса;
- плотность 1600 кг/м³;
- по происхождению - хемогенный;
- массовая доля хлористого калия не менее 20 %;
- массовая доля хлористого магния не менее 24 %;
- массовая доля хлористого натрия не более 20 %;
- кристаллическая вода не более 30%;
- плотность водного раствора 1050 -1250 кг/м³;
- температура замерзания раствора - 5-20 °С;
- скорость коррозии стали Ст3 при нормальных условиях составляет 0,055 г/м²·ч;
- скорость растворения карналлита в 5 раз выше, чем у поваренной соли NaCl.

На базе природной водорастворимой карналлитовой руды выпускается продукт с товарным названием минеральная смесь «Триасалт» по ТУ 211-013-05778557-2002. Исследования по определению технологических свойств карналлитовой руды были проведены во ВНИИНефть им. акад. А.П.Крылова.

При растворении смеси не происходит побочных химических реакций, а при фильтрации через керн наблюдается восстановление коллекторских свойств пород на 88 %. Содержание механических примесей при влажности образца 17,56 %) составляет 0,4 %. Раствор инертен к горным породам и совместим со всеми типами пластовых флюидов. Раствор обладает ингибирующим действием на глинистые частицы, термостабилен и не создает стойких водонефтяных эмульсий без введения специальных добавок.

На месторождениях ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз» были проведены широкомасштабные опытно-промышленные испытания по применению в технологии глушения скважин растворов на основе карналлитовой руды - минеральной смеси «Триасалт». В процессе приготовления растворов карналлита на промыслах отмечена высокая скорость растворения, обе-

спечивающая быстрое приготовление рабочих растворов с минимальным содержанием механических примесей.

Операции по глушению были проведены на 98 скважинах трех месторождений: Барсуковском; Южно-Тарасовском; Тарасовском, где указанная проблема стоит наиболее остро. По 18 скважинам проведен сравнительный анализ параметров работы до и после глушения.

Для получения объективной картины о воздействии карналлита на характеристики ПЗП из анализа были исключены скважины, запущенные в работу после проведения ГРП, перевода с фонтанной на механизированную добычу нефти, выведенные из бездействия или простоя. Характер ремонта анализируемых скважин соответствовал обычным видам РИР, осуществляемым на месторождениях.

Анализ данных показывает, что средний дебит жидкости по скважинам остался практически без изменений, в то время как средний дебит по нефти увеличился на три тонны в сутки. Отмечено снижение обводненности добываемой продукции (таблица 2.2).

Полученный результат по увеличению дебита скважин практически сопоставим с наиболее эффективными технологиями повышения нефтеотдачи пластов. Таким образом, можно говорить о том, что карналлит полностью соответствует основному требованию по сохранению коллекторских свойств прискважинной зоны пласта.

Анализ динамики работы скважин до и после глушения раствором карналлита различной плотности показывает, что даже при длительных сроках нахождения ПЗП под воздействием водного раствора карналлита (скв. 872 - 50 суток) время вывода скважины на режим не превысило 4 дней. Среднее время вывода скважины на режим составляет трое суток. Внедрение технологии глушения скважины раствором карналлита позволило существенно снизить эксплуатационные затраты, сократить срок вывода скважин на режим и интенсифицировать тем самым добычу нефти.

Солевая композиция «КТЖ - 600» для глушения скважин. Композиция «КТЖ - 600» предназначена для приготовления технологических жидкостей без твердой фазы для глушения, перфорации и консервации нефтяных и газовых скважин с АВПД. Представляет собой легкосыпучий гранулированный порошок белого или кремового цвета.

Состав защищен патентом Российской Федерации и выпускается в ОАО «НПО Бурение» по ТУ 2458-303-00147001-2004.

Таблица 2.2.

**Параметры работы скважин до и после ремонта
с применением раствора карналлита**

№№ скважин	Параметры до ремонта			Параметры после ремонта			Примечание
	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обводнен., %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обводнен., %	
1	2	3	4	5	6	7	8
34	10	1,0	88,2	26	16,0	27,7	Определенные по скважинам №№ 34, 1088, 533 коэффициенты проницаемости до и после КРС, в среднем составили 0,23 мкм² и 0,33 мкм² соответственно.
1088	8	3,0	55,9	12	10,0	1,7	
533	36	6,0	80,5	43	4,0	89,0	
28	13	10,1	8,5	13	9,0	18,5	
29	18	14,5	5,5	20	16,1	5,0	
36	36	2,7	91,1	33	25,5	9,1	
97	8	6,3	7,5	5	0,8	88,0	
154	12	9,7	5,0	12	9,6	5,8	
170	22	11,5	38,6	27	22,3	3,0	
1667	22	17,0	90,9	14	10,5	12,1	
1744	4	3,3	3,0	7	5,7	4,3	
668	33	8,2	70,9	25	12,9	39,2	
832	35	0,9	97,1	34	1,4	95,3	
872	20	0,8	95,0	20	5,0	70,5	
3380	23	0,8	95,6	22	4,2	77,7	
4268	7	1,3	78,6	7	1,2	80,0	
1002	46	32,1	18,0	43	23,2	36,5	
1079	37	1,5	95,1	33	3,3	88,2	

Плотность технологической жидкости на основе «КТЖ - 600» - до 1600 кг/м³, показатель рН = 7-8. Коэффициент восстановления проницаемости после применения достигает 0,93.

Рассолы на основе композиции «КТЖ – 600» совместимы с применяемыми в нефтедобыче химреагентами и могут применяться в скважинах с сероводородосодержащей продукцией.

Широко используется для приготовления жидкостей глушения плотностью 1450-1600 кг/м³ на скважинах Южно – Приобского, Приобского месторождений и глушении скважин Центрально - Тарко - Салинского лицензионного участка в Западной Сибири.

2.2 Водоизоляционные композиции на основе смол и технологии для ликвидации межпластовых перетоков и ремонта колонн

К ликвидации заколонных перетоков относятся работы по изоляции затрубных перетоков воды в нефтяные скважины при наличии на ВНК глинистой перемычки толщиной 2 м и более. Выбор технологии и материала зависит от размеров каналов затрубной циркуляции и эксплуатационных градиентов давления на затрубную перемычку. Проведение водоизоляционных работ по ликвидации заколонных перетоков через существующие перфорационные отверстия возможно в том случае, когда проницаемость водосодержащих пород выше, чем нефтенасыщенных. Для этого необходимо использовать легкофильтрующиеся водоизолирующие материалы, обладающие минимальной усадкой при затвердевании. В случае интенсивной приемистости продуктивного пласта следует предусмотреть закачку временно изолирующего материала, либо следует проводить ремонт через специальные отверстия против водоносного пласта.

При ремонте эксплуатационных колонн помимо вышеперечисленного изоляционная композиция должна иметь незначительную плотность, соизмеримую с плотностью пластовых вод. Наиболее подходящим для проведения изоляционных работ, и удовлетворяющим указанному требованию, является состав на базе фенолрезорциноформальдегидной смолы (ФРФ-50Р) и жидкого отвердителя (ОЖ) [3].

Были созданы и опробованы различные модификации составов смолы ФРФ-50Р с отвердителем ОЖ (патент РФ № 2246605 и др.).

Состав № 1:

- разделительная жидкость (нефть, ШФЛУ, ацетон);
- смола ФРФ-50Р с добавкой дисперсно-эмульсионного расширителя;
- разделительная жидкость (нефть, ШФЛУ, ацетон);
- отвердитель ОЖ с добавкой порошкообразного отвердителя.

Состав № 2:

- отвердитель ОЖ с добавкой порошкообразного отвердителя;
- смола ФРФ-50Р с добавкой дисперсно-эмульсионного расширителя;
- отвердитель ОЖ с добавкой порошкообразного отвердителя.

Состав № 3:

- отвердитель ОЖ;
- смола ФРФ-50Р;
- отвердитель ОЖ.

Разработанная технология применения данных составов отличается достаточной простотой и заключается в следующем :

- через технологические трубы диаметром 73 мм, оборудованные фрезой и спущенные на глубину 10-20 м выше интервала негерметичности или верхних отверстий интервала перфорации, методом прямой циркуляции, закачивается композиция по одному из разработанных составов;
- композиция доводится до башмака технологических труб;
- закрывается затрубное пространство и композиция продавливается в интервал негерметичности с оставлением стакана (перекрытием интервала негерметичности);
- через 24 ч цементный стакан разбуривается и производится опрессовка эксплуатационной колонны.

При ликвидации заколонного перетока композицию продавливают до нижних отверстий интервала перфорации и через 24 ч проводят промыслово-геофизические исследования.

Выбор состава композиции в первую очередь зависит от глубины нарушения колонны или интервала перфорации (учет пластовой температуры), времени проведения работ (учет приемистости скважины), имеющегося подземного и наземного оборудования.

По данным технологиям и рецептурам проведены опытно-промышленные работы в Надым-Пурской НГО, результаты которых свидетельствуют о перспективности предлагаемых композиций и которые могут широко использо-

ваться на месторождениях не только Надым-Пурской НГО Западной Сибири, но и на нефтяных месторождениях других регионов Российской Федерации. Было выполнено 33 скважино-операции по ремонту эксплуатационных колонн на Барсуковском, Комсомольском, Ново-Пурпейском и Северо-Тарасовском месторождениях. Все операции оказались эффективными, но на шести скважинах операции проводились дважды. Также было проведено 40 эффективных скважино-операций по ликвидации заколонных перетоков, и лишь в четырех скважинах были выполнены повторные обработки.

Технология изоляции притока пластовых вод в горизонтальных скважинах. В последнее время многие эксплуатационные скважины бурятся с горизонтальным окончанием ствола.

Из анализа отечественной и зарубежной литературы в области строительства и ремонта горизонтальных скважин выявлено, что рассматриваются, в основном, вопросы проводки и крепления, а вопросы эксплуатации и ремонта освещены меньше, правда, в работах В. Кроу и др. затронуты вопросы и проблемы освоения скважин и разработки месторождений с горизонтальным положением ствола.

Изоляция пластовых вод в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах приобретает все большую актуальность в связи с увеличением объема строительства подобных скважин.

Как правило, горизонтальные скважины используют для пластов малой толщины и нередко для пластов с подошвенной водой. Эти скважины, в сравнении с вертикальными, обладают большей продуктивностью и работают, как правило, с меньшей депрессией на пласт. Однако, тем не менее, обводнение горизонтальных скважин происходит и причины обводнения, как правило, обусловлены либо некачественным строительством, либо нарушением режима эксплуатации. Причиной обводнения также может являться негерметичность заколонного пространства, что приводит к поступлению на забой пластовой воды из вышележащих, либо нижележащих водоносных пластов.

Изоляция пластовых вод в горизонтальных скважинах требует совершенствования и разработки новых методов с проведением большого объема теоретических, лабораторных и промысловых исследований применительно к горно-геологическим условиям месторождений и конструкциям забоев горизонтальных скважин. Среди конструкций горизонтального участка ствола скважин можно выделить следующие основные варианты:

- горизонтальный ствол не обсаженный (открытый забой);
- горизонтальный ствол скважины оборудован хвостовиком;
- горизонтальный ствол скважины обсаженный, предварительно перфорированной эксплуатационной колонной, или оборудованный специальными фильтрами, предупреждающими вынос мех-примесей;
- горизонтальный ствол скважины, обсаженный хвостовиком или эксплуатационной колонной, оборудованный фильтрами с внешними пакерами;
- горизонтальный участок ствола скважины обсажен эксплуатационной колонной и зацементирован с последующей перфорацией.

Как видим, конструкции горизонтального участка ствола скважины довольно сложны, а вскрытие пластов горизонтальным участком с открытым забоем применяется только в устойчивых коллекторах. При этом производство водоизоляционных работ возможно только после перекрытия ствола спуском и цементированием хвостовика с последующей перфорацией необходимых интервалов или установки в интервале обводнения перекрывателя.

Применение вместо металлического перекрывателя традиционных быстротвердеющих материалов для создания экранирующей пробки может привести к тампонированию полости горизонтального участка и созданию осложнений в работе скважин. Этот способ применяется для открытого ствола скважин, а в случае наличия фильтра его применение затруднительно.

Оборудование горизонтального участка ствола с заранее перфорированными отверстиями осложнено следующими проблемами:

- невозможностью качественной промывки в процессе спуска;
- невозможностью качественного проведения ремонтных работ, таких как промывка забоя, проведение направленных обработок ПЗП, водоизоляционных работ и др.

В зарубежной практике имеется некоторый опыт выполнения перечисленных работ путем извлечения и последующего спуска хвостовика с наружными пакерами с целью расчленения горизонтального ствола на отдельные участки.

Как было сказано выше, технологии изоляции притока пластовых вод в горизонтальных скважинах, в том числе и с использованием колтюбинга, существуют (патенты РФ № 2055156, 2114990, 2188429 и др.). Недо-

статками многих известных технологий изоляции притока пластовых вод в таких скважинах являются:

- невозможность использования в субгоризонтальной или горизонтальной скважине, так как технология не позволяет произвести закачку водоизолирующей композиции в заданный интервал ствола скважины;
- сложность закачки водоизолирующей композиции строго в обводненный интервал горизонтального ствола, а также необходимость «отмывания» интервала изоляции от блокирующего состава, что сложно осуществлять при наличии хвостовика-фильтра, а также при обсаженном и перфорированном забое;
- невозможность реализации способа (технологии) в горизонтальной скважине со сложной конструкцией забоя и проведения закачки водоизолирующей композиции в заданный интервал скважин с открытым забоем.

И.И. Клещенко и др. (2003, 2007 гг.) осуществлена разработка эффективной технологии изоляции притока пластовых вод при сложной конструкции забоя горизонтальных скважин как с обсаженным или открытым забоем, так и с хвостовиком-фильтром на забое (патент РФ № 2235873).

Сущность предлагаемой технологии изоляции притока пластовых вод без глушения скважины с применением колтубинга заключается в следующем.

В обводненный участок горизонтального ствола скважины спускают до забоя безмуфтовую длинномерную трубу (БДТ), по которой закачивают блокирующую жидкость в объеме, необходимом для заполнения горизонтального участка ствола скважины, продавливая ее в скважину жидкостью глушения.

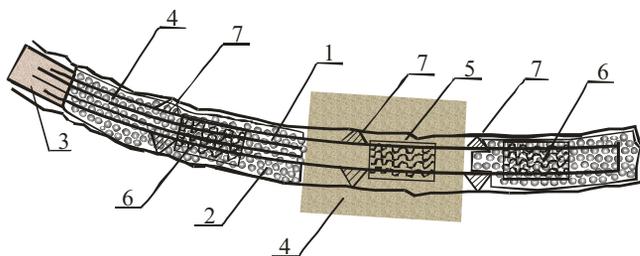
Принимая БДТ выше уровня блокирующей жидкости, скважину заполняют жидкостью глушения, после чего в БДТ подают водоизолирующую композицию, которую доводят до башмака БДТ.

Затем БДТ спускают до глубины нижней части изолирующего интервала и продавливают водоизолирующую композицию в интервал изоляции методом уходящей заливки, при котором скорость заполнения изолируемого интервала горизонтального ствола должна соответствовать скорости подъема БДТ.

При достижении башмаком БДТ верхней части изолируемого интервала затрубное пространство закрывают и водоизолирующую компози-

цию задавливают в пласт продавочной жидкостью, после чего БДТ поднимают выше блокирующей пачки и скважину оставляют на отверждение (полимеризацию) компонентов водоизолирующей композиции под давлением закачки.

В качестве примера реализации технологии на рисунке 2.1 представлена схема компоновки и расположения подземного оборудования, блокирующей жидкости, жидкости глушения и водоизолирующей композиции при проведении водоизоляционных работ в горизонтальной скважине.



1 – гибкая труба; 2 – блокирующая жидкость; 3 – жидкость глушения; 4 – водоизолирующая композиция; 5 – обводненный фильтр; 6 – необводненный фильтр; 7 – центратор.

Рисунок 2.1 – Схема проведения водоизоляционных работ в горизонтальной скважине с помощью колтюбинговой установки

Скважина с длиной горизонтального участка ствола 500 м и диаметром 146 мм оборудована хвостовиком диаметром 114 мм с фильтрами 6 длиной по 12 м и центраторами 7. Пластовая вода поступает через второй фильтр. Длина интервала изоляции 20 м.

Водоизоляционные работы проводят в следующей последовательности. В скважину спускают до забоя БДТ 1, по которой закачивают блокирующую жидкость 2 для заполнения горизонтального участка ствола скважины, регулируя противодавление на устье штуцером.

Затем поднимают БДТ выше уровня блокирующей жидкости и скважину заполняют жидкостью глушения 3, после чего в БДТ подают водоизолирующую композицию 4, доводя ее до башмака БДТ.

Опуская БДТ до глубины нижней части изолированного интервала 5, продавливают водоизолирующую композицию 4 в интервал горизонтального ствола методом уходящей заливки.

При достижении башмаком БДТ верхней части изолируемого интервала 5, затрубное пространство закрывают и в пласт задавливают продавочной жидкостью водоизолирующую композицию 4. Затем БДТ поднимают выше блокирующей пачки и скважину оставляют на отверждение (полимеризацию) компонентов водоизолирующей композиции 4 под давлением закачки.

В заключение отметим, что разработанная технология изоляции водопритоков в горизонтальные нефтяные и газовые скважины применима как для скважин со сложной конструкцией забоя, так и для скважин с открытым забоем.

2.3 Характеристика растворов и материалов для ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины

Наиболее распространенные методы воздействия на прискважинную зону нефтегазоводонасыщенных, нефте- или водонасыщенных пластов, когда при испытании получают совместные притоки нефти и газа, нефти и воды, такие, как закачка, под давлением цементных растворов на водной или углеводородной основе, отверждающихся глинистых растворов, смол и др. с целью ограничения водогазопритоков зачастую не дают положительных результатов.

В связи с этим при разведке и разработке нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений Западной Сибири существует необходимость в разработке новых физико-химических методов воздействия на прискважинную зону пластов с целью ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины и увеличения фазовой проницаемости по нефти или газу.

Характеристика существующих растворов и материалов, применяемых при водоизоляционных работах. Изоляцией пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах занимался и занимается широкий круг специалистов как в нашей стране, так и за рубежом.

В настоящее время при ремонтно - водоизоляционных работах в нефтяных и газовых скважинах используются различные тампонажные материалы:

1. смеси на базе минеральных вяжущих веществ (тампонажный цемент, шлак, гипс и их модификации);
2. тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, известные как полимерные тампонажные материалы (ПТМ);

3. тампонажные растворы, приготовленные на базе минеральных вяжущих тампонажных материалов с различными облагораживающими добавками (СПВС-ТР, ТЭГ, ТС-10, азросил и др.), названные цементно-полимерными растворами (ЦПР);
4. многокомпонентные тампонажные смеси, приготавливаемые с помощью дезинтегратора (МТСД);
5. сжимающиеся тампонажные материалы (СТМ).

В скважинах с низкой приемистостью эффективно применение ПТМ и ЦПР. Применение ПТМ наиболее эффективно (по сравнению с цементным тампонажным раствором) при:

1. герметизации соединительных узлов обсадных колонн;
2. ремонте обсадных колонн в условиях низкой приемистости изолируемой зоны.

Использование цементных растворов оказывается более эффективным (по сравнению с ПТМ) при:

1. ликвидации прорыва верхних и нижних пластовых вод в условиях высокой приемистости;
2. ликвидации прорыва пластовых вод в случае недифференцированного анализа результатов работ.

Применение ЦПР более эффективно (по сравнению с ПТМ) при ликвидации прорыва верхних пластовых вод в условиях высокой приемистости.

В последние годы для вторичного цементирования все чаще используются полимерные тампонажные материалы, приготавливаемые как в виде истинных растворов, так и растворов, содержащих твердую фазу. Они могут иметь регулируемую в широком диапазоне вязкость.

При ремонтно-изоляционных работах применяются ПТМ на основе фенолформальдегидных смол (ТС-10, ТСО-91), вязкоупругие составы (ВУС), ПТМ - Ремонт-1, фенолоспирты (ФС), селективные тампонажные материалы - силаны, гидрофобный тампонажный материал (ГТМ), гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), водорастворимый тампонажный состав (ВТС), кремнийорганическая сшитая система (КРОСС), состав на основе стиромалея и др.

В качестве отвердителей для смол используются формальдегид, параформ или уротропин. Находят применение отверждаемые глинистые растворы (ОГР), где в смеси на основе фенолформальдегидной смолы вместо воды используется глинистый раствор.

Недостатками растворов на основе смол является их дороговизна, а на основе силанов - токсичность, взрыво- и пожароопасность. Известно применение ВУС - вязкоупругий состав из смеси 2%-ного водного раствора гексорезорциновой смолы (ГРС), 1% водного раствора полиакриламида (ПАА) и формалина 38 - 40% концентрации в соотношении объемов 1,0 : 0,1 : 0,02. Применяют до температуры + 90°C. Находит применение ГТМ - гидрофобный тампонажный материал. Отверждается в пресной и пластовой воде, нефтях, имеет хорошие адгезионные свойства.

Из высокотемпературных полимерных тампонажных материалов находят применение фенолоспирты, фенолшлаки и др. Фенолоспирт (ФС) готовят из фенола, формальдегида, 40% раствора едкого натрия (или 10% раствора кальцинированной соды). Характеризуется высокой проникающей способностью и фильтруемостью в пористой среде, совместим с наполнителями: глинопорозом, молотым мелом, шлаковым цементом и др. Фенолшлаковая композиция (ФШК) - смесь фенолоспирта, тампонажного шламового цемента и наполнителя (барит, гематит, руда). ФШК, вследствие поликонденсации фенолоспирта и гидратации шлака, превращается в высокопрочную органоминеральную композицию.

Для изоляции притока пластовых вод в последнее время находят применение водоизолирующий реагент, имеющий наименование АКОР. Он создан на основе малотоксичных, не содержащих хлора отходов производства алкоксисиланов и алкоксисилоксанов, состоящих из алкоксодержащего кремнийорганического соединения и кристаллогидратов солей металлов IV-VIII групп. В качестве кремнийорганических соединений применяется смесь этил-бутилэфиров ортокремниевой кислоты, а также смола этилсиликата. Кристаллогидраты выполняют функцию поставщика воды, необходимой для образования связей Si – OR, и катализируют поликонденсационные процессы образования «сшитого» неплавкого и нерастворимого тела, а также расширяют температурный интервал применяемого состава и обеспечивают его отверждение в полном объеме. Время отверждения можно регулировать в широком интервале температур в зависимости от концентрации исходных компонентов и химической природы кристаллогидратов. Например, АКОР-1 состоит из 75-85% смолки этилсиликата (ТУ 6-02-59-81) и 15 - 25%, 67% раствора FeCl₃ в ацетоне. Плотность при + 25°C составляет 1070 - 1080 кг/м³, условная вязкость - 20 - 21 по СПВ-5 [2, 5].

Как правило, наибольшее предпочтение при производстве водоизоляционных работ следует отдавать материалам и методам селективного действия. К селективным относятся методы, обеспечивающие избирательное снижение проницаемости водонасыщенной части пласта при закачке изолирующих реагентов по всей его толщине. Селективность изоляционных работ основывается на свойствах изолирующего материала, поэтому термин «селективный» распространяют и на материал.

Селективный метод (материал) не может обладать абсолютной избирательностью. Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводненных интервалов в результате изоляционных работ возможно повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пластов. Такие результаты могут быть получены, например, при использовании гидрофобизирующих порошков в пространстве коллектора реагентов.

Среди первых работ в России по изучению возможности использования явлений на границе раздела фаз «нефть-вода» для ограничения притока воды явились исследования по разработке методов изоляции, основанных на закачке в пласт нефти и нефтемазутных смесей, а также гидрофобизации прискважинной зоны пласта с помощью поверхностно-активных веществ (ПАВ). Изучалась возможность применения растворов сульфатных солей в смеси с нефтью. Позднее был разработан метод, основанный на периодической закачке в пласт воздуха или аэрированной воды, а также предложен метод изоляции притока воды, основанный на использовании пенообразующих реагентов, обеспечивающих получение пены в самом пласте при контакте с пластовой водой.

Разрабатывались также селективные методы, основанные на использовании в качестве изоляционных реагентов пересыщенных растворов твердых углеводородов (парафина, церезина, озокерита в керосине, парафиновых отложений в нефти, латекса, натриевых солей нафтеновых кислот). Преимуществом методов этой группы является возможность применения их без точных сведений о местоположении водонасыщенных интервалов и проведения водоизоляционных работ без разделения водо- и нефтенасыщенных интервалов. Однако ни один из перечисленных мето-

дов не нашел широкого применения из-за низкой эффективности, что обусловило поиск более эффективных изоляционных материалов.

С учетом природы селективных водогазоизолирующих материалов в настоящее время методы их применения можно разделить на 3 группы:

1. методы, основанные на закачке в пласт органических полимерных материалов;
2. методы, основанные на применении неорганических водоизолирующих составов;
3. методы, основанные на закачке в пласт элементоорганических соединений.

Наиболее изученными и освоенными методами селективной изоляции и ограничения притока пластовых вод в нефтяные скважины (первая группа) являются методы, основанные на использовании водорастворимых полимеров акрилового ряда, которые нашли широкое применение и за рубежом.

В качестве водоизолирующего материала из акриловых водорастворимых полимеров используются в основном полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид (ПАА). Применение гипана ограничено в условиях месторождений Западной Сибири минерализацией пластовых и закачиваемых вод. Использование ПАА ограничивается трудностями при приготовлении растворов, низкой технологичностью в зимних условиях. Из соединений акрилового ряда применяются для селективной изоляции мономеры акриламида, сополимеры метакриловой кислоты и метакриламида («метас») и др. Механизм изоляции водопритоков в этом случае основан на взаимодействии их с солями пластовых вод или адсорбции полимеров на водонасыщенной породе, снижающей ее проницаемость для воды. Находят применение также полиолефины (полиэтилен низкого давления, полипропилен и др.). Они растворяются в нефти и находятся в твердом состоянии при контакте с пластовой водой. Для селективной изоляции применяются также нефтесернокислотные смеси (НСКС), тяжелые нефтепродукты (гудрон, битум). Однако коллекторские свойства, минерализация пластовых вод, температура в интервале продуктивных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири не дают основания рекомендовать к широкому применению вышеперечисленные методы ограничения притока пластовых вод.

Заслуживает внимания разработка метода, основанного на использовании полиизоцианатов и полиуретанов. Они инертны к нефти, а в при-

сутствии воды образуют разветвленный пространственношитый твердый полимер. Применяются при высоких пластовых температурах (90 - 150°C), но эти материалы остро дефицитны.

Из методов второй группы, основанных на использовании неорганических водоизолирующих реагентов, находят применение неорганические соли (их растворы), которые вследствие ионного обмена с солями пластовой воды (или предварительно закачанной в пласт жидкостью) либо гидролиза пластовой водой образуют водонерастворимые осадки или гели. Наряду с минеральными солями для ограничения водопритоков в нефтяных скважинах могут использоваться отдельные химические элементы, например, магний, который способен реагировать с водой с выделением нерастворимого осадка гидроксида магния. Реализация этих методов сдерживается дефицитностью реагентов, их токсичностью, возможностью осложнений при выполнении водоизоляционных работ. В последние годы разработаны водоизолирующие материалы на основе силикатов щелочных металлов, в частности жидкого стекла ($R_2O \cdot nSiO_2$), где R означает калий и натрий.

Научный и практический интерес представляют композиции, содержащие жидкое стекло и фурфуроловый спирт, разработанные в ТюмГНГУ. Причем фурфуроловый спирт придает составу дополнительные гидрофобизирующие свойства и не меняет реакционной способности жидкого стекла.

Наибольшим распространением пользуются методы селективной изоляции пластовых вод, основанные на закачке в пласт элементоорганических соединений. Практический интерес для изоляции водопритоков в нефтяных скважинах представляют гидролизующиеся полифункциональные кремнийорганические соединения (КОС). Ряд гидролизующихся кремнийорганических соединений способен образовывать в пластовых условиях закупоривающий водонасыщенную породу полиорганосилоксановый полимер, обладающий высокими адгезионными характеристиками к породе, гидрофобной активностью, высокими селективными свойствами. Например, применение простейших кремнийорганических соединений (органохлорсиланов) впервые было осуществлено на нефтяных месторождениях Анастасиевско-Троицкое и Зимняя Ставка, где была показана высокая эффективность способа. Однако водоизолирующий состав на основе хлорсиланов выявил его высокую токсичность и агрессив-

ность, обусловленные выделением больших объемов хлористого водорода вследствие гидролиза их влагой воздуха. Эти соединения также взрыво- и пожароопасны.

Сотрудниками Кубанского госуниверситета предложена композиция, включающая а, w -дихлорполидиорганосилоксан и органотрихлорсилан. При контакте с водой эти соединения вступают в реакцию гидролитической поликонденсации, образуя высокомолекулярный резиноподобный органосилоксановый полимер типа эластомера.

Органоацетоксисиланы также могут служить водоизолирующим реагентом. Они умеренно токсичны и коррозионноактивны, обладают высокими селективными свойствами, отличаются гидрофобной активностью и высокой адгезией к горной породе.

Реализация указанных выше методов селективной изоляции пластовых вод затруднена дефицитом реагентов из-за недостаточной мощности сырьевой базы химической промышленности для производства основных компонентов композиций. В связи с этим внимание исследователей сконцентрировано на разработке водоизолирующих составов, к которым относятся более доступные алкоксипроизводные КОС. Поэтому на основе алкоксипроизводных КОС были разработаны новые группы водоизолирующих композиций. Первая группа включает водоизолирующие составы на основе эфиров ортокремниевой кислоты, вторая - олигомерные органоалкоксисилоксаны или композиции на их основе. Находят применение олигоорганозокси (хлор), силоксаны и др.

Практический интерес для изоляции водопритоков представляют гидролизующиеся полифункциональные кремнийорганические соединения, которые содержат связи Si-O и Si-C, и это определяет их промежуточное положение между органическими и неорганическими соединениями. Наибольшее число используемых кремнийорганических продуктов имеют в цепи молекул силоксановую связь Si-O и называются полиорганоксисилоксанами. Эта связь почти на 50% имеет ионный характер. Дипольный момент связи равен 2,8D, угол связи Si-O-Si лежит в пределах 2,80 - 2,97 рад. (160 - 170°). Молекулы полиорганоксисилоксанов имеют линейную, циклическую, разветвленную или «сшитую» структуру, которая в значительной мере определяет свойства соединений.

Отечественной промышленностью выпускается ряд олигоорганосилоксанов, различных по строению и свойствам: олигометилсилоксаны (ПМС),

олигоэтилсилоксаны (ПЭС), олигометилфенилсилоксаны (ПФМС), олигоорганокисилоксаны с атомом галогена в органическом радикале и органогидридсилоксаны (ГКЖ). Олигометилсилоксаны коррозионноинертны, обладают хорошими диэлектрическими свойствами и поверхностной активностью, температура застывания ниже $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Олигоэтилсилоксаны обладают более низкой температурой застывания ($-100\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Введением в органические радикалы гетероатомов (F, Cl, S и др.) или полярных групп (CN, NH_2 , OH и др.) можно регулировать такие свойства олигоорганосилоксанов, как поверхностное натяжение и диэлектрические свойства при сохранении высокой термостойкости ($250\text{ }^{\circ}\text{C}$), низкой температуры застывания ($-100\text{ }^{\circ}\text{C}$) и малой зависимости вязкости от температуры.

В алкилхлорсиланах связь кремний-галоген легко подвергается гидролизу. При незначительном количестве воды происходит образование линейных полимеров, а избыток воды приводит к полному гидролизу мономера.

Состав и свойства образующихся продуктов гидролиза в значительной степени зависят от условий реакции: кислотности среды, температуры, присутствия растворителя, его полярности и т.д. Кислотность среды повышает скорость гидролиза. При гидролизе силанов образуется хлористый водород, который способствует ускорению реакции. В кислой среде в результате конденсации дифункциональных продуктов в значительном количестве образуются циклические полимеры типа $[\text{R}_2\text{SiO}]_n$, где $n = 3 - 9$. Тип растворителя оказывает большое влияние на процесс гидролиза и структуру образующихся продуктов. При гидролизе в присутствии инертных растворителей (бензол, толуол и др.) образуются неплавкие и нерастворимые соединения в виде аморфных осадков. В случае активных органических растворителей (спиртов, эфиров и др.), растворяющих мономерные и полимерные продукты, реакция конденсации приводит к образованию большого количества линейных высокомолекулярных полимеров. К таким же результатам приводит и реакция конденсации в концентрированной солевой среде. Температура реакции гидролиза и конденсации способствует увеличению скорости реакции. Наличие радикалов снижает скорость гидролиза и конденсации. При избытке воды в кислой среде процесс образования полиорганосилоксанов может протекать не только по схеме конденсации, но и по схеме полимеризации. В этом случае получают сложные полимерные пространственные структуры, обладающие более эффективными изолирующими свойствами.

Силаны представляют собой прозрачные бесцветные жидкости (в чистом виде), легко подвижные, «дымящиеся» на воздухе, с резким специфическим запахом, который обусловлен выделением хлористого водорода при контакте с атмосферной влагой. Силаны хорошо растворимы в органических растворителях. Физико-химические свойства силанов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3.

Физико-химические свойства силанов

Название соединения	Химическая формула	Темпер. Кипения, °С	Темпер. застывания, °С	Плотность, кг/м ³	Кол-во вступ. в реакцию гидролиза со 100 г. прод.	Кол-во Образов. HCl, г
1	2	3	4	5	6	7
Метилтрихлорсилан	CH ₃ SiCl ₃	65,7	-77,8	1273	36,1	72,2
Диметилдихлорсилан	(CH ₃) ₂ SiCl ₂	70,1	-76	1066	27,9	52,5
Триметилхлорсилан	(CH ₃) ₃ SiCl	57,5	-57,7	846	16,6	33,6
Этилтрихлорсилан	C ₂ H ₅ SiCl ₃	97-100	-105	1238,8	33,0	66,9
Диэтилдихлорсилан	(C ₂ H ₅) ₂ SiCl ₂	129-130	-96	1050	22,9	46,5
Триэтилхлорсилан	(C ₂ H ₅) ₃ SiCl	143,5	-	898,6	11,9	24,2
Фенилтрихлорсилан	(C ₂ H ₅)SiCl ₃	201	-	1325,6	25,5	49,1

В нефтепромысловой практике находят применение фенилтрихлорсилан, фенилтрихлорсилан - сырец, метильные кубовые остатки, азеотропная смесь кремнийорганического производства. Все эти вещества представляют собой мономеры. При гидролизе указанных продуктов происходит их сшивка за счет кислорода воды и образования

олигополимеров. Необходимо отметить, что при избытке воды происходит растворение образующегося в результате гидролиза хлористого водорода олигомеров и повышение кислотности среды за счет образования соляной кислоты.

Фенилтрихлорсилан - ФТХС - легкогидролизующийся кремнийорганический продукт. Выпускается в бочках, срок хранения 1 год при t не $> 30^{\circ}\text{C}$. Кубовые остатки КО (неосветленные) - остатки ректификационного кремнийорганического процесса - неГОСТИруемый продукт. Это смесь органохлорсиланов и силоксанов. Различают метильные (МКО), этильные (ЭКО), фенильные (ФКО) кубовые остатки. Токсичность их ликвидируется уксусной кислотой.

Этоксипроизводные кубовых остатков (олигоэтоксигорано (хлор) силоксаны) получают воздействием на кубовые остатки водным раствором спирта. Их физико-химические свойства приведены в таблице 2.4.

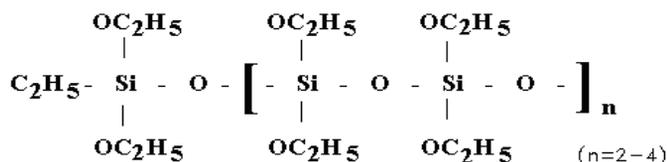
ЭТС-40, (ЭТС-16) - кремнийорганическое соединение, содержащее каталические добавки органохлорсиланов: тетраэтоксисилана и соляной кислоты (HCl). При гидролизе этилсиликата образуется гель, и продукт гидролиза закупоривает породу, однако гель непрочен. Для устранения этого недостатка в него вводят органохлорсиланы, и образуется более прочный гель. Этот состав обладает высокой водоизолирующей способностью и избирательным воздействием на нефтеводонасыщенные пласты, однако продукт токсичен.

Таблица 2.4.

Физико-химические свойства олигоэтоксигоранохлорсилоксанов

Название соединения	Плотность, кг/м ³	Температура застывания, °C	Динамическая вязкость при 20°C, мПа×с
Олигоэтоксиметил-силоксаны (ТМС)	1045	-65	0,084
Олигоэтоксиил (хлор)-силоксаны (ТЭС)	1026	-85	0,027
Олигоэтоксифенил (хлор)-силоксаны (ТСФ)	1109	-50	0,016
Смесь в объемном соотношении (1:1:1)	1027	-85	0,015

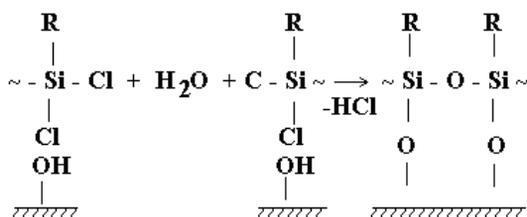
Структурная химическая формула этилсиликата (ЭТС-40) имеет вид:



Смолки этилсиликатов представляют собой ЭТС-40, загрязненный продуктами его гидролиза - гелем эфира ортокремниевой кислоты в виде осадка. Химические свойства сходны со свойствами этилсиликата, главное из которых - подверженность воздействию воды. Продукт реакции гидролизует до окиси кремния. Плотность 1100 кг/м³. При - 45⁰С продукт замерзает. Срок хранения с гарантией кондиционных свойств - 6 месяцев. Продукт горюч, невзрывоопасен, растворим в органических растворителях.

К безводным растворам кремнийорганических соединений относятся растворы органохлорсиланов в ацетоне, Н-гексане, толуоле, дизельном топливе, которые выступают как ПАВ.

Связь с породой обуславливается химическими связями:

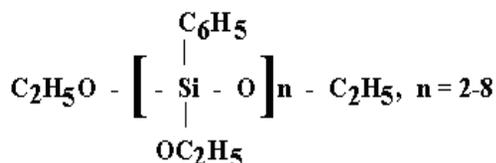


После обработки нефтеводонасыщенных пластов вышеуказанными растворами у пород появляются олеофильные свойства, за счет чего фазовая проницаемость по нефти увеличивается.

Этил - и метилсиликонаты натрия (ГКЖ-10 и ГКЖ-11) являются продуктами гидролиза органотрихлорсиланов с последующим растворением продуктов гидролиза в водном или водоспиртовом растворе щелочи (едкого натрия). Товарной продукцией являются 30%-ные водоспиртовые

растворы этил- и метилсиликонатов натрия. Эти жидкости имеют щелочную реакцию (рН 13-14), плотность 1170-1210 кг/м³, хорошо растворяются в воде и этиловом спирте, не смешиваются с углеводородами и при использовании не выделяют вредных паров и газов, невзрыво- и пожароопасны. Техническая маркировка - ГКЖ-10 и ГКЖ-11, общая формула: $\text{HO}[\text{RSi}(\text{ONa})\text{O}]_n\text{H}$, где R - CH_3 ; C_2H_5 .

Полифенилэтоксисилоксаны (ПФЭС) относятся к классу этоксипроизводных кремнийорганических соединений (техническое наименование модификатор 113-63 или 113-65). Структурная химическая формула модификатора имеет вид:



В присутствии воды они гидролизуются с образованием нерастворимого фенилсилоксанового полимера, который обладает высокой гидрофобной способностью. ПФЭС хорошо растворяются в дизельном топливе, нефти, керосине. Образующийся в результате гидролиза полимер имеет повышенную адгезию к стеклу, цементному камню, горным породам.

В практике проведения нефтеразведочных работ в Западной Сибири в последнее время все чаще в разрезах встречаются продуктивные пласты, вызов притока из которых, их исследование и эксплуатация затруднены, а испытание таких пластов приводит, как правило, к получению двухфазных притоков с опережающим движением воды из пласта. В связи с этим все более актуальной остается задача качественного проведения водоизоляционных работ.

До сих пор основным материалом, применяемым при проведении водоизоляционных работ, остается портландцементный раствор.

Проведенный анализ по изоляции пластовых вод цементными растворами показывает низкую эффективность операций по ограничению водопритокков, что обуславливает поиск более эффективных изоляционных материалов и способов. При этом главное внимание акцентируется на принципе изоляции и тампонажных материалах, составляющих основу методов изоляции.

В зависимости от механизма изоляции и применяемого изоляционно-го материала все методы подразделяются на неселективные и селективные.

Методы первой группы основаны на одновременной или последовательной закачке в пласт нескольких компонентов, способных в результате химического взаимодействия между собой или физико-химических превращений получаемых смесей образовывать нерастворимые осадки в воде и в нефти.

Методы второй группы основаны на использовании селективных свойств самих изоляционных реагентов, технологии проведения работ и учете характера насыщенности породы. При этом изоляция воды достигается при данном методе следующими видами воздействий и взаимодействий:

- охлаждением прискважинной зоны пласта;
- осаждением пересыщенных растворов твердых углеводородов;
- гидрофобизацией породы и образованием в ней эмульсий;
- взаимодействием химических соединений с солями пластовых вод;
- физико-химическим взаимодействием смеси соединений с пластовой водой, в результате которого снижается растворимость, наступает коагуляция и т.д.

Преимуществом селективных методов является то, что при реализации последних нет необходимости проведения дополнительной перфорации объекта, в то время как фазовая проницаемость по нефти увеличивается. Напротив, при неселективной изоляции фазовая проницаемость как по воде, так и по нефти может быть несущественной, что требует проведения дополнительного объема работ [2].

Характеристика растворов и материалов, применяемых при газоизоляционных работах. Анализируя существующие методы изоляции газопритоков, можно классифицировать их по типу изолирующего материала следующим образом:

- закачивание воды с целью получения кристаллогидратов в газонасыщенной области пласта;
- закачивание водных растворов хлоридов щелочных или щелочноземельных металлов, в процессе или после проведения которого в результате снижения давления в газонасыщенной зоне образующиеся соли выпадают в осадок;
- закачивание нефти;
- закачивание конденсата и водного раствора ПАВ;

- создание изолирующего экрана путем закачивания пенообразующих агентов;
- селективные методы блокирования путей прорыва газа, при которых используются физико-химические взаимодействия газа с раствором асфальтосмолистых веществ (АСВ) в ароматических растворителях, в результате которых происходит осаждение высокомолекулярных АСВ в загазованном поровом пространстве горной породы. При этом возможно применение АСВ, где в качестве растворителя используют пластовую нефть, ароматические углеводороды, четыреххлористый углерод.

Для предупреждения образования газового конуса на уровне ГНК закачивают сжиженные углеводородные газы на глубину до 6 м, а затем на такую же глубину - пластовую нефть, загущенную добавкой от 0,01 до 0,5 % нефтерастворимых веществ (полутвердый полиэтилен). Существует способ создания изолирующего экрана из отложений серы на границе «нефть-газ». Отложения серы образуются в результате реакции между серным ангидридом и сероводородом в присутствии воды.

Для предотвращения прорыва газа вокруг ствола скважины несколько ниже ГНК рекомендуется устанавливать непроницаемый экран, для чего в пласт рекомендуется вводить измельченный пластический наполнитель - синтетический каучук или синтетические пластмассы или нагнетать нерастворимый в нефти и газе другой материал, закупоривающий (кольматирующий) поры.

Существует способ ликвидации межпластовых перетоков газа, основанный на закачке в скважину гелеобразующих составов на основе ПАА, сшиваемых хромовыми соединениями. Известен способ ликвидации заколонных перетоков с применением водорастворимого полимера ВП-135 и закачки в пласт фенолформальдегидной смолы СФЖ-305М, отверждаемой контактом Петрова.

Однако из кажущегося многообразия применяемых составов и технологий для газоизоляционных работ следует вывод, что промысловая практика в настоящее время располагает не очень надежными и эффективными технологиями изоляции газопритоков в нефтяные скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи. Рассмотренные выше методы изоляции газопритоков либо мало эффективны (например, в случае закачки воды, водных растворов ПАВ и солей), либо связаны с применением дефицитных и агрессивных реагентов (серный ангидрид).

Определенный интерес представляют методы, основанные на создании в пласте на уровне ГНК протяженного радиального изолирующего экрана. В итоге наиболее эффективными из анализа проведенных работ по ограничению газопритоков в нефтяные скважины оказались РИР, где в качестве газоизолирующих композиций применялись:

- водорастворимый тампонажный состав (ВТС-1, ВТС-2) на основе гликолевых эфиров КОС;
- вязкоупругий состав на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров (ВУС, ГОС). Такие составы в пластовых условиях в широком диапазоне температур вступают в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием геля элементоорганических полимеров, которые селективно закупоривают поры горной породы. Применение ВУС на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров в качестве газоизолирующей композиции опробовано, например, на многих скважинах Лянторского месторождения. Изоляция достигается в результате адсорбции и механического удержания молекул полимера в пористой среде путем создания вязкоупругой структуры, обеспечивающей блокирование зон фильтрации газа [2, 7].

Основные требования к водогазоизолирующим композициям и направления совершенствования водогазоизоляционных работ. Для успешного ведения работ по ограничению водогазопритоков в нефтяные скважины, получения промышленных притоков и добычи безводной продукции применяемые и рекомендуемые композиции должны обладать:

- высокой фильтруемостью в пористые среды для создания изолирующего экрана большого радиуса и толщиной 2 м и более;
- регулируемые в широких пределах реологическими характеристиками, что обеспечит более равномерный охват воздействием неоднородных коллекторов;
- низкой стоимостью и недефицитностью компонентов.

Такие составы должны быть гомогенными и отверждающимися по всему объему. Для обеспечения высокой технологичности композиции должны быть простыми и удобными в приготовлении, иметь регулируемый период отверждения, быть способными образовывать водогазоизолирующий экран в широком диапазоне пластовых температур и давлений.

Указанным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют разработанные нами изолирующие композиции на основе кремнийорганических соединений, поливинилового спирта, фурфурилового спирта, полиакриламида.

Преимущество этой группы композиций заключается в том, что они являются водорастворимыми, гомогенными, легко фильтрующимися в проницаемые среды, образуют изолирующий материал по всему обрабатываемому объему и обладают регулируемыми в широких пределах реологическими характеристиками.

В нефтедобывающей промышленности России широко применяются при РИР водорастворимые полимеры на основе полиакриламида (ПАА). Наиболее технологичными из них являются композиции, включающие ПАА, лигносульфонат (ЛС) и бихромат (БХ) калия или натрия. Однако прочность и вязко-упругие свойства известных ВУС и ГОС часто не удовлетворяют требованиям технологического процесса газоизоляции.

Анализ известного аналогичного состава, содержащего водорастворимый полимер, показал, что для получения сшивателя трехвалентного хрома хроматы восстанавливают с помощью органического или неорганического вещества, например, сульфита Na. Однако изолирующие свойства сшитого полимера невысокие.

Существует газоизолирующая композиция из полимеров и хроматов, с использованием в качестве восстановителя кремнийорганического соединения (КОС).

Для реализации технологии изоляции водогазопритоков в нефтедобывающие скважины ответственную роль играет закрепляющий состав, который закачивается в пласт на заключительной стадии технологического процесса. Например, в качестве такого состава предложена композиция на основе КОС, гликоля и катализатора реакции переэтерификации - HCl. Этот состав получил наименование «водорастворимый тампонажный состав (ВТС)».

Применяются для водогазоизоляционных работ составы на основе этилсиликатов (ЭТС) и хлоридов металлов, носящие наименование АКОР. Однако внедрение в практику составов типа ВУС, ГОС, АКОР-4 в чистом виде в качестве самостоятельных изолирующих материалов оказалось малоэффективным.

Нашли применение в практике нефтедобычи и неонсолсодержащие водорастворимые тампонажные составы (НВТС), которые обладают высокими

изолирующими и селективными свойствами. Так, при обработке нефтенасыщенных кернов с остаточной водонасыщенностью 32,2 - 60,8% коэффициент проницаемости для нефти не только не снижается, а в большинстве случаев увеличивается в 1,1 - 1,2 раза. Последнее обусловлено тем, что составы, полученные с применением ПАВ, активно вымывают из нефтенасыщенной горной породы свободную и рыхлосвязанную воду и нефть (по типу мицеллярного раствора), улучшая тем самым фазовую проницаемость по нефти. Содержащиеся в их составе КОС, по мере разбавления в пластовых флюидах (нефти, воде), теряют способность к образованию пространственно-шитого полимера закупоривающего поры коллектора. В то же время на поверхности горной породы КОС образует практически мономолекулярную, связанную с породой химическими связями гидрофобную пленку, что улучшает фазовую проницаемость по нефти. Однако при повышении водонасыщенности кернов более 70% составы типа НВТС проявляют заметную, а в полностью водонасыщенных породах высокую изолирующую способность, вплоть до полной закупорки пор горных пород.

Отличительной особенностью кремнийорганических водорастворимых тампонажных составов (НВТС) является то, что изолирующий полимер, получаемый при отверждении НВТС, способен растворяться в глинокислотных составах. Такое свойство НВТС позволяет создавать газоизолирующий экран на определенное время эксплуатации нефтедобывающих скважин.

Основным направлением повышения эффективности работ по ограничению водопритоков с применением легко фильтрующихся в пористую среду составов ВУС или ГОС является их комплексное использование с цементными суспензиями.

Поэтому нами исследован перспективный тампонажный раствор для ремонтно-изоляционных работ на основе жидкого стекла и фурфурилового спирта. Разработанная тампонажная смесь получила название «кислотостойкий тампонажный раствор – цемент (КСЦ)».

Предлагаемый тампонажный раствор следует закачивать выше и ниже продуктивного горизонта на 10-15 м. В интервал же нефтегазосодержащего пласта необходимо закачивать обычный тампонажный раствор, содержащий кислоторастворимую добавку (карбонат кальция).

Кислотостойкий тампонажный раствор имеет достаточные прочностные характеристики и удовлетворяет требованиям безаварийной закачки в заводненный пласт. Раствор имеет широкий диапазон регулирова-

ния реологических и структурных свойств, а его фильтрат «отталкивает» воду, гидрофобизирует поровые каналы в породе, что увеличивает фазовую проницаемость по нефти (газу).

Для монолитных пластов рекомендовано увеличивать объемы закачиваемых полимерных материалов до 20 - 40 м³ для создания блокирующих экранов.

По результатам анализа разработки в области водоизоляционных работ систематизированы по целям (улучшаемым потребительским свойствам) и средствам достижения этих целей (техническим решениям), что дало возможность сформулировать основные направления их совершенствования:

1. повышение эффективности водоизоляционных работ;
2. повышение прочности тампонирующего вещества;
3. повышение закупоривающей способности состава;
4. снижение проницаемости по воде и газу искусственного изоляционного экрана;
5. более широкое применение селективных материалов.

В результате анализа было определено, что первое, второе и третье направления развиваются равномерно, а четвертое и пятое получили развитие в последние годы и имеют тенденцию к росту.

2.4 Материалы и композиции для водогазоизоляционных работ в скважинах

Водоизолирующие составы на основе модификаторов, этилсиликатов и гидрофобной кремнийорганической жидкости. Водоизолирующие составы на основе кремнийорганических соединений (КОС) находят в последнее время широкое применение в нашей стране и за рубежом. Общим для алкоксипроизводных КОС является способность в присутствии воды вступать в реакцию гидролитической поликонденсации и отсутствие взаимодействия с нефтью. Для осуществления и ускорения реакции гидролитической поликонденсации с алкоксипроизводным КОС (ЭТС-40, ЭТС-16) необходимо вводить кислые или щелочные катализаторы. Для этих целей используются ГКЖ-10(11) в количестве 1-25% от объема модификаторов и 5-15% от объема этилсиликатов. Такие композиции практически нетоксичны, невзрыво- и пожаробезопасны, обладают низкой коррозионной активностью (в процессе гидроли-

за выделяется не кислота, а низшие алифатические спирты), высокими селективными водоизолирующими свойствами. Образующийся тампонажный материал имеет удовлетворительные прочностные характеристики, высокую адгезию к горным породам и металлу обсадных колонн, имеет хорошую гидрофобную активность.

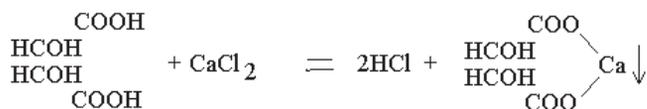
Водоизолирующий состав на основе модификаторов и ГКЖ (а.с. СССР №1078036), ЭТС и ГКЖ может использоваться в широком интервале пластовых температур (0-200 °С) независимо от степени минерализации пластовых вод. Температура замерзания состава ниже – 40 °С, что особенно важно в условиях Западной Сибири. Отличается незначительной вязкостью (от 2 до 20 мПа с) и высокой фильтруемостью в пористые среды. Механизм образования непроницаемого экрана из кремнийорганических соединений в прискважинной зоне пласта заключается в следующем. При введении в прискважинную зону КОС они растворяются в нефти продуктивных интервалов и гидролизуются водой, содержащейся в обводнившихся интервалах. Проникновение КОС в водонасыщенные пласты вызывает образование зоны, состоящей из пористой среды, насыщенной полимерной массой, вязкость которой по мере роста концентрации возрастает вплоть до полной потери текучести. С этого момента проникновение тампонирующей полимерной массы в глубь поровых каналов прекращается. Химическая реакция закачиваемых веществ с пластовой водой осуществляется по схеме массопередачи. При этом процесс можно представить как подвод реагента к реакционной поверхности с последующим распределением продуктов реакции в агрессивной среде. Нейтрализация реагента в условиях движущейся агрессивной фазы идет до нулевой концентрации. Образованный в пористой среде полимер «лестничного типа», с прочной адгезией по отношению к песчанникам породы, закупоривает водонасыщенные интервалы и цементирует песок в обводнившейся зоне пласта.

В нефтенасыщенных интервалах проницаемость почти полностью сохраняется, реакция гидролиза (гидролитической поликонденсации) может происходить за счет связанной воды с образованием на поверхности каналов полимерной пленки. При этом силоксановые связи кремнийорганических соединений направлены к породе, а углеводородные радикалы - в противоположную сторону. В результате образуется гидрофобная поверхность, которая снижает фильтрационные сопротивления и уве-

личивает фазовую проницаемость для нефти. На этом свойстве основан способ повышения продуктивности нефтяных скважин путем обработки прискважинной зоны кремнийорганическими соединениями [2, 5].

Водоизоляционная композиция на основе этилсиликатов, синтетической виноградной кислоты и хлорида кальция. Состав для водоизоляционных и ремонтно-водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах и способ их проведения основан на закачке в скважину (пласт) кремнийорганической жидкости с добавкой порошкообразной синтетической виноградной кислоты (СВК) и хлорида кальция (А.С. СССР №1391215).

Синтетическая виноградная кислота и этилсиликат (ЭТС-40 или ЭТС-16) в химическое взаимодействие не вступают. Этилсиликат является как бы носителем синтетической виноградной кислоты в зону изоляции, (негерметичности эксплуатационной колонны, заколонных перетоков). При встрече в этих зонах водного раствора хлорида кальция и синтетической виноградной кислоты последняя вступает в реакцию с раствором хлорида кальция, в результате которой образуется соляная кислота по уравнению:



Соляная кислота катализирует реакцию поликонденсации этилсиликата (ЭТС-40, ЭТС-16), а выпадающий осадок виннокислого кальция является наполнителем. Образующийся полимер закупоривает поры водонасыщенной породы (зоны негерметичности эксплуатационной колонны, зоны заколонной циркуляции).

Технология проведения ремонтных работ на скважинах заключается в следующем. Скважину, в которую через негерметичную эксплуатационную колонну поступает пластовая вода, останавливают. Через насосно-компрессорные трубы (НКТ) производят промывку зоны негерметичности пресной водой до полного удаления пластовой воды из ствола скважины. Затем проводят закачку изоляционной композиции в следующей последовательности и объемах:

1. 9-13% водный раствор хлорида кальция - 1 м³;
2. разделительная жидкость (дизтопливо) - 0,1 м³;

3. смесь этилсиликата с порошкообразной синтетической виноградной кислотой (на 1 м^3 этилсиликата берется 120-180 кг СВК) - $1,0\text{ м}^3$;
4. разделительная жидкость (дизельное топливо) - $0,1\text{ м}^3$;
5. продавочная жидкость (техническая вода) - в объеме НКТ.

Композиция доводится до интервала негерметичности. Закрывают затрубное пространство и продавливают изоляционный материал за эксплуатационную колонну. Скважину выдерживают на реакции в течение 12 - 24 час. При необходимости закачку композиции повторяют.

Технология проведения работ по ликвидации заколонных циркуляций и изоляции интервалов поступления пластовых вод осуществляется следующим образом. Скважину, в которую через перфорированную эксплуатационную колонну поступает вода из ниже- или вышележащих водоносных горизонтов (или из вскрытого перфорацией пласта), останавливают. Через НКТ, опущенные до зоны изоляции, производят промывку пресной водой до полного удаления пластовой воды из ствола скважины. Затем проводят закачивание изоляционной композиции по вышеприведенной схеме.

Композиция доводится до интервала перфорации. Закрывают затрубное пространство и продавливают изоляционный материал через перфорационные отверстия за эксплуатационную колонну или в пласт. Скважину выдерживают на реакции не менее 12 час.

Водоизоляционный состав на основе этилсиликатов и гидразина (гидроксиламина) солянокислых. Состав селективного действия содержит этилсиликаты (ЭТС-40; 16; 32) и гидразин ($\text{N}_2\text{H}_4 \times 2\text{HCl}$) или гидроксилламин ($\text{NH}_2\text{OH} \times \text{HCl}$) солянокислые. Последние используются в качестве катализатора реакции гидролитической поликонденсации при взаимодействии этилсиликата с пластовой водой для образования материала, закупоривающего поровое пространство коллекторов.

Гидразин и гидроксилламин солянокислые в химическое взаимодействие с этилсиликатами не вступают. Последние являются «носителями» гидразина или гидроксилламина в зону изоляции. При встрече с пластовой водой гидразин и гидроксилламин растворяются в воде с образованием соляной кислоты, которая катализирует реакцию гидролитической поликонденсации этилсиликатов. Образующийся гелеобразный полимер закупоривает поры пород. При попадании в нефтенасыщенную зону пласта соляная кислота не образуется, и, следовательно, нет условий для проте-

кания реакции гидролитической поликонденсации с образованием полимера, закупоривающего поры пород-коллекторов.

Водоизолирующая композиция для временного ограничения водопритоков на основе тяжелой смолы пиролиза. Водоизолирующий состав селективного действия на основе тяжелой смолы пиролиза (ТСП или «зеленого масла») обладает достаточно высокой активностью. ТСП - это фракция, выкипающая в пределах температур от 180-190⁰С до 350-360⁰С, является продуктом пиролиза газов, бензинов, газойлей. Тяжелая смола пиролиза состоит из конденсированных -би, - три, - тетрациклических ароматических углеводородов и содержит до 20% высокоароматизированных смол и асфальтенов. Смолы и асфальтены, содержащиеся в ТСП, не являются аналогами нефтяных смол и асфальтенов, а представляют по составу ароматические углеводороды. В заместителях ароматических структур в значительном количестве содержатся алкеновые связи, что определяет высокую реакционную способность компонентов. Внешне представляют собой однородную текучую жидкость темно-зеленого цвета. Средняя плотность 1040-1080 кг/м³. Реагент имеет низкую температуру замерзания (-45⁰С). Является отходом нефтехимической промышленности и используется в основном как сырье для производства сажи. Хорошо растворяется в нефти, но благодаря адсорбции смол, асфальтенов и тяжелых ароматических углеводородов гидрофобизирует поры коллектора, уменьшает фильтрационные сопротивления и увеличивает фазовую проницаемость по нефти. Низкая температура застывания (-30,45⁰С) тяжелой смолы обеспечивает технологичность ее применения в условиях Западной Сибири, поскольку она сохраняет свои свойства и не требует подогрева даже при низких отрицательных температурах. Для улучшения водоизолирующих свойств состава на основе ТСП при обработке высокопроницаемых кернов (газопроницаемость 300х10⁻³ мкм²) в него вводится окисленный битум. Высокоокисленный битум представляет собой продукт окислительной дегидрополиконденсации гудронов (ТУ-38 20184-80).

Эффект гидрофобизации внутриворонной поверхности коллектора в прискважинной зоне пласта достигается за счет увеличения вязкостно-упругих свойств состава на основе ТСП и битума.

Технология проведения водоизоляционных работ тяжелой смолой пиролиза сводится к следующему.

При получении притока нефти с пластовой водой скважину останавливают, промывают технической водой. Прямой промывкой при открытой затрубной задвижке ТСП доводят до башмака НКТ. Закрывают затрубное пространство и ТСП продавливают в пласт. Через 4 часа скважину осваивают. Количество «зеленого масла» берется из расчета 1 м³ на 1 м вскрытой эффективной толщины пласта.

Технология проведения водоизоляционных работ составом на основе ТСП с битумом сводится к следующему. При получении притока нефти с водой скважину останавливают и промывают технической водой. Состав готовят с помощью цементировочного агрегата и емкости. В приемную емкость засыпают необходимую массу высокоокисленного битума и заливают расчетный объем тяжелой смолы пиролиза в соответствии с подобранной рецептурой. Затем создают круговую циркуляцию через мерную емкость ЦА. Состав перемешивают в течение 15-20 мин., доводят до башмака НКТ и закачивают под давлением в изолируемый объект в количестве 1-3 м³ на каждый метр обрабатываемой эффективной толщины пласта. Продавочной жидкостью служит вода. Через 3 - 4 часа скважину осваивают.

Водоизолирующая композиция на основе таллового масла. Механизм проявления водоизолирующих свойств при воздействии таллового масла на водонасыщенные породы одинаков с воздействием тяжелой смолы пиролиза. Снижение относительной проницаемости по пластовой воде после обработки водонасыщенных образцов талловым маслом происходит вследствие создания высоковязкой эмульсии в порах породы. При этом внутриводная поверхность породы гидрофобизируется, благодаря наличию в талловом масле жирных кислот.

Для усиления эффекта изоляции в состав вводится наполнитель в количестве 5-10%. В качестве наполнителя можно использовать диспор, асбест, опилки и др.

Водоизолирующий состав на основе отходов тетракарбонных кислот. Смолообразные отходы производства тетракарбонных кислот по внешнему виду предоставляют собой густую тягучую массу темно-коричневого цвета. Условная вязкость 1,36 у.г. ВУ при t = 80°C, механических примесей 0,04%, температура вспышки 104°C.

По составу это 2, 3, 3¹, 4¹ - тетраметилбензофенон и 3, 4, 3¹, 4¹ - тетраметилбензофенон. Это смолистые вещества, имеющие три, четыре конденсированных кольца. При проверке на растворимость получены сле-

дующие результаты: хорошо растворяются в дизтопливе при комнатной температуре; в воде растворяются незначительно. При температуре 80-90⁰С отходы переходят в малоподвижную жидкость.

Отходы производства тетракарбонных кислот используются для проведения временной селективной изоляции пластовых вод.

Технология проведения работ на скважинах сводится к закачке в интервал перфорации и продавке состава в пласт с выдержкой в пласте под давлением в течение 4-х часов. Затем скважина осваивается, и проводится испытание объекта.

Водоизоляционный состав на основе унифлока. Среди разрабатываемых в настоящее время гелеобразных композиций для выравнивания профиля приемистости заслуживают внимания составы на основе полиакриламидов (ПАА) и полиакрилатов.

Унифлок - аналог гипана и других полиакрилатов. Представляет собой порошок желтовато-кремового цвета, хорошо растворим в воде, насыпная плотность 1000-1200 кг/м³, массовая доля воды не более 10%; рН 5% водного раствора 11,7. Свойства унифлока нормируются ТУ-6-00-0203843-24-90.

Технология применения сводится к закачке в зону перфорации 1% (вес) раствора унифлока, затем 10% (вес) раствора CaCl₂ в объемном соотношении 1:1, с последующей продавкой композиции в пласт. В пласте раствор выдерживается под давлением в течение 6-8 час, после чего скважина осваивается и проводится испытание объекта.

Состав на основе унифлока содержит в качестве гелеобразователя 10%-ный водный раствор медного купороса (CuSO₄), и дополнительно в состав входит кремнийорганическая жидкость - этилсиликат (ЭТС-32), (патент РФ № 2196877).

Водоизоляционные составы на основе жидкого стекла. Как было отмечено выше, из методов второй группы, основанных на использовании неорганических водоизолирующих реагентов, находят применение силикаты щелочных металлов.

Особенностью силикатов щелочных металлов является их способность взаимодействовать с ионами поливалентных металлов и другими коагулирующими агентами и образовывать гелеобразные системы или твердый тампонирующий материал. Составы на основе жидкого стекла можно применять в коллекторах любой, в том числе и низкой проницаемости, поскольку последние закачиваются в пласт в виде маловязких растворов, а образование тампонирующего материала происходит непосредственно в пласте.

В условиях высоких температур для проведения водоизоляционных работ целесообразно использовать жидкое стекло, как наиболее легко фильтрующийся материал. При давлениях 0,1 - 3 МПа оно в течение длительного времени сохраняет свои свойства при температурах до 200⁰С. При таких условиях жидкое стекло практически не вступает в химическое взаимодействие с породами пласта, однако обладает хорошей адгезией к ним [2, 5].

Существует состав на основе жидкого стекла, нитрата аммония и параформа. Жидкое стекло (силикат натрия $\text{Na}_2\text{SiO}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) получают из силикат-глыбы обработкой паром в автоклавах, которое является неорганическим полимером. Модуль жидкого стекла (величина отношения - $\text{SiO}_2:\text{Na}_2\text{O}$) регулируется щелочью и не превышает 2,8-3,0; концентрация водорастворимых силикатов - 50%, плотность 1280-1400 кг/м³. На практике жидкое стекло применяется в качестве структурообразователя, крепящей добавки и ингибитора в буровых растворах, а также регулятора сроков схватывания тампонажных смесей.

Нитрат аммония (NH_4NO_3) представляет собой бесцветные кристаллы, хорошо растворимые в воде (50 г/100 г при $t = 10^{\circ}\text{C}$), применяется при обработке пластов как ингибитор коррозии. Параформ (параформальдегид) - смесь полиоксиметилгликолей $(\text{CH}_2\text{O})_n$, где $(n = 8, 10)$, представляет собой бесцветные кристаллы, которые содержат 91-98% формальдегида. Растворяются в холодной воде медленно, а в горячей - быстро, образуя растворы формальдегида.

При взаимодействии нитрата аммония и параформа образуется азотная кислота, а при взаимодействии жидкого стекла с кислотой (при изменении рН среды) происходит образование закупоривающей массы.

Существует также состав на основе жидкого стекла для изоляции пластовых вод в высокотемпературных нефтяных и газовых скважинах.

Данный состав (патент РФ № 2196890) включает в себя жидкое стекло Na_2SiO_3 и дисперсионную среду из 3,0%-ного спиртового раствора хлорида кальция $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ при следующем объемном соотношении компонентов:

- 3,0%-ный спиртовой раствор шестиводного хлорида кальция $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ – 0,66;
- жидкое стекло Na_2SiO_3 – 0,34.

В результате взаимодействия этих компонентов при высокой температуре образуется твердый, закупоривающий поровое пространство во-

донасыщенного коллектора, материал, без жидкости, т.е. отверждение идет практически на уровне 100%.

Технология применения данной водоизолирующей композиции сводится к закачке в водонасыщенную зону продуктивно пласта 3,0%-ного (вес.) раствора CaCl_2 , затем жидкого стекла в объемном соотношении 0,66:0,34. В пласте композиция выдерживается под давлением закачки в течение 24 ч, после чего скважина осваивается и производится испытание объекта.

На основе жидкого стекла разработан также состав для ремонтно-водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах (И.И. Клещенко и др., 2004, патент РФ № 2242606), включающий в себя в качестве дисперсионной среды жидкое стекло Na_2SiO_3 , а в качестве дисперсной фазы содержит кремнефтористый натрий Na_2SiF_6 , и наполнитель – гашеную известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ при следующем соотношении компонентов, вес. %:

- жидкое стекло Na_2SiO_3 – 88,1;
- кремнефтористый натрий Na_2SiF_6 – 10,6;
- гашеная известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – 1,3.

Кремнефтористый натрий (гексофторосиликат натрия) Na_2SiF_6 служит для образования высокополимерного нерастворимого кремнегеля. Выпускается по ТУ-110-08-587-86. Гашеная известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – наполнитель, служит для придания вяжущих свойств составу, прочности образуемому камню и усиления закрепляющего эффекта.

Данный ремонтно-изоляционный (закрепляющий) состав максимально обеспечивает изоляцию воды в коллекторах любой проницаемости, в том числе и в суперколлекторах, и их закрепление. Коэффициент закупорки составляет 0,87-0,91 до полной закупорки порового пространства и закрепления водонасыщенного коллектора.

Образец искусственного керна (70% песка + 30% ремонтно-изоляционного состава) после прохождения реакции полимеризации и затвердевания (в течение 36ч) был испытан на одноосное сжатие и разрушение. Образец разрушился при давлении 7,0 МПа.

Технология работ на скважинах заключается в следующем.

После глушения и промывки скважины через НКТ доводят закрепляющий состав до башмака НКТ. Закрывают затрубное пространство и продавливают состав в пласты. По окончании продавки приводят обратную промывку с расчетом противодавлением в количестве 1,5-2,0 объемов НКТ, скважину закрывают и выдерживают под давлением закачки

для прохождения реакции полимеризации композитов водоизолирующей композиции в течении в течении 24-36ч. По истечении указанного срока скважину осваивают.

При разработке нефтяных залежей снижение обводненности добываемой продукции достигается за счет повышения гидродинамического сопротивления в зоне наибольшей проницаемости, при этом расширяется область воздействия закачиваемым реагентом, и происходит вовлечение в разработку низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков.

Составы для водогазоизоляционных работ на основе поливинилового спирта. Результаты исследований свойств различных композитных систем и динамических процессов, в которых они принимают участие, подтверждают возможность создания новых технологий в нефтепромышленной области. В качестве реализованных возможностей необходимо отметить разработанные составы и технологии изоляции водогазопритоков на основе полимеров [2,4,5].

Известно, что композитные системы, представленные растворами полимеров и специальных химических добавок, - реологически сложные среды, обладающие нелинейными вязкоупругопластичными свойствами, которым присущ неравновесный характер течения в трубах и пористых средах. Нами были проведены экспериментальные исследования по влиянию химических добавок в различных комбинациях на реологические и фильтрационные свойства композиции на основе полимеров. В качестве полимера был использован водный раствор поливинилового спирта (ПВС) с концентрацией 5-7,5 %(вес). Такая концентрация позволила получить составы, обладающие вязкоупругопластичными свойствами - синергетическим эффектом. Использование синергетического эффекта, проявляющегося в изменении напряжения сдвига системы при введении различных добавок (кислоты, кремнийорганические соединения и др.), позволяет изменять реологические, фильтрационные и технологические свойства композиции и дает возможность создать высокоэффективные составы и технологии для производства водогазоизоляционных работ при установке проницаемого экрана, ремонте эксплуатационных колонн и др.

Известны следующие водоизолирующие составы на основе поливинилового спирта (ПВС):

1. ПВС + азотная кислота, причем азотная кислота получена из порошкообразных параформа (CH_2O) и аммиачной селитры (NH_4NO_3);

2. ПВС + гидрофобная кремнийорганическая жидкость (ГКЖ);
3. ПВС + микродур «U» + гипохлорит кальция $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ (патент № 2032068).

При взаимодействии ПВС с азотной кислотой и с ГКЖ образуется вязкоупругая закупоривающая поры породы масса.

Технология работ на скважинах при использовании, например, последнего состава заключается в следующем.

Скважину, в которую через перфорационные отверстия поступает из пласта нефть с водой, останавливают. После промывки скважины через насосно-компрессорные трубы (НКТ), спущенные до середины интервала перфорации, прямой циркуляцией проводят закачку водоизоляционно-го состава в следующей последовательности и объемах:

1. смесь 5-7,5% (вес) водного раствора ПВС и ГКЖ-10 в объемном соотношении 1:1;
2. продавочная жидкость - в расчетном объеме.

Водоизолирующий состав доводят до башмака НКТ. Закрывают затрубное пространство и продавливают водоизоляционный состав в пласт. По окончании продавки состава проводят обратную промывку с противо-давлением 5-7 МПа в количестве 1,5-2 объемов НКТ. Скважину закрыва-ют и выдерживают под давлением закачки для протекания реакции в те-чение 24 час. По истечении указанного срока скважину осваивают.

В результате можно заключить, что применение ремонтно-водоизоляционной композиции на основе ПВС и ГКЖ необходимо реко-мендовать для ремонта эксплуатационных колонн и ликвидации перето-ков. Состав рекомендуется применять и при ликвидации прорыва газа.

В случае закачивания композиции в нефтенасыщенный пласт, необ-ходимо предусмотреть при вторичном вскрытии типы перфораторов, спо-собных разрушить образовавшийся в пласте резиноподобный материал.

Существует состав для ремонтных работ в скважинах (И.И. Кле-щенко и др., 2008, патент РФ № 2326922), включающий в себя 2,0%-ный водный раствор поливинилового спирта ПВС – В1Н, микродур «U» и гипохлорит кальция $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ при следующем соотношении ком-понентов (об. %):

- 2,0%-ный водный раствор ПВС – В1Н – 50,0
- смесь микродура «U» (48,0 об.%) с гипохлоритом кальция $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ (2,0 об.%) – 50,0.

Микродур – это особо тонкодисперсное минеральное вяжущее вещество (ОТДВ) с гарантированно плавным изменением гранулометрического состава. ОТДВ микродур производится посредством воздушной сепарации пыли при помоле цементного клинкера. ОТДВ микродур в своей основе является гидравлическим минеральным вяжущим. Технология изготовления микродура разработана и освоена специалистами фирмы «INTRA- BAU GmbH» совместно со специалистами концерна «Dyckerhoff AG» (Германия) и защищено Европейским патентом.

Микродур можно рассматривать как альтернативу жидкому стеклу и полимерным композициям (эпоксидной, карбомидной, фенолформальдегидной и др.).

Гипохлорит кальция $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ служит для придания составу более высоких вяжущих свойств, усиления закупоривающего и закрепляющего эффекта, увеличения адгезионных характеристик к породе и металлу обсадных колонн.

В предлагаемой разработке набор ингредиентов позволяет получить состав для ремонтных работ в скважинах с высокими технологическими параметрами при производстве работ по изоляции воды в коллекторах любой проницаемости, укреплением обводнившихся коллекторов в ПЗП, а также ликвидации межпластовых (заколонных) перетоков и негерметичности эксплуатационных колонн.

Технология работ на скважинах заключается в следующем.

После глушения и промывки скважины через НКТ, спущенные до верхних отверстий интервала перфорации, прямой циркуляцией проводят закачку ремонтно-изоляционного (закрепляющего) состава.

Состав доводят до башмака НКТ. Закрывают затрубное пространство и продавливают состав в пласт. По окончании продавки проводят обратную промывку с расчетным противодавлением в количестве 1,5-2,0 объемов НКТ, скважину закрывают и выдерживают под давлением закачки для прохождения реакции полимеризации компонентов водоизолирующей композиции в течение 24-36 ч. После истечения указанного срока скважину осваивают.

Водогазоизолирующая композиция на основе кремнийорганических соединений и полимеров. Рассмотрим основные подходы, используемые для изоляции прорыва газа в нефтяные скважины. В большинстве методов предлагаемые технологии по предотвращению прорыва газа

мало отличаются друг от друга и сводятся к созданию в зоне газонефтяного контакта изолирующего экрана, эффективность которого в первую очередь зависит от материала, используемого для его создания.

В простейшем случае в качестве изолирующего материала может применяться вода. При этом возможны два варианта: получение газового гидрата в газовом пласте и создание водо-нефтяной эмульсии в зоне газо-нефтяного контакта. По аналогии с последним способом изолирующий экран может быть создан путем закачки в газовую часть пласта нефти, водного раствора ПВС либо углеводородного конденсата и водного раствора ПАВ; возможно также использование для этой цели пенообразующих технологий.

Для предотвращения прорыва газа в скважины разработаны также специальные изолирующие составы, предусматривающие применение при создании газоизолирующего экрана асфальтосмолистых веществ и нефтерастворимых полимеров. Используются и различные варианты полимерных тампонажных материалов, некоторые из которых, например, алкилрезорциновая, эпоксидная и фенолформальдегидная смолы, могут быть использованы для изоляции газопритоков, однако материалы очень дороги.

В промышленной практике широкое применение нашли вязкоупругие и гелеобразующие составы, представляющие собой смесь водных растворов полиакриламида, гексарезорциновой смолы и формалина, взятых в определенных пропорциях, после реагирования компонентов которых состав превращается в упругую гелеобразную массу, образуя несдвигаемый непроницаемый экран.

При создании изолирующего экрана на основе гелеобразующих составов, как правило, используют водорастворимые полимеры типа ПАА и КМЦ, бихроматы одновалентных металлов и восстановитель. Протекающая внутри системы реакция «сшивки» полимера приводит к образованию геля, непроницаемого для газа.

Кроме указанных методов создания изолирующих экранов, для предотвращения прорывов газа существует ряд более сложных технических решений, предлагающих проведение процедуры гидроразрыва пласта с последующим введением в трещину пластических материалов либо нефтепродуктов с большой молекулярной массой [2, 8, 9].

Следует отметить, что применимость большинства из указанных способов газоизоляции ограничена их недостаточной эффективностью

либо высокой стоимостью работ. В значительной степени этих недостатков лишена технология, использующая гелеобразующие составы. Однако в традиционном варианте и этот подход не всегда эффективен. Это связано, во-первых, с тем, что в при высоких внутрислоевых депрессиях на границе «газ-нефть» механическая прочность геля может оказаться недостаточной, и это приведет к прорыву газа; во-вторых, низкая адгезия геля к породе может сделать его излишне подвижным, что также может привести к прорыву газа; в-третьих, традиционные составы не могут быть использованы для высокотемпературных скважин по причине быстрого старения (синерезиса) геля.

Решение этих трех проблем, а именно: повышение механической прочности геля, увеличение его адгезии к горным породам и повышение температуры синерезиса - возможно за счет внутреннего структурирования геля кремнийорганическими полимерами. Выбор кремнийорганических соединений (КОС) для модифицирования свойств гелеобразующих составов обусловлен следующими причинами. В результате реакций гидролиза и полимеризации кремнийорганического соединения, например этилсиликата, образуются различные моно-, дву- и трехмерные кремнийсодержащие полимеры, которые могут выполнять функцию структурообразователя геля, то есть «армировать» его и тем самым изменять его механические свойства.

Дальнейшее протекание этих реакций способствует образованию разветвленных полимеров, занимающих весь реакционный объем. Используемые в нефтепромысловой практике кремнийорганические соединения обладают высокой адгезией к горным породам. С учетом этого можно предположить, что введение КОС в объем геля позволит более прочно связать его с породой и снизить подвижность в поровом пространстве.

Известно, что введение разного рода наполнителей в полимерсодержащие системы может существенно повысить их термостабильность. Трехмерная сетка неорганического кремнийсодержащего полимера должна выполнять в объеме геля функцию такого наполнителя. Кроме того, гидрофильные свойства полимера будут способствовать снижению водоотдачи из объема геля и, как следствие, повышать его термостабильность и препятствовать проявлению синерезиса (старение геля с выделением растворителя). Следует отметить, что выделяющиеся при гидролизе КОС органические соединения (например, этиловый спирт) могут выступать в

роли восстановителей для бихроматов металлов и тем самым способствовать образованию ионов Cr^{+3} , ответственных за гелеобразование в растворах полимеров.

Для приготовления гелеобразующих составов, модифицированных кремнийорганическими соединениями, могут быть использованы следующие реагенты:

- водорастворимые полимеры: полиакриламиды (ПАА) марок Dk-Drill, DKS, Sapan и др., карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) марок КМЦ-600, КМЦ-700;
- кремнийорганические соединения этилсиликат-32, этилсиликат-40 (ГОСТ 26371-84), этилсиликатконденсат (ТУ 6-02-02-67-66), алкилсиликонаты натрия (ГКЖ-10, ГКЖ-11) и другие;
- бихроматы натрия, калия, аммония (ГОСТ 2652-78) и ряд восстановителей, таких, как сульфит натрия, бисульфит натрия, КССБ и др.

Проведенный анализ и исследования доказывают возможность использования этих водоизолирующих составов в нефтепромысловой практике.

Кремнийорганические водоизолирующие материалы АКОР. На основе кремнийорганических соединений (КОС) разработано большое число водоизолирующих материалов и композиций, в том числе и алкоксиорганический реагент (АКОР) в различных модификациях (АКОР – 1, АКОР – 2, АКОР – 4, АКОР Б – 4, АКОР БН – 4, АКОР Б – 100, АКОР БН – 102, АКОР Б – 300), изменяющих физико-химическую природу самого водоизолирующего реагента. Их свойства претерпели изменения от моментально отверждающихся хлорсиланов с уменьшенным содержанием активного хлора на основе кремнийорганических эфиров (продукт 119 - 204) до водонаполненных композиций (АКОР – 4, АКОР Б – 4, ВТС, ВТОКС, АКОР БН – 4).

В качестве катализатора реакции гидролитической поликонденсации этиловых эфиров ортокремниевой кислоты использовались ортохлорсиланы. Затем нашли применение кристаллогидраты солей переходных металлов, например кристаллогидрат хлорного железа ($\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Скорость отверждения составов АКОР варьируется в широких пределах в зависимости от химической природы кремнийорганического эфира или кристаллогидрата (его количества) и температуры отверждения.

Водонаполненные составы АКОР – 4 получены путем ввода в алкоксипроизводные КОС $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ и H_2O , или хлоридов щелочных (щелочноземельных) металлов. Селективность составов АКОР – 4 обусловлена различ-

ной фазовой проницаемостью при фильтрации в водо – и нефтенасыщенные интервалы пласта, при этом в нефтенасыщенной зоне образуется эмульсия, перераспределяющая поток преимущественно в водонасыщенную зону.

В дальнейшем были разработаны во ВНИИКРнефть одноупоковочные материалы АКОР Б – 100, АКОР Б – 300, которые можно использовать при пластовых температурах до 300 °С.

Следующее поколение кремнийорганических тампонажных материалов группы АКОР – БН (АКОР – БН 100, АКОР – БН 101, АКОР БН – 104, АКОР – БН 300 разработано ООО «НИТПА» - товарные знаки №212788 И №226740). По сравнению с АКОР – Б материалы АКОР – БН являются базовыми. Они лучше совмещаются с водой, водными растворами солей и полимеров, практически не образуют осадок при смешении с водой, обладают более высокой селективностью, улучшенными фильтрационными, прочностными характеристиками и рядом других технологических показателей.

Водоизолирующая композиция на основе полимера ВПК-402. На базе водорастворимого катионного полимера (ВПК-402), этилсиликата (ЭТС-32) и медного купороса ($\text{CuSO}_4 \times 5\text{H}_2\text{O}$) рекомендуется водогазоизоляционная композиция, в основе которой лежит образование закупоривающего материала путем взаимодействия ВПК с раствором этилсиликата, выполняющего роль структурообразователя и с $\text{CuSO}_4 \times 5\text{H}_2\text{O}$, способствующего сшивке и изменению механических свойств геля.

Например, при взаимодействии водного раствора ПАА с песчаником происходит гидролиз амидных групп с образованием полиакриловой кислоты.

Присутствие ПАА в жидких растворах и гетеросистемах полимерно-глинистых суспензий существенно меняет свойства этих систем с приобретением новых - смазочных, удерживающих, изолирующих, ингибирующих.

Деформация связей в молекулах полимеров приводит к гидролизу амидных групп и активации двойной связи, чем и объясняется процесс сшивки, например, в системе «полимер-порода».

Была изучена закупоривающая способность состава на основе ВПК-402, ЭТС-32 и $\text{CuSO}_4 \times 5\text{H}_2\text{O}$. Характеристика реагентов:

- ВПК-402 - водорастворимый полимер катионный, высокомолекулярный полиэлектролит. Свойства нормируются ТУ-6-05-2009-86;
- ЭТС-32 - этилсиликат, кремнийорганическая жидкость от светло- до темно-коричневого цвета, плотностью до 1100 кг/м³, не взрыво- и пожароопасна. Замерзает при $t = -45$ °С;

- $\text{CuSO}_4 \times 5\text{H}_2\text{O}$ - медный купорос, кристаллы ярко-синего цвета, растворимые в воде.

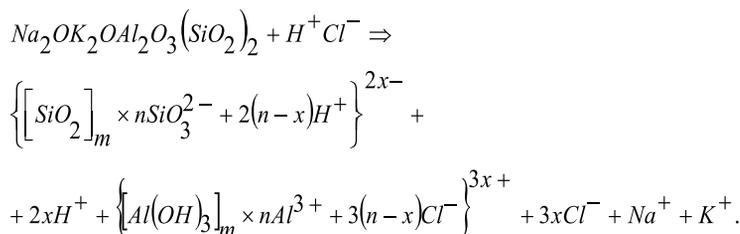
Водогазоизолирующие гелеобразующие составы на основе кислотрастворимых алюмосиликатов. Сотрудниками НИИ «Нефтеотдача» АНРБ разработаны гелеобразующие составы на основе алюмосиликатов, содержащихся в полупродуктах и отходах нефтехимических производств. Активные компоненты ГОС имеют следующий состав:

- ВМР-5 – пастообразная масса серо-молочного цвета, в сухом виде – белый порошок. Сухого вещества – 50-60%. Состав основных компонентов: Al_2O_3 – 29,4%, SiO_2 – 43,1%, MgO – 3,3%, CaO – 7,9%, Na_2O – 10,9%, K_2O – 2,8%;
- МР-6 – мелкий серый порошок. Состав основных компонентов: Al_2O_3 – 60%, SiO_2 – 30%, CaO – 32%;
- концентрат нефелиновый – мелкий серый порошок. Состав основных компонентов: Al_2O_3 – 28,5%, SiO_2 – 42,8%, Na_2O – 12,1%, CaO – 2,3%, K_2O – 7,5%.

Указанные алюмосиликаты относятся к доступным, достаточно дешевым реагентам, легко растворяются в соляной кислоте с образованием устойчивости гелей.

Способность к гелеобразованию определяется содержанием оксидов кремния и алюминия, которые при растворении в соляной кислоте образуют композиции, способные взаимно коагулироваться, образуя гели, состоящие из аморфных положительно заряженных оксидов алюминия и отрицательно заряженных поликремниевых кислот, расположенных в определенных соотношениях.

Реакция образования «золь-гель» фракции происходит путем взаимодействия нефелина и раствора соляной кислоты, в результате которой образуются коллоидные частицы кремнезема и гидроксида алюминия:



Полученная мицелла содержит положительно заряженный золь гидроксида алюминия и отрицательно заряженный золь кремнезема. С ростом концентрации раствора первичные частицы конденсируются вместе в открытую и непрерывную, распространяющуюся по всей среде структуру, образующую гель.

Комплекс экспериментальных исследований позволил определить оптимальные концентрации для ВМР-5 7,5/7,5-8/8 масс.% при пластовых температурах 22⁰С и 77⁰С позволил определить изолирующие свойства указанных систем, а именно: практически полное отсутствие фильтрации при закачке в модели 2-3 объема пор гелеобразующей композиции на основе нефелина, а также существенное снижение проницаемости пористых сред (с 1,92 до 0,047 мкм²) при закачке 0,4-0,7 объема пор составов на основе ВМР-5.

Данные исследования позволили рекомендовать в качестве водогазоизолирующих композиций гелевые составы на основе ВМР-5/НСI с оптимальными концентрациями, равными 7,5/7,5-8/8 масс.% [9].

Водоизолирующий состав на основе биополимера. Применение полимеров для целей водоизоляции известно давно (США, Башкирия). На Южно-Арланском месторождении была выполнена разовая закачка биополимера с минеральной и синтетической кислотой (H₂SO₄, СЖК). Применительно к пластовым водам некоторых месторождений Западной Сибири была произведена экспериментальная проверка работоспособности состава на основе симусана.

Симусан - продукт жизнедеятельности культуры бактерий *Acinetobacter* sp. -вязкая или желеобразная дисперсная система светло-кремового цвета со слабым специфическим запахом. Динамическая вязкость не менее 0,90 Пас, общая концентрация углеводов не менее 3,50 г/дм³, концентрация полисахаридов не менее 5,00 г/дм³, рН водного раствора препарата в диапазоне 8,0-8,5.

Для увеличения срока хранения в суспензию симусана вводят стабилизатор - формалин в количестве 0,1% (об.). В качестве стабилизатора используют фенол - 0,005% (вес); толуол 0,15% (об.); карбацид 0,3% (об.). Препарат малотоксичен для теплокровных животных и человека, относится к 4 классу опасности. ПДК по формалину 0,5 мг/м³ в воздухе. Препарат взрывопожаробезопасен. Во внешней среде и в сточных водах токсичных вредных веществ не образует.

Биополимеры имеют ряд преимуществ перед применяемыми с целью изоляции пластовых вод водорастворимыми синтетическими поли-

мерами- полиакриламидами (ПАА). Они в значительно меньшей степени, чем ПАА, подвержены различным видам деструкции (окислительной, температурной, механической, биологической), они менее чувствительны к изменению рН. Кроме того, биополимеры применяются в концентрациях значительно меньших, чем ПАА.

В водных растворах при определенных примечаниях рН при взаимодействии с другими веществами биополимер способен образовывать прочные «надмолекулярные» структуры либо закупоривающий «сшитый» полимерный материал [2].

Водоизолирующий состав на основе водонабухающего полимера (ВНП) марки АК-639. Сотрудниками ВНИИБТ дано обоснование применения данного полимера для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах. ВНП изготавливается в соответствии с ТУ 6-02-002099912-59-96. В зависимости от полноты процесса осушки ВНП может быть блочным (частичная осушка), гелеобразным – 50%-ая осушка и порошкообразным – после полного процесса высушивания до твердого состояния, а отсюда и различная водопоглотительная способность (набухание). Целью проведения всех изоляционных работ является создание экрана из полимера АК – 639 вокруг скважины, который бы во времени расширялся в объеме.

Последующей закачкой (вслед за полимером) цементного раствора достигается закрепление полимера и сохранность (целостность) цементного кольца в затрубном пространстве в изолируемом интервале после ранее проведенных перфораций.

Закачивание ВНП в зону изоляции производится с нижним и верхним буфером из пресной воды.

Инвертная эмульсия для ограничения водопритоков на основе «Полисил-Д». Применяется для ограничения водопритоков в пластах с различной проницаемостью. Концентрация материала «Полисил-Д» в углеводородной фазе инвертной эмульсии выбирается исходя из соотношения углеводородной и водной фаз и в соответствии с проницаемостью коллектора и обводненностью.

Компонентный состав эмульсии:

- эмульгатор - материал «Полисил-ДФ», выпускаемой по ТУ 2169-003-49364797-02-0,5-1,0;
- углеводородная фаза - нефть (сырая, дегазированная, обезвоженная, без деэмульгаторов) - 25-50;

- соэмульгатор: реагенты Нефтенол НЗ, Нефтенол НЗН, Синол ЭМ, эмульсия или СЭТ-1-0,1-1,5;
- водная фаза - водный раствор CaCl_2 (NaCl , KCl)-50-75.

В качестве продавочной жидкости используется техническая вода.

Полимер-гелевая система (ПГС) «Темпоскрин». ПГС «Темпоскрин» предназначена для снижения обводненности добываемой продукции. Реагент «Темпоскрин» избирательно воздействует на высокопроницаемые обводненные пласты, обеспечивает выравнивание профилей приемистости скважин и пласта, изменяет направление фильтрационных потоков, увеличивает охват пласта заводнением, что приводит к увеличению добычи нефти и КИН.

Полимер-гелевая система «Темпоскрин» готовится на скважине путем смешения однокомпонентного состава с водой (пресной или минерализованной) и закачивается насосным агрегатом.

Для обработки одной скважины требуется от 0,2 до 1,0 т. сухого реагента.

Способ обработки пластов отличается тем, что введение гелей в пласт может осуществляться закачиванием и синтезом гелей в пласте и непосредственной закачкой гелей в пласт.

Полимер-гелевая система «Темпоскрин» обладает высокими вязкоупругими и флокулирующими свойствами.

Полимер-гелевая система (ПГС) «РИТИН» для РИР в скважинах. ПГС предназначена для РИР в нефтяных скважинах, в частности для:

- избирательного воздействия на неоднородные (высокопроницаемые) обводненные пласты, снижая в них подвижность воды;
- обеспечения выравнивания фронта вытеснения нефти;
- изменения направления фильтрационных потоков;
- увеличения охвата пласта заводнением;
- снижения обводненности продукции в добывающих скважинах;
- увеличения добычи нефти и коэффициента извлечения нефти (КИН)

Реагент «РИТИН» и технология его применения разработаны фирмой «РИТЭК».

Стиромалевый раствор для производства РИР. Стиромаль представляет собой мелкодисперсный белый порошок, растворяющийся в водных растворах щелочей и в маслах.

Ацетоновый раствор стиромалья выпускается по ТУ 155-00203312-98 в ЗАО «Каустик» (Башкортостан) с содержанием активного вещества 25

%, обладает высокой селективностью к пластовой воде, полимеризуясь на контакте с ней с образованием объемной полимерной массы.

Увеличение содержания стиромалеа более 12 %-тов (по массе) не приводит к увеличению изоляционного эффекта, что, возможно, объясняется не полной его полимеризацией из-за недостатка воды в пористой среде.

Гелеобразующий состав на основе кремнезоля «Сиалит 30-50». Кремнезоль – слегка опалисцирующая водная дисперсия, содержащая химически инертные частицы двуокси кремния (SiO_2) с размером 7-9 нм и оксида натрия (Na_2O). Силикатный модуль $\text{SiO}_2/\text{Na}_2\text{O}$ составляет 100-50. Показатель кислотности $\text{pH}=9,9-10,6$, плотность $\rho=1200 \text{ кг/м}^3$.

Гелеобразующий состав включает в себя, % масс.:

- кремнезоль «Сиалит 30-50» - 50;
- соляная кислота HCl - 0,4;
- загуститель КМЦ или ПАА - 0,5;
- вода H_2O - остальное.

Для снижения водоотдачи получаемого тампонажного раствора используется поливиниловый спирт ПВС – 18/11 (ТУ 6-05-313-85).

Изоляционный эффект происходит за счет гелеобразования при контакте с пластовой водой. Температура применения от $+1 \text{ }^\circ\text{C}$ до $+250 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.5 Обоснование технологий ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины

Решение проблемы разработки технологий ограничения водогазопритоков предполагает наличие дифференцированной информации о водогазопритоках в нефтяные скважины с учетом строения залежи по высоте и знания динамики состояния околоскважинных изменений при прорыве подошвенных или краевых вод по конусу, газа из газовой шапки и др.

Динамический характер околоскважинных изменений природных физических свойств пласта и насыщающих его флюидов и влияния на эти изменения большого числа как геологических, так и технологических факторов предопределяет необходимость разработки комплексного подхода к проблеме, заключающегося в выявлении общих закономерностей процессов самоорганизации в открытых системах, логично приводящих к возникновению в них новых структур, даже если первые находились в существенно неравновесных условиях.

Научной основой использования различных видов информации для обоснования технологий ограничения водогазопритоков и увеличения притоков нефти должна служить информационно-технологическая геодинамика при-скважинной и удаленной зон пласта как самостоятельное направление нефтепромысловой науки, изучающей технологические процессы самоорганизации и изменения физических и гидродинамических свойств пласта с технологическими характеристиками флюидоизвлечения.

Разработка этого направления является достаточно сложной задачей. Для ее решения необходимо получение дополнительной информации о процессах и явлениях, происходящих в прискважинной и удаленной зонах пласта, выявление причин и механизмов, влияющих на продуктивность скважин по нефти. Поэтому необходимо, в частности, дальнейшее развитие технологий ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины вести в комплексе с другими исследованиями.

Эффективность технологий ограничения водогазопритоков и повышение продуктивности скважин по нефти определяется тем, насколько выбранный механизм их реализации соответствует механизму возникновения водогазопроявлений (рисунок 2.2).

Выполняемые в этой области исследования должны проводиться с использованием крупномасштабных моделей, принятых при разведке и проектировании разработки месторождений, а при экспериментальных исследованиях необходимо соблюдать критерии динамического подобия в условиях, адекватных пластовым.

Главным критерием успешного ведения разведочных работ на нефть и дальнейшей эксплуатации месторождений является обеспечение качественного испытания объектов и получение достоверной геолого-промысловой информации о характере насыщения, продуктивной характеристике пластов, гидродинамических и других параметрах, необходимых для подсчета запасов и составления проекта разработки.

Ликвидация водопроявлений гидрофобизацией порового пространства коллектора. При удовлетворительной приемистости пласта и устьевых давлениях нагнетания, допустимых для данной эксплуатационной колонны, башмак НКТ спустить до глубины 1-2 м ниже подошвы интервала перфорации, установить фонтанную арматуру, подсоединить цементируемый агрегат, нагнетательную линию с обратным клапаном, восстановить циркуляцию. В НКТ при открытой заглубной задвижке последовательно закачать следующие составы:

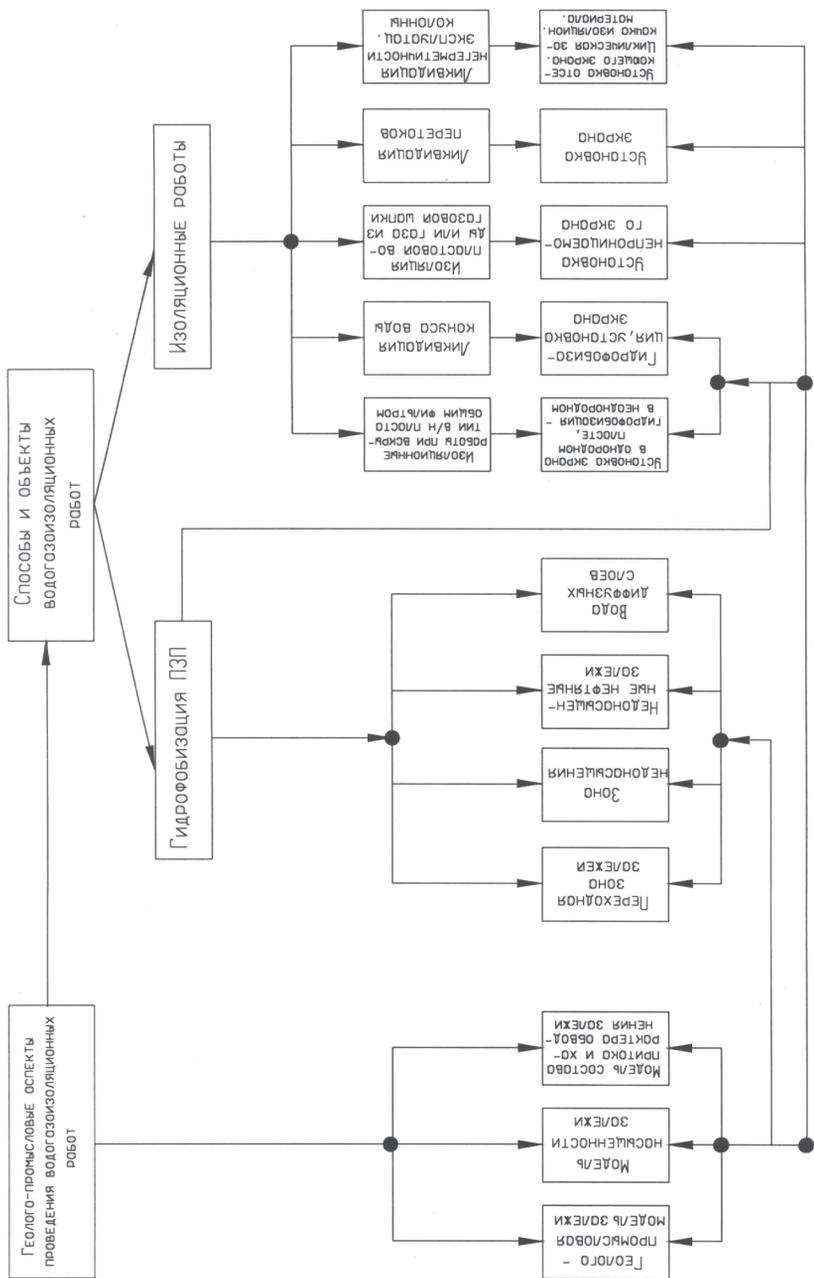


Рисунок 2.2 - Схема обоснования и выбора методов ограничения водогазоприетоков в нефтяные скважины

- 10% раствор ЭТС-40 (16) в дизельном топливе (гидрофобизатор) в объеме 1-2 м³ на каждый метр эффективной толщины пласта;
- дизельное топливо (разделительный буфер) - 0,1 - 0,2 м³;
- ЭТС-40 (16) или модификатор 113 - 63 (65) в объеме 0,4 - 0,6 м³ на каждый метр эффективной толщины пласта;
- ГКЖ-10 (11) в объеме 0,10 - 0,15 м³ на каждый метр эффективной толщины пласта;
- дизельное топливо в объеме 0,1 - 0,2 м³;
- продавочную жидкость.

При подходе первой порции гидрофобизатора к верхним отверстиям интервала перфорации в затрубном пространстве:

- закрыть затрубную задвижку;
- на пониженной передаче агрегата ЦА, во избежание гидравлического разрыва пласта, начать продавку рабочей жидкости в пласт.

При увеличении устьевого давления выше допустимого для колонны предела продавку вести импульсами, возобновляя каждый раз работы после понижения устьевого давления на некоторую величину;

- после продавки растворов реагентов в пласт произвести обратную промывку в 2 - 3 - кратном объеме НКТ с противодавлением 0,5 - 0,7 МПа при отсутствии поглощения пластом;
- закрыть устьевые задвижки, оставить скважину под давлением на 12-16 часов на полимеризацию, после чего продолжить работы на объекте по утвержденному плану.

При низкой приемистости пласта, росте устьевых давлений выше допустимого предела необходимо дополнительно поднять НКТ, оборудовать НКТ пакером из расчета его установки в скважине за 5 - 6 м над интервалом перфорации.

Перед нагнетанием рабочей жидкости в пласт запакеровать затрубное пространство, а перед обратной промывкой (после продавки реагентов в пласт) снять пакер, НКТ установить на подвесной фланец.

Технология ликвидации водопроявлений диффузных слоев с применением тяжелой смолы пиролиза или таллового масла аналогична вышеописанной.

Далее рассмотрим методику определения границ эффективности ограничения водопритоков при воздействии на нефтеводо-насыщенные пласты гидрофобизатором на примере викуловской свиты (меловые отложения) на основании модели строения нефтяной залежи по высоте.

Для получения безводных промышленных притоков нефти из подобных отложений разработана методика проведения работ по изоляции водопритоков, заключающаяся в следующем. После определения коэффициента нефтенасыщенности осуществляется перфорация объекта по всей толщине с последующим его испытанием для оценки продуктивности скважины по нефти. Затем, с целью увеличения радиуса воздействия, проводится глубокая обработка пласта высокоэффективным гидрофобизатором. В качестве гидрофобизатора используются 5-10%-ный раствор кремнийорганических жидкостей (ЭТС-40; 32; 16; ЭТС-конденсат) и дизельное топливо. За гидрофобизатором, без перерыва в закачке в пласт, продавливается селективная двухкомпонентная водоизолирующая композиция на основе КОС (модификатор + ГКЖ или этилсиликат + ГКЖ). После этого скважина осваивается и определяется ее продуктивность по нефти.

В своих исследованиях мы воспользовались положением теории Баклея – Леверетта, в основу которой положена линейная модель вытеснения одной жидкости другой, т.е. модель движения двухфазных жидкостей. Пренебрегая капиллярными силами (А.П. Телков и др., 1993), было получено решение для распределения насыщенности вдоль пласта при движении двухфазной смеси несжимаемых жидкостей. В основу этого решения положен совместный приток двух жидкостей, скорость каждой из которых описывается по закону Дарси. Взяв отношение скорости фильтрации вытесняющей смачивающей жидкости к суммарной скорости движущихся жидкостей, получили следующую формулу:

$$f_1(\sigma) = \frac{1}{1 + \mu_0 \frac{k_2^*(\sigma)}{k_1^*(\sigma)}}, \quad (2.1)$$

которая была названа функцией Баклея — Леверетта для двухфазной фильтрации. Здесь $k_1^*(\sigma)$ и $k_2^*(\sigma)$ — относительные фазовые проницаемости для воды и нефти как функции насыщенности σ вытесняющей жидкостью (водой), определяемые по экспериментальным данным; μ_0 — отношение коэффициентов абсолютной вязкости вытесняющей и вытесняемой жидкостей. Физический смысл функции как это явствует из постановки задачи, представляет собой содержание доли воды добываемой продукции при совместном притоке в скважину нефти и воды.

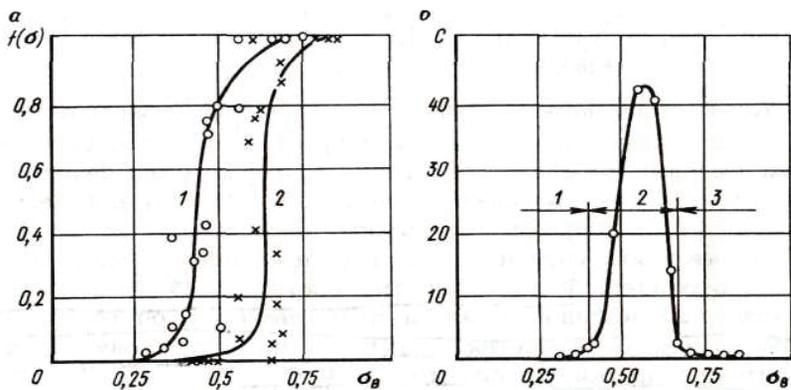
Функция Баклея — Леверетта может быть использована в следующих практических целях. Построив функцию, графическим путем можно определить среднюю насыщенность в переходной зоне. Определив функцию $f_1(\sigma)$ по промысловым данным совместного притока, например нефти и воды, из

формулы можно определить отношение фазовых проницаемостей. Возможно также по промысловым данным дать гидродинамическую характеристику эффективности воздействия на прискважинную зону с целью ограничения водопритока, рассчитав функцию до (f_1) и после (f_2) воздействия и построив графическую зависимость их отношения от водонасыщенности, т.е.

$$C=f_1(\sigma)/f_2(\sigma) \quad (2.2)$$

На примере викуловской свиты и построена такая зависимость (рисунок 2.3). Из этого построения следует, что наибольшая эффективность водоизоляционных работ наблюдается в пластах с σ_b до 0,43, затем с повышением водонасыщенности до 0,83 эффективность снижается, а в пластах с $\sigma_b > 0,63$, получить промышленный приток практически невозможно. Полученные результаты могут стать основанием для дальнейших исследований в этой области и разработки новых технологий с целью получения промышленных притоков из подобных зон нефтяных залежей.

На основании многочисленных лабораторных исследований и экспериментов, а также промысловых испытаний разработаны технологии ограничения водогазопритоков, ремонтно-изоляционных работ и интенсификации притоков и добычи нефти в условиях двухфазной фильтрации.



а – распределение функции Баклея – Левретта:

1 – до фобизации, 2 – после фобизации; б – границы эффективности:

1 – $\sigma_b < 0,43$ (максимальная), 2 – $\sigma_b = 0,43-0,63$ (средняя), 3 – $\sigma_b > 0,63$ (минимальная)

Рисунок 2.3 – Границы эффективности фобизации коллекторов в переходной зоне залежи викуловской свиты жидкостями на основе кремнийорганических соединений.

Установка непроницаемого экрана в зоне водонефтяного контакта. Сущность проблемы конусообразования. Большинство нефтяных залежей, в частности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, подстилаются частично или полностью подошвенными водами, оконтуриваются краевыми водами или имеет место и то и другое одновременно. Даже в процессе освоения скважин, опытно-промышленных работ и особенно при эксплуатации в результате активного продвижения границы раздела в продукции скважин появляется вода – и в итоге залежи нефти могут оказаться водоплавающими.

При разработке таких месторождений возникают весьма сложные задачи, и рациональная их разработка невозможна без знания особенностей и закономерностей обводнения нефтяных залежей и скважин.

Определенную пользу в ограничении водопритоков и увеличении добычи нефти вносят селективная изоляция обводнившихся интервалов тампонирующих и потококорректирующих составов, а также установка радиальных непроницаемых жестких или подвижных водогазоизоляционных экранов.

Как показывают промышленные испытания и анализы разработки нефтяных месторождений с подошвенной водой или нефтяных залежей с газовой шапкой, конусообразование является в ряде случаев основной причиной обводнения или загазовывания скважин, пробуренных в литологически однородных пластах. Преждевременное обводнение скважин, незнание закономерностей и причин обводнения залежей подошвенными водами ведет к захоронению большой доли промышленных запасов нефти и, таким образом, к снижению нефтеотдачи пласта, увеличению сроков разработки и в конечном счете к большим материальным затратам на извлечение нефти из пласта. Поэтому тщательное изучение процессов продвижения подошвенных вод, сложного явления деформации поверхности раздела фаз в пористой среде (конусообразование), особенностей и закономерностей обводнения пластов и скважин, совместного притока жидкостей к забою скважины, а также природных факторов, способствующих увеличению безводного периода эксплуатации и улучшению технологических условий разработки залежей с целью наибольшего извлечения нефти из пласта, является одной из основных задач увеличения нефтеотдачи на современном этапе.

С целью предотвращения конусообразования, особенно при эксплуатации однородных коллекторов, между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта устанавливаются водонепроницаемые экраны.

Установка искусственных непроницаемых экранов, например, путем закачки цементных растворов на водной или углеводородной основе, как правило, не дает существенного эффекта, так как не удается создать экран большой протяженности по радиусу от оси скважины. К тому же при водонапорном режиме, когда напор подошвенных вод является основным источником энергии при вытеснении нефти, стационарное положение экрана ограничивает его (режим) энергетические возможности созданием больших гидравлических сопротивлений.

Более рациональным с гидравлической и технологической точек зрения будет создание между нефте- и водонасыщенной частями пласта подвижного экрана путем закачки буферной жидкости, способствующей равномерному вытеснению нефти водой без образования конусов.

Технологически это достигается закачкой в верхнюю часть водонасыщенного коллектора (по линии текущего ВНК) полимерного раствора с ПАВ. Причем в качестве полимеров нами предлагается использовать нефтерастворимые полимеры, а ПАВ при этом выполняют функции гидрофобизатора (гидрофобизируют внутрискважинную поверхность коллектора), эмульгатора (снижают поверхностное натяжение на границе водной и углеводородной фаз) и стабилизатора (образуют защитные пленки на границе раздела фаз). При попадании в процессе закачки полимерного раствора в нефтенасыщенную часть пласта он не будет оказывать негативного воздействия на эксплуатационные характеристики пласта. После закачки полимерного раствора в пласт цементный раствор продавливается под давлением (не выше давления разрыва пласта) с оставлением цементного «стакана» с превышением над ВНК на 1–3 м. Затем перфорируется вышележащая часть пласта и скважина вводится в эксплуатацию.

Большое практическое значение имеет осуществление рациональной разработки нефтяных залежей с водонапорным режимом, т.е. режимом, когда основной энергией, за счет которой происходит движение пластовой жидкости к забоям скважин, является энергия напора воды. Водонапорный режим характеризуется тем, что при стабилизации давления пластовая жидкость замещается поступлением воды в продуктивную часть коллектора. Происходящее при этом продвижение ВНК приводит к тому, что скважины, находящиеся в водонефтяной зоне, постепенно обводняются и добыча нефти сопровождается непрерывным ростом содержания воды. Обводнение скважин приводит к росту себестоимости нефти

и ухудшению показателей разработки. Так как конус воды характеризует локальное продвижение поверхности раздела вода – нефть, то, рассматривая режим работы отдельной скважины, необходимо проводить различие между наступлением краевых вод и напором подошвенной воды. В первом случае движение воды происходит вдоль напластования, что характерно для относительно тонких продуктивных пластов, залегающих с заметным углом падения. Второй случай характерен для пластов большой толщины, залегающих с малым углом наклона. Так как в природе подобные крайние случаи наблюдаются редко, то условно можно выделить три типа притока нефти при водонапорном режиме:

- нефть поступает к скважинам в основном под напором подошвенной воды, краевые воды малоактивны, т.е. скорость продвижения поверхности раздела вода – нефть превышает скорость, с которой происходит стягивание контура нефтеносности;
- вытеснение нефти происходит за счет продвижения краевых вод вдоль напластования. Подошвенная вода при этом малоактивна, т.е. скорость продвижения контура водоносности в несколько раз больше скорости подъема поверхности подошвенной воды;
- приток нефти к скважинам осуществляется за счет продвижения как контурных, так и подошвенных вод.

Последний вариант наиболее сложен, хотя приближенно оценить происходящий при этом процесс можно, сведя его к одному из первых двух. Качественная сторона процесса конусообразования, т.е. форма поверхности раздела вода – нефть, не зависит от того, является ли подошвенная вода движущим фактором или она малоактивна. Но при этом качественном подобии физические причины, вызывающие образование конуса, различны.

В случае напора подошвенной воды из-за высокого пластового давления в водоносной области и пониженного давления на забое нефтяной скважины граница раздела испытывает значительный перепад давления. При этом линии тока будут ортогональны исходной поверхности раздела вода – нефть и направлены (рисунок 2.4) вверх [2]. Приближаясь к забою скважины, на уровне вскрытой толщины пласта они начинают отклоняться. Вытеснение нефти происходит за счет продвижения ВНК, сопровождаемого образованием конуса воды. Причина образования конусообразной формы поверхности раздела вода – нефть заключается в том, что величина вертикальной составляющей скорости продвижения ВНК принима-

ет максимальное значение вдоль оси скважин. Качественно подобная форма поверхности раздела образуется и в том случае, когда подошвенная вода не принимает участие в вытеснении или она малоактивна. При этом приток нефти к несовершенной скважине на расстоянии, большем одного-двух значений продуктивной толщины от ее оси (внешняя зона), можно считать плоскорадиальным, где линии тока располагаются параллельно кровле и подошве пласта. Внутренняя зона характеризуется пространственным притоком, где линии тока искривлены. В результате такого искривления линий тока появляется вертикальная составляющая скорости фильтрации, значение которой возрастает с приближением к оси скважины.

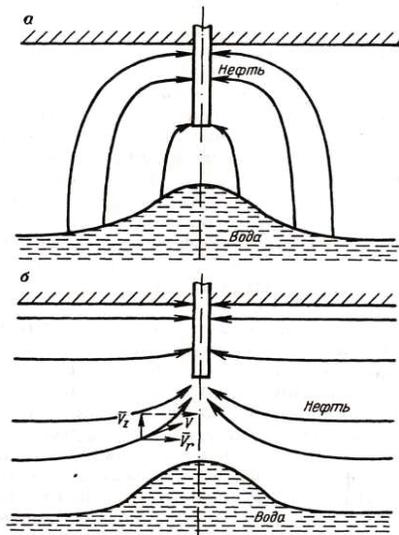


Рисунок 2.4 – Схема линий тока, обусловленных напором подошвенной воды (а) и краевых вод (б)

Наличие вертикальной составляющей приводит к подтягиванию поверхности раздела вода – нефть, а ее уменьшение, с увеличением расстояния от оси скважины, определяет образование конусообразной формы границы раздела. Конус подошвенной воды в данном случае может находиться в статическом равновесии и не оказывать существенного влияния на приток нефти к скважине. Конус подошвенной воды в данном случае может находиться в статическом равновесии и не оказывать существен-

ного влияния на приток нефти к скважине. Равновесие характеризуется предельным дебитом или депрессией, т.е. дебитом, превышение

□ которого приводит к прорыву воды в скважину. В случае, если дебит скважины не превышает предельного, прорыв воды произойдет лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счет общего поднятия зеркала воды вследствие истощения залежи. Величина предельного дебита зависит от физических свойств пласта и жидкостей и относительного вскрытия нефтенасыщенной части пласта. В малопроницаемых пластах реализация предельных дебитов ввиду их малости экономически всегда невыгодна. Экономически невыгодна эксплуатация скважины и с максимально возможным дебитом – потенциальным, так как вода почти мгновенно прорывается в скважину и начинается совместный приток нефти и воды. Очевидно, рабочие дебиты должны находиться в интервале от предельного до потенциального. Следовательно, такая скважина будет характеризоваться временем безводной эксплуатации, т.е. временем, в течение которого из скважины будет добываться безводная нефть.

Что касается загазовывания скважин при разработке нефтегазовых залежей, то конусообразование является в ряде случаев основной причиной. Качественная сторона процесса конусообразования, т.е. форма поверхности раздела газ – нефть, не зависит от того, является ли движущим фактором энергия газовой шапки или она малоэффективна (А.П. Телков, 1990). Но при этом качественном подобии физические причины, вызывающие образование конуса газа, различны. В случае напора газа из газовой шапки из-за высокого давления в газонасыщенной области и пониженного давления на забое нефтяной скважины граница раздела испытывает значительный перепад давления. При этом линии тока будут) ортогональны исходной поверхности раздела газ – нефть и направлены вниз (рисунок 2.5). Приближаясь к забою скважины на уровне вскрытой толщины пласта, они начинают отклоняться. Вытеснение нефти происходит за счет продвижения ГНК, сопровождаемого образованием конуса газа. Причина образования конусообразной формы поверхности раздела газ – нефть заключается в том, что вертикальная составляющая скорости продвижения ГНК принимает максимальное значение вдоль оси скважины. Качественно подобная форма поверхности раздела образуется и в случае, когда энергия газовой шапки не принимает участия в вытеснении нефти. При этом приток к несовершенной скважине на расстоянии, боль-

шем одного-двух значений нефтенасыщенной толщины залежи от ее оси (внешняя зона), можно считать плоскорадиальным, где линии тока располагаются параллельно кровле и подошве пласта. Внутренняя зона характеризуется пространственным притоком, где линии тока искривлены.

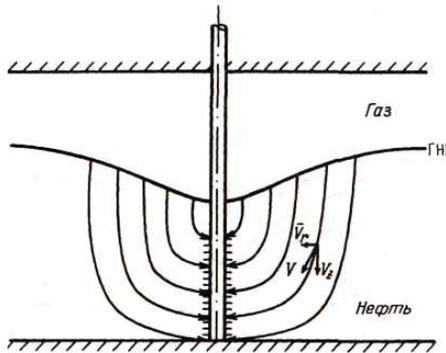


Рисунок 2.5 – Схема линий тока, обусловленных напором газа при отсутствии устойчивой границы раздела нефть-газ

В результате такого искривления линий тока появляется вертикальная составляющая скорости фильтрации, значение которой возрастает с приближением к оси скважины. Наличие вертикальной составляющей приводит к подтягиванию поверхности раздела газ – нефть, а ее уменьшение, с увеличением расстояния от оси скважины, определяет образование конусообразной формы границы раздела. Конус газа в данном случае может находиться в статическом равновесии и не оказывать существенного влияния на приток нефти к скважине (рисунок 2.6). Равновесие характеризуется предельным дебитом и депрессией, т.е. дебитом, повышение которого приводит к прорыву газа в скважину [2]. В случае, если дебит скважины не превышает предельного, прорыв газа произойдет лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счет общего опускания ГНК вследствие истощения залежи.

Так как конус газа характеризует локальное продвижение поверхности раздела газ – нефть, то при прорыве «верхнего газа» из газовой шапки по проницаемым пропласткам (по латерали) прорыв газа происходит вдоль напластования, что характерно для относительно узких нефтяных оторочек с

обширными подгазовыми зонами. Латеральная фильтрация газа возникает при условии распространения депрессионной воронки в газонасыщенную зону, т.е. при больших градиентах давления между газовой зоной расположения забоя скважины. Создаваемая депрессия влечет за собой образование «язычков газа», которые поступают к интервалу перфорации скважины, создают высокие значения устьевых давлений и газовых факторов.

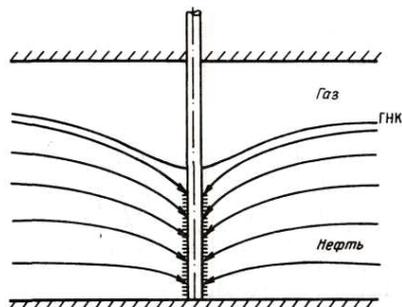


Рисунок 2.6 – Схема линий тока, обусловленных напором газа при устойчивой границе раздела нефть-газ

Изучение работ, связанных с проблемой разработки рассмотренных залежей, показывает, что эта проблема находится и еще, по-видимому, длительное время будет находиться в стадии исследования. Малоизученными остаются вопросы, связанные с расчетами времени безводной или безгазовой эксплуатации, определением безводной и конечной нефтеотдачи и усредненной анизотропии пласта. Во всех указанных задачах недостаточно изучено с количественной стороны влияние на дебиты, депрессии, безводный период, нефтеотдачу таких факторов, как значение радиуса контура питания, взаимодействие скважин, истощение залежи, скин-эффект, неоднородность пласта, искусственный или естественный непроницаемый пропласток, изолирующий подошвенную воду.

Чтобы предупредить преждевременное внедрение начальной поверхности раздела в продуктивный пласт, необходимо установить оптимальный режим работы скважины, обуславливаемый предельными безводным или безгазовым дебитом или депрессией, расположением наивыгоднейшего интервала вскрытия пласта и плотностью перфо-

рации, созданием забойных непроницаемых экранов и другими технологическими факторами [2].

Ниже нами рассматривается один из многих, важных с гидродинамической точки зрения, факторов, влияющих на предельные безводный (безгазовый) дебит, депрессию и период безводной (безгазовой) эксплуатации, а именно – создание искусственных забойных непроницаемых экранов. Причем для создания экранов применяются разработанные нами водогазоизолирующие композиции на основе элементоорганических, полимерных и других соединений.

Расчет радиуса водоизоляционного экрана. Искусственные водонепроницаемые экраны перед началом испытания устанавливаются в однородных по проницаемости пластах, вскрывших водонефтяной контакт, гипсометрическое положение которого оценивается по результатам предшествующих опробований на приток в других скважинах и уточняется по керну и каротажу непосредственно в каждой конкретной исследуемой скважине. Подобные работы проводятся с целью предупреждения прорыва подошвенных вод вследствие конусообразования и предупреждения возможной потери или искажения достоверной информации о характере насыщения при последующем опробовании только нефтенасыщенной части пласта.

Для гарантированной эффективности изоляционных работ требуемая протяженность радиуса экрана, устанавливаемого на плоскости водонефтяного контакта, определяется из условия, что частная производная депрессии по радиусу депрессионной воронки при фильтрации нефти и отсутствии движения воды на внешнем контуре экрана, как это следует из гравитационного разделения флюидов, не должна превышать величины, определяемой по формуле:

$$\rho_a \geq \frac{dP}{dr}, \quad (2.3)$$

где ρ_a - плотность пластовой воды.

Для определения частной производной в формуле (2.3) сначала рассчитывается величина депрессии $\Delta P(r)$ по радиусу депрессионной воронки (по данным об установившихся режимах фильтрации) по формуле:

$$\Delta P(r) = \Delta P_c - \frac{\Delta P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \ln \frac{r}{r_c}, \quad (2.4)$$

где r - задаваемые по депрессионной воронке расчетные радиусы точек; R_k, r_c – радиусы, соответственно контура питания и скважины;

ΔP_c - установившаяся забойная депрессия на стенке скважины при ее работе с постоянным проектным дебитом Q_o .

В свою очередь по формуле Дюпюи:

$$\Delta P = 1,84 \cdot v \cdot \frac{Q_o}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (2.5)$$

где v - объемный коэффициент пластового флюида;

Q_o - проектируемый установившийся дебит скважины, м³/сут, обычно превышающий минимальный уровень дебита (примерно 5 м³/сут для месторождений Западной Сибири), достаточного для рентабельной эксплуатации скважины;

ε - коэффициент гидропроводности пласта, определенный по результатам исследования на неустановившихся режимах фильтрации при определении приемистости скважины, мкм²/см/МПа с.

Радиус контура питания оценивается по формуле

$$R_k = \sqrt{\pi \cdot \chi \cdot t}, \quad (2.6)$$

где t - проектируемое время работы скважины на режиме;

χ - коэффициент пьезопроводности в см²/с, определяемый по результатам обработки кривой падения давления или по формуле:

$$\chi = \frac{K}{\mu \cdot \left(m \cdot \beta_c + \beta_{ж} \right)} \quad (2.7)$$

Гидропроводность пласта $\varepsilon = kh / \mu$ определяется по результатам обработки кривой падения давления, мкм²/МПа с; h - эффективная толщина интервала перфорации, см, $\beta_{ж}$ - упругоемость жидкости нагнетания - для водного раствора хлорида кальция $\beta_{ж} = 4,5 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; β_c - упругоемость породы-коллектора [при пористости пласта $m = 0,15 - 0,20$ $\beta_c = (0,85 - 1,05) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; m - пористость пласта в долях единиц по лабораторным анализам образцов керна или по данным каротажа.

Рассчитав величину $\Delta P(r)$ по (2.4), частную производную определяют графическим дифференцированием кривой депрессионной воронки. Для этого через равные промежутки Δr берут с графика соответствующее им значения $\Delta P_1, \Delta P_2 \dots \Delta P_{n-1}, \Delta P_n, \Delta P_{n+1}$ и частную производную определяют по уравнению:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\Delta P_{n+1} - \Delta P_{n-1}}{2\Delta \cdot r}. \quad (2.8)$$

Далее интерполяционным путем подбирают такую протяженность радиуса, на внешней границе которого будет выполняться условие (2.3), что и будет отвечать требуемой протяженности радиуса искусственного водоизоляционного экрана.

Пример. По результатам исследования скважины методом кривой падения давления на забое получены следующие параметры пласта:

$\varepsilon = 100$ мкм²см/мПа с; $\chi = 4000$ см²/с при радиусе скважины $r_c = 10$ см и объемном коэффициенте пластового флюида $\nu = 1,12$.

Решение: Определим по (2.6) величину радиуса контура питания для времени работы скважины, равной 24 час:

$$R_{\kappa} = \sqrt{3,14 \cdot 4000 \cdot 24 \cdot 3600} = 32900 = 329 \text{ м/с}$$

Максимальный дебит скважины при ее эксплуатации примем равным 10 м³/сут. Тогда, согласно (2.5), получаем:

$$\Delta P_c = 1,84 \cdot 1,12 \cdot \frac{10}{100} \cdot \ln \cdot \frac{329}{0,1} = 1,66 \text{ кгс/см}^2$$

Результаты расчета депрессионной воронки по (2.4) и значения частной производной для этих условий приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5.

Результаты расчета депрессионной воронки

Радиус, r, см	$\ln r/r_c$	$\frac{\Delta P_c \cdot \ln r/r_c}{\ln R_{\kappa}/r_c}$	$\Delta P(r)$	dP/dr , кгс/см ³
0	-	-	1,660	-
50	1,61	0,330	1,330	0,00453
100	2,30	0,453	1,207	0,00226
150	2,70	0,556	1,104	0,00163
200	2,99	0,616	1,044	0,00104
250	3,21	0,660	1,000	0,00088

Используя данные таблицы 2.3, можно показать, что при плотности пластовой воды $1,02 \cdot 10^{-3}$ кг/см³ условие (2.3) осуществляется на радиусе 206 см, что будет соответствовать протяженности искусственного водоизоляционного экрана, способного предупредить подтягивание и прорыв подошвенной воды в нефтенасыщенную часть пласта для заданных выше

отборах нефти из скважины при ее эксплуатации. Аналогичный расчет для дебита $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ показывает, что протяженность искусственного водоизоляционного экрана составляет 412 см [2].

К водоизолирующим материалам с различными физико-химическими свойствами и механизмом действия (образование водонепроницаемого экрана) предъявляется требование надежного перекрытия путей притока воды в скважину. Осуществимость этого требования определяется соотношением между напряжениями в материале, возникающими при освоении и эксплуатации скважин, и его прочностными характеристиками.

Решение задачи упругого равновесия водоизоляционного экрана показывает, что напряжения и их знак зависят не только от депрессии на пласт, но и от соотношения между модулями упругости тампонажного материала и скелета пласта, толщины газоизолированной части пласта и кривизны экрана. Наиболее часто в качестве изоляционного материала применяют цементные суспензии [2]. Образующийся тампонажный цементный камень имеет значения модуля Юнга $(1,5,4) \cdot 10^{10} \text{ н/м}^2$. Модуль Юнга песчаников изменяется в пределах $(5,6,4) \cdot 10^{10} \text{ н/м}^2$. При таком соотношении модулей упругости возможны условия, при которых в материале экрана возникнут растягивающие напряжения, превышающие его прочность. Это приведет к нарушению оплошности экрана и снижению эффективности изоляционных работ. Поэтому при создании водоизоляционных экранов целесообразно применять более эластичные, хотя и менее прочные, чем цементный камень, материалы. В материалах, модуль Юнга которых на один-два порядка меньше, чем у цементного камня, возникают лишь сжимающие напряжения, не превышающие действующий перепад давления. Такие материалы обладают хорошей фильтруемостью, равномерно заполняют паровое пространство вскрытой перфорацией толщины коллектора (1-2 м), а нагрузка будет восприниматься скелетом породы-коллектора. Находящийся в поровом пространстве материал испытывает преимущественно напряжения сдвига, регулируемые толщиной экрана.

Водоизолирующие составы на основе модификаторов ГКЖ (А.С. № 1078036), этилсиликатов с СВК и CaCl_2 (А.С. № 1391215), этилсиликатов с гидразином или гидроксиламином солянокислыми, поливинилового спирта с ГКЖ (патент РФ № 2032068) и др. удовлетворяют требованиям, предъявляемым к материалам селективного и неселективного действия для установки искусственных водонепроницаемых экранов.

Интервал создания экрана выбирается по результатам геофизических и гидродинамических исследований и должен быть приурочен к мало-проницаемым прослоям. Сложность выбора интервала создания экрана иногда обуславливается невозможностью однозначно выделить нефтенасыщенные и обводненные интервалы пласта, несмотря на значительный объем гидродинамических и геофизических исследований.

Основы технологии установки водоизоляционного экрана заключаются в следующем:

- вскрыть в зоне ВНК пласт толщиной 1-2 м кумулятивной перфорацией с плотностью 12-18 отверстий на погонный метр с обязательной привязкой интервала прострела по РК (ГК или НГК);
- дренировать прискважинную зону интервала перфорации в режиме притока, промыть эксплуатационный забой до чистой воды, определить приемистость нагнетанием в пласт 3-5% (мас.) водного раствора хлорида кальция, по окончании нагнетания снять кривую падения забойного давления;
- обработать кривую падения забойного давления, определить гидропроводность и пьезопроводность пласта, запроектировать режим эксплуатации скважины, рассчитать радиус экрана по вышеприведенной схеме;
- установить необходимость применения пакерующего устройства;
- рассчитать необходимый объем рабочих жидкостей по формуле

$$V = \pi \times m \times h \times [(r_s + 0,1)^2 - r_c^2], \quad (2.9)$$

где m - открытая пористость пласта;

h – толщина экрана, которая по условиям ведения работ принимается равной 2 м;

- произвести работы по п. 1, затем закачать рабочий раствор на основе (ЭТС+СВК+CaCl₂) или ПВС+ГКЖ согласно расчету по (2.9).

Расчет безводного периода эксплуатации несовершенной скважины с экраном на забое в нефтяной залежи с подошвенной водой. Увеличение безводного периода эксплуатации скважин в пластах с подошвенной водой – одна из актуальных задач технологии нефтедобычи. Одним из методов, способствующих достижению этой цели, является метод создания искусственных экранов под забоем скважины, а также использование естественных слабopроницаемых пропластков и линз. Оценка влияния протяженности, тол-

щины и места расположения экрана на дебит скважины и безводный период требует решения сложной пространственной задачи. Здесь, исходя из решения А.П. Телкова, рассмотрим приближенный способ расчета безводного периода эксплуатации несовершенной скважины, дренирующей однородно-анизотропный круговой пласт с подошвенной водой. Пласт предполагается горизонтальным, экран, кровля и подошва – непроницаемыми, дебит – выше предельного безводного, фильтрация подчиняется закону Дарси. Все обозначения показаны на рисунок 2.7.

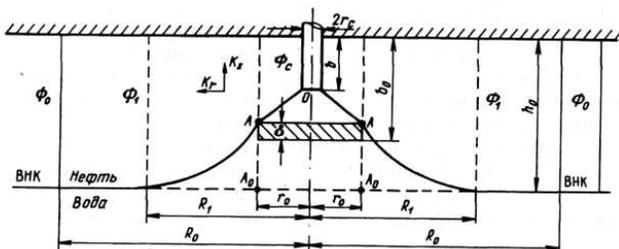


Рисунок 2.7 Схема притока к несовершенной экранированной скважине в однородно-анизотропном круговом пласте

Используя полученное дифференциальное уравнение движения частицы подошвенной воды от начального ВНК до забоя скважины вдоль главной линии тока и решение для напорного притока к несовершен-

ной скважине, вводя обозначения $\bar{b}_0 = (b_0 - \delta) / h_0$ и $\rho_1 = (R_1 - r_0) / k^*$, $h_0 = 1 / k^*$, после интегрирования в соответствующих пределах получили следующие формулы для определения времени продвижения частиц воды от подошвы A_0 до верхней границы экрана A (рисунок 2.7) и от точки A до забоя скважины (τ_2).

$$\tau_1 = \frac{t_1 k_A k_A^* (\sigma_\delta) \Delta \rho h_0 g}{m \mu_A (R_1 - r_0)^2 (k - 1)}; \quad (2.10)$$

$$\tau_2 = t_2 k_A k_A^* (\sigma_\delta) \Delta \rho g (b_0 - \delta) \sin \alpha / m \mu_A r_0^2 (k - 1) \quad (2.11)$$

Подсчитывая безразмерное время τ_1 и τ_2 и переходя к размерному времени нетрудно определить время безводной эксплуатации T :

$$T = \frac{m\mu_B(k-1) \cdot h_0}{k_r k_B^*(\sigma_\phi) \Delta \rho g} \left[\tau_1 + \frac{r_0^2 \tau_2}{h_0(b_0 - \delta) \cdot \sin \alpha} \right]. \quad (2.12)$$

Радиус водоизоляционного экрана в нефтяной скважине должен быть в пределах 8-10 м.

Изоляция пластовых вод в скважинах, вскрывших водо- и нефтенасыщенные пласты, оборудованных общим фильтром при отсутствии конусообразования. При получении устойчивого фонтанирующего притока нефти и пластовой воды с суммарным дебитом в несколько десятков м³/сут необходимо:

- провести исследования методом установившихся отборов на 3-4 режимах, чтобы убедиться в постоянстве или строго соответственном изменении (только увеличении или только снижении) коэффициентов продуктивности по нефти и воде;
- определить нефте- и водонасыщенные толщины пласта из соотношений

$$\left. \begin{aligned} h_i &= \frac{\eta_i \cdot \mu_i}{\mu_i \cdot \eta_i + \eta_a \cdot \mu_a} \\ h_a &= H - h_i \end{aligned} \right\}, \quad (2.13)$$

где η - коэффициент продуктивности;

h - эффективная толщина;

μ - вязкость пластового флюида для нефти с индексом «н» и воды с индексом «в»;

H - суммарная эффективная толщина вскрытого перфорацией пласта;

- сравнить расчетные значения нефте- и водонасыщенных толщин с оценкой по ГИС при повторной интерпретации материалов каротажа. При удовлетворительном совпадении расчетов и оценок по ГИС водоизоляционные работы не производить, а объект закончить испытанием.

При получении притока пластовой воды с небольшим содержанием нефти необходимо:

- провести повторную интерпретацию материалов ГИС, выделить возможные нефте- и водонасыщенные толщины в интервале опробования;

- определить работающую водонасыщенную толщину методами ГИС;
- провести, если место поступления воды по замеру соответствует материалам ГИС и верхняя часть интервала опробования нефтенасыщена, в однородном пласте изоляционные работы по п.2 и в неоднородном пласте, при наличии естественного глинистого экрана между нефте- и водонасыщенной толщинами, - по п.1;
- освоить скважину, а при отсутствии притока провести повторную перфорацию нефтенасыщенной части пласта с привязкой интервала прострела по РК.

Ликвидация конуса подошвенных вод. Если комплексом методов установлен прорыв конуса подошвенных вод в нефтенасыщенную часть небольшого по толщине однородного пласта, то для его ликвидации необходимо:

- произвести предварительную изоляцию притока пластовой воды, по п.1 без закачки гидрофобизатора;
- поднять НКТ, произвести кумулятивную перфорацию 1 м пласта на 1,5-2,0 м ниже ВНК с привязкой интервала перфорации по РК;
- спустить НКТ на 2 - 3 м ниже интервала прострела, установить на глубине 500 м пусковую муфту, заменить промывочную жидкость в скважине на техническую воду, вызвать приток пластовой воды снижением уровня в колонне, ввести скважину в эрлифтную эксплуатацию до появления в продукции скважины нефти, после чего можно считать, что конус подошвенной воды в нефтенасыщенной части пласта разрушен;
- заменить воду в колонне на промывочную жидкость, поднять НКТ, провести кумулятивную перфорацию 2 м пласта в интервале ВНК с привязкой интервала прострела по РК, спустить НКТ на прежнюю глубину пусковой муфты, заменить промывочную жидкость на техническую воду, провести разовое снижение уровня воды в колонне на максимально возможную глубину;
- провести изоляционные работы по п.1 с учетом п.2;
- испытать зону изоляции на герметичность снижением уровня воды в колонне на 1000 м от устья, а в случае притока пластовой воды повторить работы по п.1 с учетом п.2;
- при герметичной изоляции перейти на промывочную жидкость, поднять НКТ, произвести перфорацию нефтенасыщенной части пласта, начать испытание на приток с учетом оценок по п.2.

Если комплексом методов установлен прорыв конуса подошвенной воды в нефтенасыщенную часть пласта при значительном удалении интервала перфорации над ВНК, то необходимо:

- провести работы по п. 4 без предварительной изоляции притока пластовой воды, но с установкой пакера между интервалами опробования и вспомогательного участка прострела ниже ВНК.

Ликвидация межпластовых перетоков после вскрытия продуктивного пласта перфорацией. В обязательный комплекс ГИС входит проведение АКЦ после цементации, однако в ряде случаев интерпретация результатов исследования недостаточно надежна, чем и объясняется возможность вскрытия пласта перфорацией при негерметичном цементном камне. Косвенным признаком поступления воды по негерметичному цементному камню является наличие в ней глинистых частиц, мелкого шлама, вынос на забой породы коллектора, которые могут быть обнаружены при отборе проб и обратной промывке (в забойной пачке). В таких случаях работу по изоляции пласта выполнять в следующей последовательности:

- провести повторную интерпретацию материалов ГИС и оценить нефтенасыщенность интервала опробования;
- установить интервал затрубной циркуляции по данным АКЦ при нормальном гидростатическом давлении и давлении 10 МПа на устье либо другими методами;
- рассчитать объем зоны затрубной циркуляции и объем раствора реагентов для водоизоляционных работ по формуле:

$$V = \frac{1}{3} F_k \times h_k + 0,5 \times h_b, \quad (2.14)$$

где F_k , h_k – соответственно, площадь и высота кольцевого пространства, где отмечена заколонная циркуляция, m^2 и m ;

h_b - толщина водонасыщенного интервала, из которого поступает пластовая вода, m ;

$0,5$ – расчетная величина расхода реагента на 1 m толщины водонасыщенного пласта m^3/m ;

- выполнить работы по п. 1 без закачки гидрофобизатора;
- продолжить испытание по плану; при получении притока пластовой воды с нефтью повторить водоизоляционные работы в той же последовательности, а при отсутствии притока произведе-

сти повторную перфорацию нефтенасыщенного интервала, продолжить испытание по плану [2].

Ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн. Известные способы ликвидации негерметичности колонны, включающие закачку различных изоляционных материалов под давлением, не обеспечивают достаточной надежности, особенно когда интервал негерметичности приурочен к участкам с интенсивно поглощающими коллекторами, не имеющими цементного кольца за колонной [2, 10]. Данная технология предусматривает циклическую закачку цементного раствора с предварительной установкой отсекающего экрана из композиции, плотность которой близка к плотности пластовой воды. Установка экрана диктуется необходимостью предотвращения ухода цементного раствора по заколонному пространству выше или ниже места нарушения колонны. Цикличность закачек цементного раствора обусловлена неоднородностью пластов по проницаемости. От цикла к циклу изолируются все менее проницаемые участки пластов.

При подготовительных работах по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны необходимо:

- промыть скважину глинистым раствором соответствующей плотности в объеме не менее 2 циклов; установить над интервалом продуктивного пласта, если он вскрыт перфорацией, цементный мост высотой 5-6 м (или взрыв-пакер ВП-118). После ОЗЦ спуском НКТ проверить местонахождение моста, чтобы убедиться в его наличии. Поднять НКТ; низ НКТ оборудовать пакером и фильтром; спустить компоновку НКТ с пакером и фильтром в скважину, установить пакер над цементным мостом, испытать цементный мост на герметичность опрессовкой водой на давление 10-15 Мпа; поднять НКТ с пакером;
- определить место негерметичности эксплуатационной колонны;
- спустить НКТ в скважину на 1-2- м выше места негерметичности колонны; установить подвесной фланец, фонтанную арматуру, отводы, подсоединить нагнетательную линию от цементировочного агрегата с обратным клапаном, заменить глинистый раствор на техническую воду до глубины подвески НКТ;
- определить приемистость пласта через негерметичность колонны нагнетанием технической воды под давлением, не превышающим допустимое давление для данной колонны.

Для установки отсекающего экрана необходимо:

- восстановить циркуляцию и при отсутствии поглощений в НКТ закачать рабочую жидкость (объемом 10 м заколонного пространства) в интервале негерметичности в следующей последовательности: дизельное топливо 0,1-0,2 м³; модификатор 113-63 (65) или ЭТС-40(16); дизельное топливо 0,1-0,2 м³; ГКЖ-10(11), дизельное топливо 0,1-0,2 м³; промывочная жидкость;
- при подходе первой порции дизтоплива к башмаку НКТ закрыть затрубную задвижку, продавить рабочую жидкость за колонну в интервале негерметичности. Продавку прекратить при подходе последней порции дизтоплива к интервалу (месту) негерметичности;
- осуществить обратную промывку в объеме НКТ не менее 2 циклов с противодавлением на устье 5 - 7 МПа (при отсутствии заметных поглощений пластом);
- герметизировать устье, скважину оставить под давлением на полимеризацию продолжительностью 12-16 час.

Для ликвидации негерметичности колонны необходимо:

- опрессовать колонну после установки отсекающего экрана и при наличии негерметичности определить приемистость нагнетанием воды в интервал негерметичности;
- в случае если приемистость снизилась менее чем на порядок, работы по ликвидации негерметичности повторить с последующей опрессовкой колонны, при герметичности колонны продолжить испытание скважины по плану;
- в случае если приемистость снизилась после установки отсекающего экрана, но остается все еще высокой, закачать через место негерметичности за колонну 1,0-1,2 м³ цементного раствора плотностью 1800-1850 кг/м³. В конце закачки произвести обратную промывку не менее 2 циклов объема НКТ, приподнять НКТ на 100 м, устье герметизировать, скважину оставить на ОЗЦ на 24 часа;
- опрессовать колонну и при наличии заметной приемистости спустить НКТ до прежней глубины, закачать в НКТ и продавить за колонну через место негерметичности 0,5-0,6 м³ цементного раствора плотностью 1800-1850 кг/м³ из расчета оставления цементного стакана небольшой высоты в колонне, НКТ приподнять на 100 м; провести обратную промывку

не менее 2 циклов объема НКТ, устье герметизировать; скважину оставить на ОЗЦ на 24 час.;

- разбурить цементный стакан, опрессовать колонну и при ее герметичности продолжить испытание скважины по плану;
- в случае если приемистость резко снизилась, но все еще имеет место, повторить работы по установке отсекающего экрана с последующей опрессовкой колонны. При ее герметичности продолжить испытание скважины по плану.

Проведение водоизоляционных работ и ремонта эксплуатационных колонн с помощью разработанных составов на основе синтетической виноградной кислоты, этилсиликата и хлорида кальция, поливинилового спирта и ГКЖ проводится по технологии, аналогичной вышеописанной для модификаторов и этилсиликатов с ГКЖ. Однако в связи с тем, что последние две композиции не обладают селективными свойствами, после проведения водоизоляционных работ (закачка композиций в пласт) необходимо произвести повторную перфорацию объекта.

Основные технологические операции при производстве водоизоляционных работ с применением селективной композиции на основе этилсиликата и гидразина (или гидроксилamina) солянокислых аналогичны для модификаторов и этилсиликатов с ГКЖ и сводятся к следующему.

Скважину, в которую через перфорационные отверстия поступает из пласта нефть с водой, останавливают. После промывки скважины технической водой в объеме 1,5 - 2 циклов, через НКТ, спущенные до середины интервала перфорации, прямой циркуляцией проводят закачку селективной водоизоляционной композиции в следующей последовательности и объемах:

- разделительная жидкость (нефть или дизельное топливо) - $0,5 \text{ м}^3$;
- смесь этилсиликата с порошкообразным гидразином или гидроксил-мином солянокислым (на 1 м^3 этилсиликата берется 7,5 - 15,0 кг гидразина или гидроксилamina солянокислых) - 1 м^3 ;
- разделительная жидкость (нефть или дизельное топливо) - $0,5 \text{ м}^3$;
- продавочная жидкость (техническая вода) - в расчетном объеме.

Композицию доводят до башмака НКТ. Закрывают затрубное пространство и продавливают водоизолирующий состав в пласт. По окончании операции производят обратную промывку скважины с противодавлением 5-7 МПа в количестве 1,5-2,0 объемов НКТ. Скважину закрывают и выдерживают под давлением для прохождения реакции гидролитиче-

ской поликонденсации в течение 8-10 час. По истечении указанного срока скважину осваивают. При необходимости обработку повторяют.

При реализации вышеприведенных технологий найдут применение и другие, разработанные совместно с другими фирмами и организациями составы и композиции для ограничения водогазопритоков в нефтяные и газовые скважины, основанные на использовании жидкого стекла, унифлока, симусана, модифицированных кремнийорганическими соединениями ПАА, фурфурилового спирта и других соединений.

Установка непроницаемого газоизоляционного экрана. В условиях отсутствия объективной информации о местоположении и толщине загазованного интервала в разрезе продуктивной толщи, вскрываемой скважиной, при установке газоизолирующего экрана могут быть получены отрицательные результаты. Неравномерное распределение газоизолирующей композиции по сечению загазованного интервала, газоизолирующая оторочка может получиться незамкнутой, иметь различную протяженность в различных направлениях, что обеспечивает короткий безгазовый период эксплуатации скважин.

Закачивание тампонажных смесей необходимо вести в несколько стадий, при этом каждая последующая порция закачивается после отверждения предыдущей, что повышает возможность формирования газоизолирующего непроницаемого экрана по замкнутому периметру вокруг скважины. Закрепляя водоизолирующие композиции на основе элементоорганических соединений в прискважинной зоне пласта составом, имеющим более высокую адгезию к горной породе, можно увеличить безгазовый период эксплуатации скважин.

Из исследований в области физики нефтяного и газового пласта известно, что при фильтрации дегазированной нефти через водонасыщенный образец породы скорость фильтрации уменьшается и проницаемость образца резко снижается за счет создания высоковязкой эмульсии в порах породы.

Водонефтяные эмульсии (ВНЭ) являются неньютоновскими жидкостями, и их вязкость зависит от величины напряжения сдвига. При достижении предельного напряжения сдвига структура эмульсии разрушается, и вязкость эмульсии уже не зависит от напряжения сдвига. Чем выше напряжение сдвига ВНЭ, тем выше ее изолирующие свойства.

Чтобы рассчитать необходимое количество воды (водного раствора ПАВ) для создания газоизолирующего экрана радиуса (R) на линии ГНК,

необходимо количественно оценить распределение потока в нефтенасыщенную и газонасыщенную зоны. Результаты исследований свидетельствуют о том, что вода преимущественно фильтруется в газонасыщенную зону и в 5-45 раз (по объему) может превышать фильтрацию в нефтенасыщенные породы в зависимости от исходных фильтрационных характеристик газо- и нефтенасыщенной частей пласта.

Для создания газоизолирующего экрана на первой стадии (цикле) закачивается водный раствор ПАВ, и экран формируется за счет образования ВНЭ на газонефтяном контакте.

Второй этап (цикл) формирования экрана осуществляется за счет закачивания композиций на основе элементоорганических соединений (модификатор+ГКЖ, ЭТС+СВК+CaCl₂), или полимерных реагентов (ПВС+ГКЖ), или неорганических полимеров (жидкое стекло).

Для закрепления газоизолирующих компонентов в пласте на третьей стадии в пласт закачивается состав на основе элементоорганических соединений ПВС+ГКЖ или цементного раствора. Если на второй стадии в пласт закачивалась композиция на основе ПВС, то в силу высоких адгезионных характеристик композиции цементный раствор не заканчивается.

Экран, представленный ВНЭ, обладает высоким градиентом сдвига, который достаточен для того, чтобы препятствовать прорыву газа в нефтяную залежь на участке залежи с малыми депрессиями относительно оси скважины. Радиус экрана достигает 40 м.

При приближении к скважине и увеличении депрессии газоизолирующий экран должен обладать необходимой прочностью, для чего вслед за ВНЭ в пласт закачивают газоизолирующие композиции на основе элементоорганических соединений или неорганических полимеров (в высокотемпературных скважинах). Экран должен выдерживать высокие перепады давления (10 МПа и более) и препятствовать прорыву газа. Радиус экрана до 10 м.

Закрепляющий состав препятствует выносу из пласта газоизолирующих материалов при эксплуатации нефтяных скважин. Радиус закачки 1-2 м.

Разработанная схема последовательной (циклической) закачки газоизолирующих составов и технология изоляции газопритоков рекомендуются к применению на нефтегазовых месторождениях, где загазовывание нефтяных скважин происходит при прорыве газа из газовых конусов и при латеральной фильтрации газа.

При осуществлении работ по ограничению газопритоков в нефтяные скважины используется стандартное оборудование (ЦА-320, автоцистерны, ППУ и др.). Из нестандартного оборудования - пакера (при плохой приемистости пластов или зоны изоляции).

Подготовительные мероприятия перед проведением РИР следующие:

- геолого-геофизические исследования с целью определения технического состояния колонны и определения места и по возможности источника поступления газа в скважину;
- спуск НКТ в скважину с установкой башмака над верхними отверстиями интервала перфорации (в случае плохой приемистости предусмотреть спуск НКТ с пакером);
- определение приемистости пласта по воде (или раствору CaCl_2) не менее чем на 3-х режимах.

Перед закачиванием изолирующего состава через спецотверстия осуществляется дополнительная перфорация газонасыщенной части пласта (выше ГНК на 1-3- м), а также нефтенасыщенной части, расположенной ниже ГНК и ранее не вскрытой перфорацией.

После подготовительных работ необходимо осуществить закачивание водного раствора ПАВ или ТСП (ТСП образует очень стойкую эмульсию) на уровне ВНК. Затем на устье готовят газоизолирующую композицию из ЭТС+СВК+ CaCl_2 или ПВС+ГКЖ. Водный раствор ПАВ закачивают из расчета 50-100 м³ на 1 м газонасыщенной толщины пласта. Количество изолирующей композиции (м³) определяют, исходя из приемистости скважины.

Из опыта промысловых экспериментальных работ на скважинах в первом приближении объем изолирующего состава принимают $V_{\text{изол.}} \approx 0,1Q_{\text{пр}}$, где $Q_{\text{пр}}$ - приемистость, м³/сут. В зависимости от геолого-геофизических и геологопромысловых особенностей отдельных залежей (месторождений) этот объем может корректироваться. Минимальный объем изолирующего состава составляет 15 - 20 м³.

Объем закрепляющего состава (цементного раствора) должен быть в пределах 3 - 5 м³. При использовании в качестве газоизолирующего состава ПВС+ГКЖ, ввиду высокой адгезионной характеристики последнего, закрепления ПЗП цементным раствором, как правило, не требуется.

После продавливания изолирующей композиции в пласт осуществляют обратную промывку скважины (в полуторакратном объеме НКТ)

с противодавлением 5 - 7 МПа. Затем скважину оставляют на 24 час под давлением закачки на полимеризацию компонентов.

Вышеприведенные водогазоизолирующие составы, композиции и технологии воздействия на пласты с целью ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины рекомендуются к применению при разработке нефтяных оторочек.

Одним из главных лимитирующих факторов при разработке нефтяных оторочек является опасность прорыва газового конуса и загазовывание продукции скважины. При этом дебиты скважины по нефти, как правило, достаточно быстро убывают во времени. Это связано с утончением по мере добычи нефти толщины нефтяной оторочки, поэтому формируются условия для прорыва газового конуса к скважине.

Практика показывает, что дебиты воды в добываемой продукции во времени характеризуются наличием максимума. Нарастание дебита воды во времени происходит в связи с подтягиванием конуса подошвенной воды к скважине. Утончение нефтяной оторочки вблизи горизонтального ствола происходит как за счет формирования газового конуса, так и за счет прогрессирующего подъема (подтягивания) конуса воды. Режим критических безгазовых дебитов нефти не допускает прорыва газового конуса к скважине. Однако он никак не препятствует постоянному подъему конуса воды. Бороться с конусом воды путем перехода на критические безводные дебиты нефти практически нереально, так как некоторые свойства воды и нефти весьма близки. Уменьшение во времени дебита воды происходит вследствие снижения дебита нефти, динамика которого определяется поведением газового конуса.

Для борьбы с газовыми конусами необходимо создание как подвижных, так и неподвижных экранов. Однако создание различных экранов на уровне ГНК, по мнению ряда исследователей, не всегда оправдано. Практика и расчеты показывают, что если даже неподвижный экран непроницаем для газа, то газ рано или поздно прорывается к забою эксплуатационной скважины не через экран, а под экраном. Даже создание подвижных жидкостных экранов с повышенной вязкостью материала экрана не гарантирует постоянной безгазовой добычи нефти, хотя период последней можно продлить. Вместе с тем, как правило, целесообразно устанавливать экраны при разработке в практике добычи нефти из нефтяных оторочек довольно широкое распространение получила технология барьерного

заводнения. Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые дебиты нефти. Однако барьерное заводнение применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек. Если же имеем дело с подошвенной оторочкой, то закачиваемая вода достаточно быстро «проваливается» в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование (разрушение).

Выполненные теоретические исследования предопределили новый поход к разработке нефтяных оторочек, который предусматривает закачку воды над ГНК и закачку газа под ВНК. Такая технология оказывается эффективной даже в случае разработки оторочек подошвенного типа. В случае значительной анизотропии пласта неплохие результаты дает совмещение установки экранов с барьерным заводнением.

Нефтяная оторочка и нефтегазовая залежь в целом являются очень чувствительными к сторонним воздействиям, поэтому место и интенсивность воздействия весьма существенно влияют на все показатели его разработки.

2.6 Ограничение и ликвидация выноса пластового песка в нефтяные и газовые скважины

Истощение мировых запасов нефти и газа заставляет более внимательно отнестись к возможности освоения слабосцементированных залежей углеводородов, и, в первую очередь, залежей, приуроченных к верхнеапт-сеноманскому нефтегазоносному комплексу.

Освоение этих залежей представляет собой сложную техническую, экономическую и экологическую задачу, что до недавнего времени препятствовало широкомасштабной разработке этих залежей, хотя на отдельных месторождениях США, Канады, Венесуэлы добыча нефти из этих залежей осуществляется уже десятки лет.

Одним из резервов увеличения добычи нефти является разведка и разработка газонефтяных залежей, сложенных слабосцементированными коллекторами.

На данный момент времени на месторождениях ЗСНГП, приуроченных к апт–альб–сеноманским отложениям, разведано свыше 500 млн. т извлекаемых запасов нефти категории C_1 , но по различным причинам не все эти запасы разрабатываются и одной из этих причин является вынос песка в ствол скважины [3].

Решение проблемы выноса песка в ствол скважины прежде всего связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт скважины, что в конечном итоге скажется на себестоимости нефти.

В мировой практике для предупреждения выноса песка в ствол скважины существуют как механические, так и химические методы.

К механическим способам предупреждения выноса песка в ствол скважины относится установка на забое скважины фильтров различной конструкции. Основными недостатками любых механических фильтров, спускаемых на забой скважины, являются:

- засорение фильтра, которое приводит к снижению дебита скважины и требует периодической его очистки;
- использование фильтра связано с применением пакера, его надежной герметизацией. Применение такой схемы предполагает сначала спуск и посадку пакера, затем спуск УЭЦН, что связано с повышенными затратами на подземные работы;
- очистка фильтра требует подъема УЭЦН, глушение скважины, которое как правило, приводит к снижению потенциального дебита скважины;
- образование песчаных пробок между фильтром и интервалом перфорации;
- стоимость самих фильтров и их эксплуатация сравнимы со стоимостью УЭЦН.

К химическим методам относится закачка в пласт различных составов на основе минеральновязущих средств, полимеров, фенольных смол, но все они, как правило, прошли лишь лабораторные испытания. Наиболее известными в РФ являются составы под названием «Конторен».

Полимерные составы типа «Конторен» содержат в своем составе: смолу ТС-10 + уротропин + вода + до 20 % минеральных солей. Кроме того, разработанная во ВНИИнефть технология крепления прискважинной зоны пласта очень сложна, требует специального оборудования, занимает большое количество времени, эффективность составляет от 30 до 40 % С.С. Демичевым, В.К. Бочкаревым и др. разработано несколько способов и составов для закрепления прискважинной зоны продуктивного пласта, которые отличаются от ранее известных более высокой технологич-

ностью, прочностью образующегося камня, низкой себестоимостью (патент РФ № 2246605).

Известно, что при обводнении продуктивных коллекторов нефти и газа начинается интенсивный вынос пластового песка в скважины. Относительная прочность слабосцементированных песков может быть обеспечена за счет действия двух факторов: присутствия глинистого цемента и проявления капиллярных сил. Прочность глинистого цемента – следствие геологических процессов, приводящих к обезвоживанию глинистых осадков. Техногенное вмешательство нарушает физико-химический баланс, существующий между глинистыми частицами и их окружением, - при обводнении пласта состав жидкости в порах между песчинками меняется, глинистые частицы могут набухать и, как следствие, прочность глинистого цемента снижается.

Например, на нефтяных и газовых месторождениях севера Западной Сибири, приуроченных к апт-альб-сеноманским отложениям, глинистый цемент пород-коллекторов состоит, в основном, из каолинита, иллита, смектита и хлорита.

Глинистые минералы имеют следующий химический состав:

- группа каолинитов $(Al_2O_3 \cdot 2 SiO_2 \cdot 2 H_2O)$;
- группа гидрослюд-иллитов $[K_7(Al_4Fe_4Mg_4Mg_6)(Si_8-Al_4)O_{20}(OH)_4]$;
- группа смектитов (монтмориллонитов, бейделлитов и др.) - $[0,33 Na(Al_{1,67}Mg_{0,33}O_3) \times 4SiO_2 \cdot H_2O]$;
- группа хлоритов $[(Mg,Fe)_{6-n}(AlFe^{3+})_n \times (OH)_8 \cdot AlSi_{n-4}O_{10}]$, где $n = 0,6-2,0$.

Указанные группы минералов глин состоят из отдельных пакетов плоских элементарных чешуек, наложенных друг на друга своими плоскими гранями. Отдельная элементарная чешуйка очень тонка, но имеет довольно большую длину и ширину. Накладываясь друг на друга, чешуйки могут образовывать агрегаты большой толщины. Чешуйки, соприкасающиеся своими силикатными слоями, не имеют жесткого сцепления друг с другом и легко могут быть отделены одна от другой. Установлено, что расстояние от основания одной частицы до основания соседней для воздушно сухого натриевого бентонита равно около 0,98 нм, а для кальциевого или магниевое – около 1,18 – 1,21 нм. Разница объясняется тем, что в кальциевом бентоните между частицами имеется слой молекул воды, в то время как у натриевого бентонита такой слой отсутствует.

Ион натрия, имеющий низкую энергию гидратации, не может адсорбировать воду так же легко, как ион кальция, обладающий более высокой энергией гидратации. Если поместить натриевый и кальциевый бентониты сначала в атмосферу воздуха с постепенно увеличивающейся влажностью, а затем в воду, то расстояние между частицами будет увеличиваться в соответствии с числом слоев воды, адсорбированных глинистыми частицами. Изменение межплоскостного расстояния для кальциевого бентонита в зависимости от количества адсорбированной воды показано в таблице 2.6.

Таблица 2.6.

Изменение межплоскостного расстояния для кальциевого бентонита в зависимости от количества адсорбированной воды

Количество воды на 100 г сухой глины, г	Межплоскостное расстояние, нм
10,0	1,12
13,9	1,21
19,5	1,34
24,2	1,46
29,5	1,51
36,3	1,56
41,8	1,57
59,0	1,78

Для кальциевого бентонита расстояние между соответствующими поверхностями соседних частиц достигает максимума 1,5 - 1,8 нм, если частицы под действием механических усилий не разделяются.

При гидратации натриевого бентонита в условиях высокой относительной влажности, близкой к полному насыщению, межплоскостное расстояние увеличивается до 1,25 нм. При погружении натриевого бентонита в воду катион натрия стремится отделить частицы одну от другой, и в таких условиях межплоскостное расстояние увеличивается до 4,0 нм.

Максимальное количество воды, адсорбированное глинистыми частицами, определяется, вероятно, расстоянием между поверхностью силикатного слоя частицы обменным катионом.

Степень гидратации различных бентонитов зависит от того расстояния, на которое катионы удаляются от плоских граней глинистых частиц.

Когда обменный катион прочно адсорбирован частицей, как в кальциевом, так и натриевом бентоните, стремление катиона разделять соседние частицы мало. Было установлено, что такие глины, даже будучи помещенными в воду, адсорбируют небольшое количество воды, достаточное лишь для того, чтобы межплоскостное расстояние частиц достигло всего лишь 1,5 – 1,7 нм. Если обменные катионы обладают высокой способностью к диссоциации (например, в натриевом или литиевом бентоните), то диссоциация приводит к увеличению расстояния между частицами. Последнее, наряду с легким перемешиванием, может привести к полному отделению элементарных частиц друг от друга. Все вышесказанное дает обычное представление о том, что частицы кальциевого бентонита остаются связанными между собой ван-дер-ваальсовыми силами и вместе с гидратационной водой образуют некоторое подобие сэндвича.

При гидратации натриевого бентонита (В.Ф. Роджерс, 1967) чешуйки его отодвигаются друг от друга на значительное расстояние вплоть до полного отделения индивидуальных частиц, покрытых слоями гидратационной воды, толщина которых пропорциональна расстоянию от поверхности частицы до катиона, компенсирующего отрицательный заряд глинистой частицы.

Действие капиллярных сил проявляется иначе. Остаточная вода занимает в поре несцементированного песка пространства так называемых пендулярных колец, окружающих точки контактов смежных песчинок (рисунок 2.8).

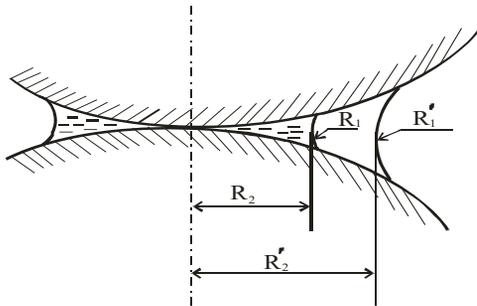


Рисунок 2.8 – Механизм сцепления песчинок под действием капиллярных сил

Межфазное натяжение σ и кривизна мениска поверхности между водой и окружающей углеводородной жидкостью (или газом) создают капиллярное давление P_k , которое приводит к взаимному прижатию контак-

тирующих песчинок. Величина капиллярного давления определяется известной формулой Плато (Plateau):

$$P_K = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \quad (2.15)$$

где R_1 и R_2 - главные радиусы кривизны.

В случае, показанном на рисунке 2.8, радиус R_2 берется со знаком минус, так как центр этого радиуса кривизны располагается с выпуклой стороны мениска, и формула (2.15) для этого случая получает вид:

$$P_K = \sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right). \quad (2.16)$$

Сила капиллярного притяжения двух песчинок друг к другу определяется выражением:

$$F = \pi R_2^2 \cdot P_K = \pi R_2^2 \cdot \sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right). \quad (2.17)$$

При увеличении водонасыщенности пор размеры и форма пендулярных колец меняются, как показано на рисунке 2.4. При этом радиус кривизны R_1^1 увеличивается быстрее, чем радиус кривизны R_2^1 и величина разности в скобках в формуле (2.17) уменьшается. Соответственно ослабляется и сила капиллярного притяжения смежных песчинок, а в условиях достаточно высокого водонасыщения она может вообще исчезнуть.

В серии экспериментов с предварительным отбором пластовой жидкости при фильтрации дизельного топлива наблюдается определенная прочность песка, а при фильтрации соленой воды водонасыщенность пористой среды возрастает, силы капиллярного сцепления песчинок исчезают и, как следствие, интенсивно выносятся песок.

В серии экспериментов с принудительным вымыванием песка интенсивное вымывание наблюдалось при использовании незагущенного солевого раствора, который легко проникал к пендулярным кольцам, увеличивая их размер и снижая капиллярное сцепление песка. Наоборот, вязкие жидкости имели низкую фильтруемость, в меньшей степени повышали водонасыщенность, в зонах еще не размытого песка сохранялось капиллярное сцепление и, соответственно, снижалось количество вымытого песка.

Основываясь на приведенном механизме гидратации и диспергирования цементирующих нефтенасыщенный песчаник глинистых материа-

лов, а также действию капиллярных сил, можно утверждать, что эти процессы могут быть определяющими в разрушении продуктивных коллекторов при поступлении воды.

На поздней стадии эксплуатации месторождения, по мере истощения запасов нефти и дальнейшего падения пластового давления, происходит увеличение эффективного горного давления ($P_r - P_{пл}$), напряжений в скелете продуктивного пласта, изменение порометрических характеристик и механических свойств горных пород, что также может приводить к постепенному выносу частиц из ПЗП.

Главной же причиной пескопроявлений нефтяных скважин является, по-видимому, постепенное обводнение нефтенасыщенных коллекторов в пзп как пластовыми, так и нагнетаемыми водами [3].

Увеличение влагосодержания в ПЗП приводит к интенсивному размыву глинистого цемента, разрушению глинистых частиц горной породы, выносу песка и образованию каналов повышенной проводимости в нефтенасыщенных интервалах.

Все эти процессы, происходящие в нефтяной залежи, ведут к образованию псевдооживленных и песчаных пробок, что снижает продуктивность скважин и не позволяет поддерживать темпы отбора нефти на проектном уровне.

Результаты промысловых исследований скважин, выполняемых в период нарастающей и постоянной добычи, свидетельствуют о том, что дебиты скважин и диаметры лифтовых колонн позволяют обеспечить соответствующие скорости для выноса песка, незначительного количества мехпримесей и воды, так как не было предпосылок для развития процесса интенсивного разрушения пласта.

В период падающей добычи в связи с закономерными проявлениями обводнения и разрушения коллекторов в ПЗП, растет число скважин, эксплуатация которых осложнена наличием забойных песчаных и псевдооживленных пробок, выносом жидкости и мехпримесей.

2.7 Теоретические исследования по влиянию песчаной пробки на дебит нефтяной скважины

Рассмотрение проблемы влияния высоты песчаной пробки на дебит скважины и на вынос песка из пласта, и решение задачи о дебите несовершенной скважины по степени вскрытия осуществлено Н. Кристеа

(1961г.). Точное решение задачи ранее было получено М. Маскетом. Решение М. Маскета позволило количественно оценить влияние песчаной пробки на дебит скважины. В частности, для отношения радиуса скважины r_c к толщине пласта h , равной $r_c/h = 0,01$ и проницаемости пробки K_2 к проницаемости продуктивного пласта K_1 , равной $K_2/K_1 = 1000$, дебит скважины снижается на 26 %, а при $K_2/K_1 < 5$ дебит скважины практически становится равным дебиту несовершенной скважины при минимальной степени вскрытия.

Исходя из решения В.Н. Дьячкова (2000), дебит скважины с песчаной пробкой равен:

$$Q_{\Pi} = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_c)}{\mu b h \ln \frac{R_K}{r_c}} t h (bh), \quad (2.18)$$

где $b = \frac{2K_2}{r_c^2 \ln \frac{R_K}{r_c}};$

r_c – радиус скважины;
 P_K – давление на контуре;
 P_c – забойное давление;
 m – вязкость нефти.

Дебит совершенной скважины по формуле Дююи равен:

$$Q_0 = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_c)}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}}. \quad (2.19)$$

Сравнивая (2.18) и (2.19), находим:

$$\frac{Q_{\Pi}}{Q_0} = \frac{t h (bh)}{bh}. \quad (2.20)$$

При $r_c = 0,1$ м, $R_K = 200$ м, $h = 10$ м, получаем $b = 5,13 \sqrt{a}$, ($d = \frac{\hat{E}_2}{\hat{E}_1}$).

Результаты расчетов по формуле (2.20) для различных значений l показаны в таблице (2.7).

Таблица 2.7.

**Влияние проницаемости песчаной пробки
на производительность скважины**

$\delta = \frac{K_2}{K_1}$	0,01	0,10	0,20	0,40	0,60	0,80	1,00
$\frac{Q_{\text{п}}}{Q_0}$	0,195	0,060	0,044	0,031	0,025	0,022	0,019

Из таблицы 2.7 следует, что уже при $\delta = 0,01$, т.е. при проницаемости песчаной пробки в 100 раз выше проницаемости пласта дебит скважины снижается и составляет 19,5 % относительно совершенной скважины.

Если песок в скважине плотно упакован и по своей проницаемости равен проницаемости коллектора ($\delta=1$), то дебит такой скважины составляет всего 2,0 % от дебита совершенной скважины.

При $K_1 = \infty$ (для совершенной скважины) $d=0$ и $b=0$. Тогда $\lim \frac{th(bh)}{bh} = 1$, т.е. $\frac{Q_{\text{п}}}{Q_0} = 1$.

Если допустить, что часть пласта толщиной h_1 фильтрует нефть в песчаную пробку в количестве Q_{h_1} , а часть пласта толщиной $(h-h_1)$ работает на совершенную скважину с той же толщиной $(h-h_1)$ и, поступая аналогично решению предыдущей задачи В.Н. Дычковым (2000) было получено следующее выражение для отношения дебитов:

$$\frac{Q_{h_1}}{Q_0} = \frac{th(bh_1)}{bh} + \frac{h-h_1}{h}. \quad (2.21)$$

Из выражения (2.21) при $h_1=h$ получается формула (2.20), которая была получена для случая, когда высота песчаной пробки равна толщине пласта.

Расчеты по формуле (2.21) при различных значениях высоты песчаной пробки h_1 приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8.

Влияние высоты песчаной пробки на дебит скважины при $K_2/K_1=0,1$

$h_1, \text{ м}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\frac{Q_{h_1}}{Q_h}$	0,96	0,86	0,66	0,031	0,56	0,47	0,35	0,26	0,16	0,06

Изменение отношения дебитов в зависимости от высоты песчаной пробки представлено на рисунке 2.9. На этом же рисунке показано влияние отношения проницаемости (d) на ту же величину Q_{h_1}/Q_0

Из рисунка 2.9 в частности следует, что при большой толщине пласта высота песчаной пробки оказывает меньшее влияние на дебит скважины, чем ее проницаемость.

Из решения задачи, которая здесь не приводится, следует, что превышение высоты пробки h_1 над толщиной пласта всего на 1 м приводит к снижению дебита скважины на 38 %, т.е. увеличение толщины пробки выше толщины продуктивного пласта на 1 м снижает дебит скважины на 38 % по сравнению с дебитом скважины, имеющей пробку толщиной, равной толщине пласта, при одном и том же забойном давлении.

2.8 Методы борьбы с пескопроявлениями при заканчивании и эксплуатации скважин

Вопросам выявления причин пескопроявлений, влияния песчаных пробок на дебит скважин, методов борьбы с пескопроявлениями, расчета и выбора различных конструкций фильтров посвящены многочисленные работы отечественных и зарубежных исследователей, таких как Абрамов С.К., Алексеев В.С., Ахметов А.А., Бочеввер Ф.М., Бурштейн М.А., Гарушев А.Р., Гавриленко В.М., Горитский В.А., Демичев С.С., Мирзаджанзаде А.Х., Стрижов И.В., Федоров Ю.С., Щелкачов В.Н., Маскет М., Клотц Д., Шуман Г., Эллис Р. и др.

Выявлением причин пескопроявлений при заканчивании и эксплуатации скважин и влияния песчаной пробки на забой скважины установлено, что пескопроявления могут играть и положительную роль. Например, при эксплуатации продуктивных малопроницаемых пластов неболь-

шой толщины, когда вынос песка и частичек разрушенных пород приводит даже к увеличению проницаемости ПЗП и дебита скважины.

Поэтому методы эксплуатации нефтяных пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две группы:

- эксплуатация скважин с выносом песка на поверхность;
- эксплуатация скважин с ограничением (предотвращением) выноса песка из пласта.

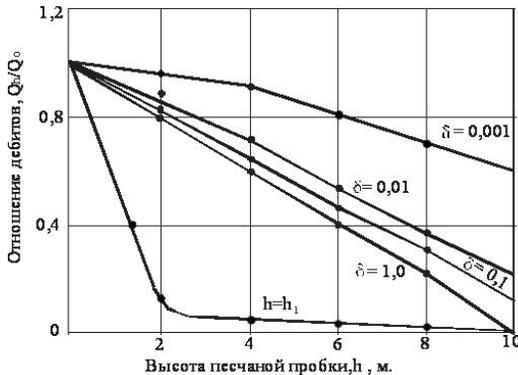


Рисунок 2.9 – Отношение дебитов скважины с песчаной пробкой (Q_p) и совершенной скважины (Q_0) в зависимости от высоты песчаной пробки и отношения проницаемостей ($K_2/K_1 = \delta$), (по В.Н. Дьячкову)

Первая группа методов характеризуется применением различных технико-технологических решений по обеспечению очистки ПЗП от пласта.

Проблеме эксплуатации скважин с пескопроявлениями на нефтяных месторождениях Татарии, Башкирии, Азербайджана посвящены многочисленные исследования Кристеа Н., Б.М. Якубова, А.М. Пирвердяна, А.Х. Мирзаджанзаде и др.

В этих работах выполнены экспериментальные исследования и получены эмпирические зависимости по определению высоты псевдооживленного слоя и скорости уноса песка в зависимости от безразмерных критериев Архимеда (Ar), Рейнольдса (Re), Хедстрема (He), влиянию полимерных добавок на образование псевдооживленного слоя. В них также дается гидродинамическое обоснование применения вязкопластичных жидкостей для смазки и защиты насоса от преждевременного износа и даны рекомендации по

определению критических дебитов скважин и глубины подвески УЭЦН и УШГН, обеспечивающих вынос песчинок с забоя скважин.

Недостатком всех указанных выше методов является кавернообразование, разрушение и обвал ПЗП, связанный с выносом песка.

Более эффективными являются методы борьбы с пескопроявлениями, основанные на предотвращении выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для закрепления пород в ПЗП.

Химические методы основаны на искусственном закреплении пород в ПЗП смолами, цементом с соответствующими наполнителями, пластмассами и др. При этом коллекторские свойства пласта не должны ухудшаться.

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов в ПЗП путем коксования нефти и др.

К механическим методам относятся методы, основанные на применении противопесочных фильтров различных конструкций.

В отечественной литературе вопрос об ограничении рабочего дебита пескопроявляющих скважин впервые был поставлен И.В. Стрижевым (1946). Затем Б.Б. Лапук (1948), основываясь на расчете скоростей выноса частиц породы, предложил эксплуатацию скважин производить с таким дебитом, чтобы скорость фильтрации оставалась величиной постоянной.

Е.М. Минский (1955) в своих работах показал, что с позиций сохранения прочности ПЗП более правильно ориентироваться на постоянную депрессию на забое скважины, а не на постоянную скорость фильтрации.

Позднее появились работы Ю.П. Коратаева, Р.С. Яремейчука и др., в которых был дан ряд решений задач механики горных пород в зависимости от устойчивости стенок вертикальных горных выработок, однако в этих решениях не учитывались напряжения в скелете пласта, возникающие при фильтрации жидкостей или газов.

Г.А. Зотовым (1983) получена математическая модель устойчивости ПЗП с учетом горного давления и фильтрационных сил. Анализ результатов расчета напряженного состояния ПЗП показал, цементирование забоя скважины с последующей перфорацией ухудшает сопротивляемость пород к разрушению и пластическим деформациям по сравнению с открытым забоем. Поэтому для сохранения устойчивости ПЗП к разрушению забой скважины необходимо оставлять открытым или оборудовать фильтром, если условия нагружения выходят за предел прочности породы.

В.В. Аристовым (1988) были рассмотрены конструкции фильтров-каркасов, надземное и подземное оборудование, использованное при намыве гравийных фильтров. Здесь же представлены требования к технологическим жидкостям и описаны технологические схемы оборудования скважин гравийными фильтрами с открытым забоем и перфорированной эксплуатационной колонной.

В работах У. Болели, Stein N., Penberthy W. (1988) дано описание различных технологических обработок ПЗП смолами, технологией создания гравийных фильтров, фильтров из металлической проволоки и др., препятствующих разрушению ПЗП и выносу песка при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Рассматривались также вопросы выноса песка, его влияние на прочность эксплуатационной колонны, условия существования песчаных пробок на забое скважины, вскрывших слабоцементированные и сыпучие коллекторы и констатировалось, что размер пробок зависит от соотношения проницаемости пласта и пробки, диаметра НКТ, степени цементированности коллектора, и приведены примеры экспериментальных зависимостей дебита от размеров пробки и соотношения проницаемостей (В.Е. Горбунов, 1977).

2.9 Противопесочные фильтры для задержания песка

Как было сказано выше существующие методы эксплуатации нефтяных и газовых скважин условно можно разделить на две группы: эксплуатация скважин с выносом песка из пласта и эксплуатация скважин с предотвращением выноса пластового песка из пласта.

В первой группе разработаны способы ликвидации песчаных пробок, а также мероприятия по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность. Для борьбы с абразивным износом подземного оборудования были созданы всевозможные конструкции сепараторов, якорей и других защитных устройств. Основным недостатком метода является разрушение прискважинной зоны пласта.

Более эффективными являются методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину.

Одним из наиболее простых является способ ограничения дебитов нефти, позволяющий предупредить или уменьшить поступление песка в скважину.

Существующие химические методы борьбы с выносом песка из-за небольшого срока действия во времени не всегда эффективны. Кроме того, если вынос песка прекращается на определенный срок, то вынос воды продолжается, хотя и в меньших количествах.

Поэтому предпочтение отдается механическим способам задержания песка, поскольку они обеспечивают прогнозируемую техническую политику и удовлетворяют требованиям безопасности.

Методы борьбы с выносом пластового песка из скважин можно подразделить на использование механических средств, создающих сводовый эффект (намывные гравийные фильтры, щелевые фильтры, подвесные гравийные фильтры, проволочные фильтры и др.), и на средства, укрепляющие породу пласта (закачка химреагентов для создания искусственной цементации зерен коллектора в ПЗП).

Фильтр – это специальное устройство, устанавливаемое в скважину с целью очистки добываемого из пласта флюида от пластового песка и других инородных примесей. Фильтр должен пропускать флюид иметь при этом минимальные гидравлические сопротивления, надежно предохранять скважину от проникновения твердой фазы, образования пробок и существенного снижения дебита.

Наиболее важным конструктивным элементом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравийной набивки по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка.

Обоснование выбора типов и конструкций противопесочных фильтров для оборудования нефтегазовых скважин. Исследованиями, выполненными Г.П. Черепановым (1974) и В.Р. Регелем (1974) выявлено, что при длительном нагружении горных пород наблюдаются явления статической усталости, приводящее к постепенному разрушению материалов.

Поэтому многие нефтегазовые скважины оборудуются фильтрами различных конструкций, их наличие приводит к перераспределению напряжений в прискважинной зоне пласта, увеличению гидравлических сопротивлений, повышению устойчивости пород в ПЗП усталостным разрушениям, снижению пескопроявлений.

Механизм выноса песка довольно сложен, т.к. на него оказывает влияние значительное число факторов: конструкция скважины; первичное вскрытие пород коллектора; освоение скважины; режим пуска скважины в эксплуатацию; эксплуатация скважин и др.

В процессе строительства скважин гидростатическое давление столба промывочной жидкости уравнивает напряжение в ПЗП и способствует сохранению устойчивости стенок скважин.

При вызове притока и в дальнейшем эксплуатации скважин равновесное состояние системы «пласт-скважина» нарушается, происходит нарушение и пластическое течение пород, усиливающиеся фильтрационными процессами при перемещении пластовых флюидов к забою скважины.

В результате пескопроявлений возникают потенциально опасные и дорогостоящие осложнения: снижение дебитов из-за образования песчаных пробок; нарушение целостности эксплуатационных колонн; абразивная эрозия подземного и наземного оборудования; необходимость очистки добытой продукции от песка, утилизация песка и других мехпримесей.

В практике нефтегазодобычи целесообразность проведения противопесочных мероприятий принимается, как правило, с учетом экономических соображений в сочетании с оценкой возможных технологических осложнений. При этом учитываются возможные последствия от образования песчаных пробок и от выноса на поверхность скважины песка, т.е. оценивается влияние песочного «наждака» по всему пути его следования, а так же затраты на ремонтно-восстановительные работы [3].

Практика разработки месторождений и эксплуатации скважин показывает, что задержание песка следует производить до нарушения структуры породы-коллектора и это оказывается более эффективным, чем последующие ремонтно-изоляционные работы.

Продуктивные пласты являются сложной гидродинамической системой, в которой физические, химические и физико-химические процессы до вскрытия пластов находятся в относительно равновесном состоянии.

После вскрытия продуктивных пластов равновесное состояние нарушается и возникают многообразные явления, течение которых и важность их последствий зависит от геолого-физической характеристики коллектора, физико-химических свойств насыщающих его флюидов, а также способа воздействия на пласты в процессе их вскрытия и эксплуатации.

При заканчивании и эксплуатации скважин в условиях, когда продуктивные пласты представлены слабоцементированными песчаниками, возникает серьезная проблема сохранения устойчивости и проницаемости ПЗП.

В основе теоретических предположений о механизме разрушения слабоцементированного пласта лежит гипотеза о том, что напряженное

состояние в ПЗП создается весом вышележащих пород, давлением пластового флюида и напряжением в скелете породы:

$$P_{г} = P_{пл} + \sigma_{ск}, \quad (2.22)$$

где $P_{г}$ – суммарное горное давление;

$P_{пл}$ – давление пластового флюида;

$\sigma_{ск}$ – напряжение в скелете породы.

Направление нормальных напряжений в скелете породы зависит от геологических и топографических условий залегания пласта. Коэффициент бокового давления представляет собой отношение вертикальных и горизонтальных напряжений. Значение нормальных и касательных напряжений определяется по теории прочности Мора.

В связи с тем, что при вскрытии продуктивного пласта появляется свободная поверхность, в ПЗП изменяются все три компоненты давления (вертикальная, касательная, горизонтальная), приводящие к деформации порового коллектора и изменению его фильтрационных свойств. Устойчивость стенок образовавшейся каверны определяется методом круговой поверхности скольжения (М.Е. Харр, 1971), согласно которому сдвиг породы возможен вдоль плоскости АВ (рисунок 2.10), если имеет место неравенство:

$$\left(G \cdot l_{д} \cdot F \cdot l_{ф} \right) > F_{тр} \cdot \cos \varphi \cdot R, \quad (2.23)$$

где G – результирующая величина нагрузки со стороны вышележащих пород на элемент пласта ABC;

F - результирующая величина фильтрационной нагрузки на элемент пласта ABC;

$F_{тр}$ - результирующая величина сил трения породы вдоль плоскости ABC;

$l_{д}$, $l_{ф}$, R – расстояния от центра цилиндрической поверхности скольжения (о) соответственно до точек приложения сил G , F , $F_{тр}$; φ - угол между вектором силы трения и касательной к поверхности скольжения.

Из рисунка 2.10 видно, что при отсутствии свободной поверхности нагрузку массива породы будет воспринимать эксплуатационная колонна. Таким образом, первопричиной разрушения пласта в зоне фильтрации является свободная поверхность каверны, образовавшаяся при вызове притока.

В работе Д. Ремзона (1971) отмечается, что продуктивный пласт, сложенный малопрочными породами с углом внутреннего трения менее 25° , будет разрушаться сразу же с появлением свободной поверхности, а из формулы (2.23) видно, что при определенном соотношении входящих в нее параметров может образоваться и устойчивая каверна.

Опытами G. Suman (1975) установлено, что при появлении свободной поверхности в некоторых случаях деформируются стабильные каверны. Они образуются в тех технологических случаях, когда зернистая масса при разрушении увеличивалась в объеме, а между зернами песка сцепление за счет их угловатости и поверхностного натяжения смачивающей фазы, сохранялось. Стабильные же, при определенном расходе, каверны разрушаются с увеличением расхода за счет увеличения фильтрационной нагрузки на ее свод.

Установка фильтра в ПЗП частично разрушает пласт (рисунок 2.10), но увеличивает фильтрационные сопротивления. В этом случае гидравлическую связь «пласт-фильтр» условно можно представить в виде двух зон в пласте «а-б» и «в-г» в фильтрах и трубах.

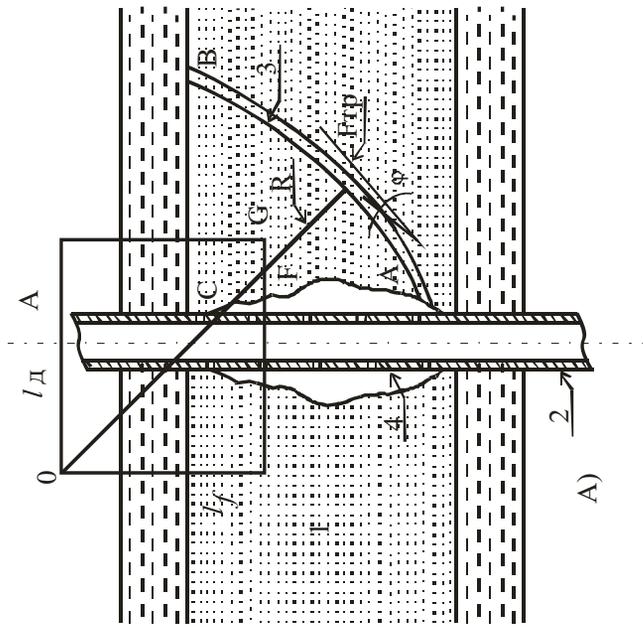
В соответствии с этой схемой можно считать в возмущенной зоне «б» скорость фильтрации выше $V_{кр}$; в зоне «а» - скорость ниже $V_{кр}$; зона «в» - зона контакта породы с фильтрующей оболочкой, равная ее толщине; зона «г» - каркас фильтра, в котором обеспечена скорость выноса песка из скважины.

Анализ снижения проницаемости ($d = K_1/K_2$) при установке фильтров показывает, что это приводит к определенному повышению сопротивления и снижению дебита. В работах Д. Клотца и др., (1974) показано, что эта величина может колебаться в пределах 5 – 90 %.

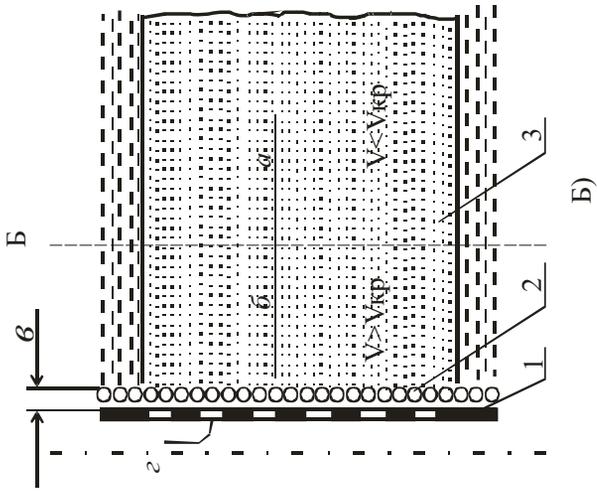
Учитывая вышеизложенное и тот факт, что при освоении и вызове притока происходит разрушение пород в ПЗП, то установка фильтров до проведения пуска скважины в эксплуатацию является наиболее эффективной.

В то же время существует мнение, что создание высоких депрессий на пласт способствует хорошей очистке забоя. Однако, в слабосцементированных пластах такой подход без фильтров неприемлем. Наличие фильтра позволяет осваивать пласт при высоких депрессиях и высоких скоростях фильтрации.

В настоящее время имеется множество типов и конструкций фильтров: щелевые; проволочные (одно- и многослойные); металлокерамические; титановые; сетчатые и др. Однако, отработанных и научно обоснованных правил выбора типов фильтров для оборудования нефтяных и газовых скважин все еще не хватает.



- А)
 1 – продуктивный пласт;
 2 – обсадная колонна;
 3 – потенциальная плоскость разрушения;
 4 – каверна.



- Б)
 1 – каркас фильтра;
 2 – фильтрующая оболочка;
 3 – пласт.

Рисунок 2.10 – Схема работы прискажинной зоны пласта без фильтра (А) и с фильтром (Б) (по М.Е. Харру)

В основу существующих теоретических расчетов гидравлических параметров фильтров положены точные или приближенные решения задачи радиальной фильтрации жидкости или газа к одиночной скважине, (В.Н. Щелкачев, 1959; И.А. Чарный, 1965) которая считается несовершенной как по степени, так и по характеру вскрытия пласта.

В частном случае – это решение Дюпюи, записываемое в виде

$$Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2} \quad (2.24)$$

или

$$Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_1} + C_2}, \quad (2.25)$$

где Q – дебит несовершенной скважины по характер и степени вскрытия;

k – проницаемость пласта;

h – толщина пласта;

ΔP – депрессия на пласт;

C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства по характеру и степени вскрытия;

r_c – радиус скважины;

r_1 – приведенный радиус скважины, учитывающий ее несовершенство по характеру вскрытия (C_1);

R_k – радиус контура питания.

Как видно из формулы (2.24) дополнительное сопротивление «С» можно записать в виде:

$$C = C_1 + C_2. \quad (2.26)$$

Коэффициент C_1 , характеризующий несовершенство по степени вскрытия, может быть определен по Ф.М. Бочевру (1965). Сопротивление C_2 можно детализировать в виде

$$C_2 = C_{гф} + C_{гп} + C_{гпп}, \quad (2.27)$$

где $C_{гф}$, $C_{гп}$, $C_{гпп}$ – сопротивления, обусловленные фильтром, породой и отклонениями от линейных законов фильтрации.

Для линейного закона фильтрации по закону Дарси $C_{гпп} = 0$.

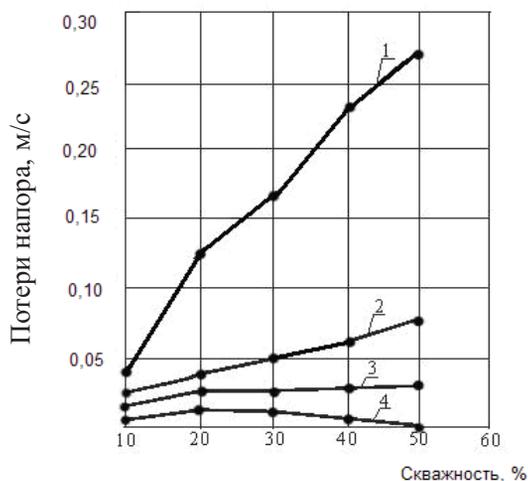
Из выражений (2.24) и (2.27) видно, что при выборе оптимальных конструкций фильтров и их элементов большую роль играют гидравлические характеристики самого фильтра и породы в прифильтровой зоне.

Теоретическими исследованиями установлена эффективность расположения горизонтальных фильтровых щелей по сравнению с вертикальным их расположением вдоль образующей забоя скважины.

Для фильтров ограниченной длины А.Л. Хейном показано, что для фильтров с вертикальными щелями можно определить сопротивление $C_{гф}$ по известным графикам В.И. Щурова. Для фильтров с горизонтальными щелями также получена аналитическая модель для расчета $C_{гф}$.

Гидравлика фильтров различных конструкций исследовалась Д. Клотцем, который построил графики зависимости проницаемости фильтров от их скважности. Эти графики приведены на рисунке 2.11, из которых видно, что наилучшей проницаемостью обладают каркасно-проволочные фильтры. Причем, проницаемость изменяется в зависимости от скважности в широких диапазонах.

Щелевые и сетчатые фильтры обладают наименьшей проницаемостью.



1 - каркасно-проволочные фильтры; 2 - фильтры с мостообразными отверстиями; 3 - щелевые фильтры с открытой перфорацией; 4 - сетчатые фильтры с сетками галунного плетения.

Рисунок 2.11 – Распределение потерь напора фильтров различных конструкций от скважности (по Д. Клотцу)

Однако, скважность и размеры отверстий фильтра не могут быть рекомендованы без учета дебита скважины, гранулометрического состава пород продуктивного пласта, вязкости флюидов, а также без учета кольматации фильтров и контактных сопротивлений системы «фильтр-порода». При наложении частиц породы на фильтровую поверхность фильтрационные сопротивления могут возрасти из-за искажения формы отверстий и снижения скважности фильтра.

В работе В.М. Гаврилко (1996) приведены данные экспериментальных исследований гидравлических характеристик и фильтров с контактными потерями напора, а также данные, свидетельствующие о том, что каркасно-проволочные фильтры по сравнению с другими типами фильтров, имеют меньшие сопротивления и большую интенсивность снижения сопротивлений при увеличении скважности (таблица 2.9).

Таблица 2.9.

**Гидравлические характеристики фильтров
с контактными потерями напора**

Гравий с размерами частиц 1-3 мм			Гравий с размерами частиц 3-5 мм		
Скважность, г %	$C_{2фк}$	K_1 , см/с	Скважность, г %	$C_{2фк}$	K_1 , см/с
Стержневые фильтры (ширина щели 2 мм)					
5	22,0	0,0183	6	31,5	0,037
10	15,0	0,0266	10	25,0	0,046
18	8,5	0,0462	18	17,0	0,067
24	6,5	0,0596	24	14,0	0,081
Фильтры с вертикальными щелями ограниченной длины (ширина щели 2 мм)					
5,2	60,0	0,0067	15	44	0,026
10	19,8	0,0293	10	20	0,057
16	9,9	0,0398	15	15	0,076
Каркасно-проволочные фильтры (ширина щели 2 мм)					
8	19,5	0,0206	8	40,0	0,0289
12	10,0	0,0395	12	24,0	0,048
16	5,0	0,0764	16	16,7	0,068
20	2,7	0,134	20	12,0	0,094
22	2,5	0,144	24	9,0	0,125

Из таблицы 2.9 следует, что для сетчатых фильтров контактные проницаемости для всех размеров щели выше, чем для щелевых, а размер контактных частиц гравия не оказывает существенного влияния на проницаемость системы «фильтр-порода».

Вторая составляющая формулы (2.26) включает в себя зависимость сопротивления пород в прифильтровой зоне и выражается через проницаемость породы в возмущенной зоне и радиус зоны с измененной проницаемостью. Аналитическая зависимость для $C_{гп}$ получена В.Н. Щелкачевым. При скачкообразном изменении проницаемости пород эта зависимость принимает вид [11]:

$$C_{гп} = \left(\frac{K_{п}}{K_{и}} - 1 \right) \ln \frac{r_1}{r_c}, \quad (2.28)$$

где $K_{п}$ и $K_{и}$ – соответственно коэффициенты фильтрации пород в отдаленной и примыкающей к фильтру зонах пласта;

r_1 – радиус зоны с измененной проницаемостью;

r_c – радиус скважины (фильтра).

Анализ выражения (2.28) показывает, что при одинаковых проницаемостях $K_{п} = K_{и}$, $C_{гп} = 0$. Тот же результат получается, если $r_c = r_1$. С другой стороны повышение проницаемости прифильтровой зоны, когда $K_{и} > K_{п}$, приводит к тому, что $C_{гп}$ в зависимости от отношения r_1/r_c более существенно, чем в отрицательной зоне.

Стремление снизить значения $C_{гф}$ и $C_{гп}$ при работе скважины привело к разработке и внедрению в практику так называемых гравийных фильтров. Эффективность их работы, гидродинамические и геометрические характеристики применяемых гравийных набивок, влияние соотношений диаметров гравия и зерен песка рассматривалось многими исследователями, но создание гравийных фильтров на забое скважины или спуск собранных на поверхности фильтров довольно трудоемкая процедура, связанная с большими материальными затратами.

Анализ многочисленных теоретических и экспериментальных работ говорит о том, что до настоящего времени не существует единства мнений в причинах выбора одного из важнейших параметров противопесочных фильтров - размера щели фильтрующих элементов.

В настоящее время рекомендуются различные эмпирические зависимости для определения размеров отверстий фильтров в зависимости от

коэффициента неоднородности $K_m = \frac{d_{50}}{d_{10}}$ и среднего размера частиц выно-

симых фракций песка (здесь d_{50} – диаметр песчаных частиц, меньше которого в породе содержится 50 % фракций; d_{10} - то же для 10 % фракций).

Из вышесказанного следует, что пока не существует единства в выборе размера щели и объяснить это можно тем, что экспериментальные и промышленные испытания проводятся при различных параметрах исследуемой системы «пласт – фильтр», а выбор размера щели, только в зависимости от гранулометрического состава пласта и его неоднородности не учитывает другие факторы, влияющие на формирование «раздренированной» прифильтровой зоны и пескоудержания.

К таким факторам можно отнести:

- пластовое давление;
- физико-химические свойства добываемой жидкости и ее скорость в прифильтровой зоне;
- степень окатанности зерен пластового песка;
- возможность формирования устойчивых мостов на поверхности фильтрующей оболочки и др.

Отсюда следует, что выбор оптимального фильтра требует проведения экспериментальных стендовых испытаний (исследований) в условиях, максимально приближенных к скважинным, с последующим уточнением отдельных параметров его в процессе эксплуатации в скважине.

В настоящее время существует, в основном, три направления в технологии оборудования скважин фильтрами:

- оборудование обсаженных добывающих скважин вставными фильтрами с гравийной набивкой. Фильтр с гравийной набивкой, как правило, устанавливают на забое скважины или подвешивают в интервале перфорации с пакером, находящимся выше верхних отверстий интервала перфорации;
- создание гравийных фильтров напротив интервала залегания высокопроницаемых коллекторов после вырезания эксплуатационной колонны в процессе капитального ремонта скважины;
- оборудование скважин гравийными фильтрами в процессе заканчивания их бурением. При использовании данного способа продуктивный интервал не перекрывают обсадной колонной. Скважина работает с открытым стволом, в котором установлен гравийный фильтр.

Во всех приведенных технологиях основным звеном является фильтр-каркас, а в качестве каркасов фильтра используются разные конструкции. Наиболее простыми и дешевыми из них являются щелевые фильтры, представляющие собой трубу с горизонтальными или вертикальными прорезями (рисунок 2.12).

Фильтры с горизонтальным расположением щелей хорошо сопротивляются радиальным деформациям, возникающим при захвате их ловильными инструментами для извлечения на поверхность, но недостаточно прочны при действии растягивающих вертикальных нагрузок и поперечном изгибе. Поэтому необходимо чаще применять фильтры с различным расположением вертикальных щелей.

Щелевые фильтры обладают определенными недостатками при эксплуатации. Наименьшая возможная ширина щелей может оказаться слишком большой для определенных нефтегазодобывающих регионов (площадей, месторождений). Поскольку трубы щелевых фильтров выполнены обычно из низколегированной стали, они легко подвергаются коррозии и эрозии.

Общим недостатком щелевых и подвесных гравийных фильтров при их использовании является снижение продуктивности скважин и сложность извлечения фильтров на поверхность. Кроме того из опыта эксплуатации известно, что фильтры с сетчатой оплеткой имеют низкий коэффициент улавливания, а подвесные гравийные фильтры – высокие фильтрационные сопротивления.

Для борьбы с выносом песка находят применение металлокерамические фильтры, которые получают методами порошковой металлургии и обладающие способностью задерживать твердые частицы любого размера, отличающиеся высокой прочностью и коррозионнотойкостью и выдерживающие значительные перепады давления и температуры.

Следует отметить фильтр О.М. Чарыева, состоящий из металлического перфорированного каркаса и внутреннего фильтрующего элемента. Однако эти фильтры промышленностью не выпускаются. В мировой практике производства фильтров уже давно наметилась четкая тенденция замены многообразных конструкций на фильтры с проволочной обмоткой. Проволочные фильтры, одну из первых конструкций которых разработал Ф.С. Бояринцев в 1952 г, претерпели существенные изменения. Прежде всего это касается перехода с круглого сечения проволоки на фигурное. В случае обмотки проволокой круглого сечения профиль щели, обращенной к стенке скважины, имеет форму клина, сужающегося к центру скважины.

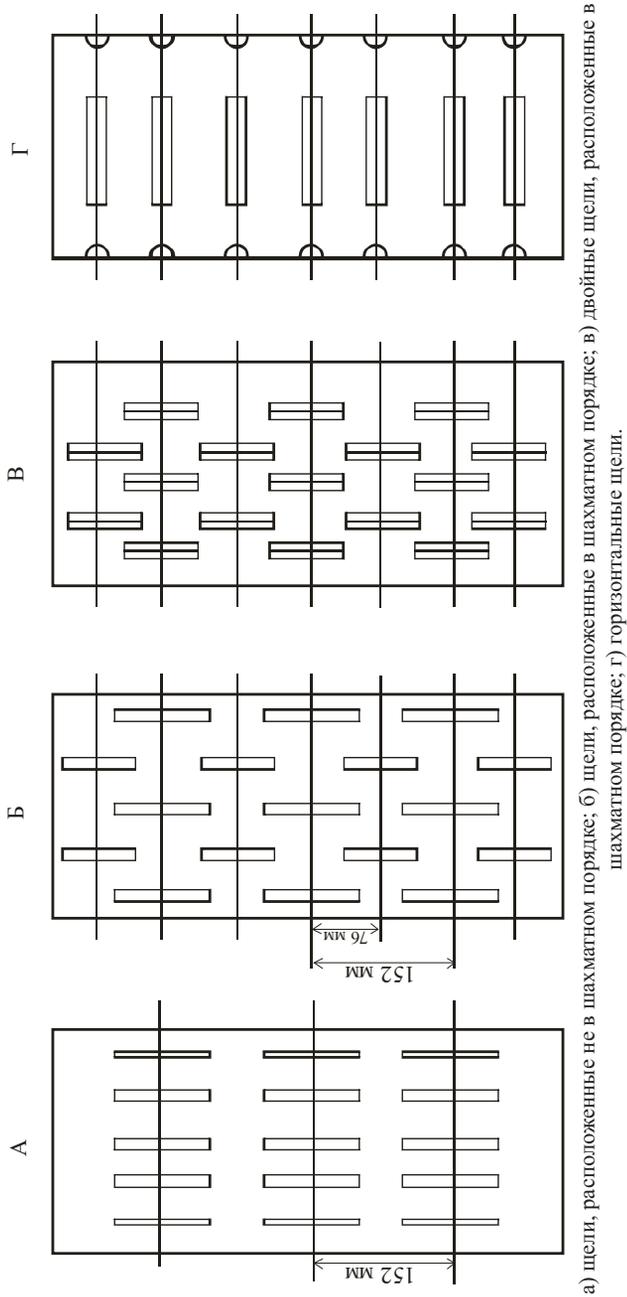


Рисунок 2.12 – Конфигурация щелей в фильтрах с фрезированными щелями с шириной вертикальных щелей с параллельными стенками 0,3 – 12,7 мм и вертикальных, расширяющихся внутрь, щелей - 0,25-2,29 мм

При работе скважины щель заполняется породой и возникает расклинивающий эффект, способствующий интенсивному уплотнению породы и закупорке фильтра. Закупорка щелей при наличии в пласте мелких фракций песка и глинистого материала, неоднородности гравийной набивки, наличии в ней кольматантов, происходит быстро. Мелкие фракции и кольматант цементируют поровое пространство между более крупными частицами, находящимися в контакте с поверхностью проволоки, многократно снижая тем самым эффективную скважность фильтрующей поверхности. При этом осложняется раскольматация прифильтровой зоны, что вызывает необходимость предъявления жестких требований к технологии установки таких фильтров [12].

Среди проволочных фильтров различают фильтры, в которых проволока намотана непосредственно на перфорированную трубу, на желобчатый корпус, на накладные ребра и фильтры с точечной сваркой по всем контактам. Проволоку обычно из нержавеющей стали наматывают на трубы. Ширина щелей может быть доведена минимум до 0,076 мм. Проволочные фильтры меньше подвержены коррозии по сравнению с щелевыми фильтрами, имеют более высокую пропускную способность.

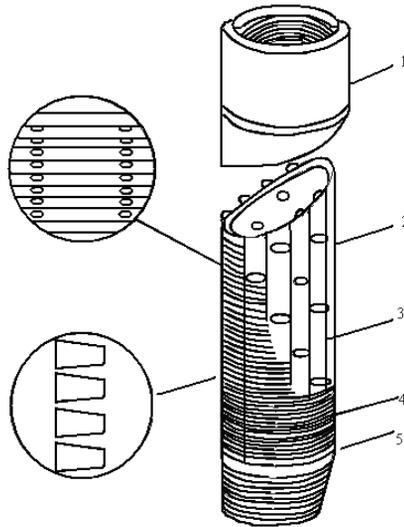
Проволочные фильтры с обмоткой непосредственно на трубу имеют наименьшую пропускную способность из всех видов проволочных фильтров на трубчатом каркасе, а фильтры с подкладными ребрами и с приваркой проволоки во всех точках контактов – наибольшую.

Фирма «Джонсон» (Великобритания) предложила профилировать проволоку перед намоткой ее на каркас. При этом сечение профилированной проволоки выполняется треугольным. При навивке проволоки на опорные стержни каркаса одна из вершин треугольника направляется внутрь фильтра перпендикулярно его продольной оси. Аналогичные фильтры выпускают также такие фирмы как «Бейкер» (США), «Нагаона» (Япония).

В России институтом ВНИИГаз разработан, а сотрудниками Уфимского ГНТУ усовершенствован корпусный фильтр для скважин (ФСК, рисунок 2.13). Он состоит из перфорированного трубчатого корпуса с расположенными вдоль него по образующей опорными стержнями, на которых намотана проволока трапециидального сечения. Необходимый межвитковый зазор достигается за счет выступов на проволоке, получаемых при ее обжиме в процессе намотки (фильтр ФС), или за счет применения контактной сварки для соединения фильтрующей проволоки с опорными

ми стержнями (фильтр ФСК). При этом образуется щель с углом раскрытия $8^\circ - 12^\circ$ в сторону движения флюида, что обеспечивает ее самоочищаемость от попавших в нее твердых частиц.

Опыт применения фильтров ФС и ФСК на нефтяных, газовых месторождениях и ПХГ в России показал их преимущества по сравнению с сетчатыми, гравийно-цементными и керамическими.



1 – муфта; 2 – корпус; 3 – опорный стержень; 4 – профилированная проволока; 5 – сварной шов.

Рисунок 2.13 – Схематичное изображение проволочного скважинного фильтра типа ФСК

2.10 Проектирование установки противопесочных фильтров

Для правильного выбора размеров механических средств задержания песка и обеспечения эффекта сводообразования и полного прекращения выноса песка, без значительного ограничения пропускной способности, необходимо знать размеры зерен пластового песка. Существует описание методов ситового (гранулометрического) анализа и представление результатов, изложенных в работах Д. Сьюмена и др. (1986). Типичная кривая гранулометрического состава апт-альбских пластовых песков Барсуковского месторождения Надым-Пурской НГО приведена на рисунке 2.14.

Кумулятивная кривая используется для определения диаметра зерен гравия гравийного фильтра. Средний диаметр зерен гравия получается умножением медианного диаметра пластового песка (диаметра 50 % - ного отсева), равного 0,18 мм, на коэффициент Сосье, равный шести, что дает максимальный медианный диаметр (диаметр 50 % - ного отсева) гравия, равный 1,08 мм. Наиболее близко подходит к этому медианному диаметру гравия фракции 20-12 меш по стандарту API (0,84 – 1,68 мм).

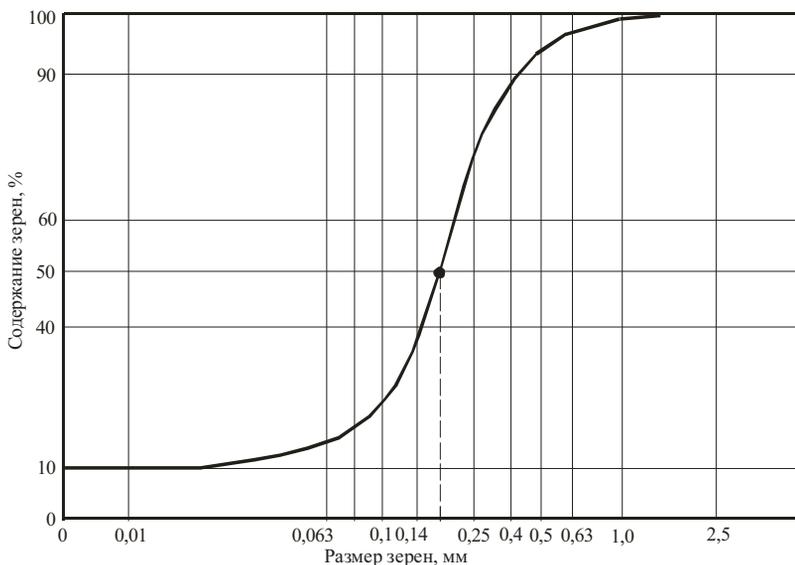


Рисунок 2.14 – Кумулятивная кривая гранулометрического состава песков пласта ПК19-20 Барсуковского месторождения

Если пески довольно однородны и окатаны, то ширина щелей фильтра должна равняться диаметру частиц 85-90 % - ного отсева пластового песка. Этот критерий с учетом тонкозернистости большинства пластовых песков подтверждается практикой применения гравийных фильтров на месторождениях Мексиканского побережья США.

Многие исследователи пришли к выводу (Д. Сьюмен, 1986) и др., что частицы диаметром, равным половине ширине щели, имеют склонность заклиниваться или забиваться в виде устойчивых мостов и закупоривать щели с параллельными стенками (рисунок 2.15, а), а клинообраз-

ные щели, более узкие на внешней стороне трубы (рисунок 2.15, б), способны самоочищаться. Такие «подрезанные» щели (или щели типа «Кейстоун») можно сделать как на щелевых, так и на проволочных фильтрах.

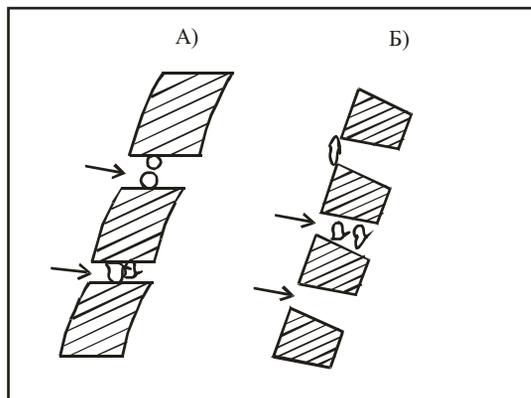


Рисунок 2.15 – Схема щелей с параллельными (а) и с расширяющимися (б) стенками (по Сьюмену Д.)

Задержание песка гравийной набивкой, созданной внутри обсадной колонны, может стать основной причиной отсутствия выноса песка в условиях, когда сила сцепления сцементированных зерен невелика, а скважина дает безводную продукцию (N.Stein, 1983). Это может происходить лишь в том случае, когда перед порами в гравийной набивке из двух или более зерен пластового песка образуются перемычки. Образование перемычек происходит независимо от того, содержится ли в пластовом флюиде вода, которая эти перемычки не разрушает.

Частицы материала в гравийной набивке, обеспечивающие фильтрационное задержание пластовых частиц, по размеру примерно в два раза меньше частиц, удерживающих пластовый песок, благодаря образованию перемычек.

Опыт эксплуатации проволочных фильтров с гравийной набивкой показывает, что проницаемость набивки со временем может снижаться вследствие засорения пластовым песком.

Спарлин Д.Д. показал, что относительно небольшое засорение пластовым песком (на 10-15 %) может снизить проницаемость песчано-гравийной смеси почти до уровня проницаемости песка. В некоторых

случаях эта проницаемость, как показали лабораторные опыты, может быть даже ниже проницаемости самого пластового песка. Поэтому в процессе эксплуатации скважин, оборудованных проволочными гравийными фильтрами, необходимо периодически производить очистку гравийной набивки от мелких частиц песка гидравлическими струйными аппаратами с использованием колтюбинговой установки, что позволит резко увеличить производительность скважины, снизив затраты на проведение операции, и избежать недостатков, свойственных другим методам.

Мероприятия по задержанию песка, предпринятые с самого начала эксплуатации, оказываются более эффективными, чем последующие ремонтно-восстановительные работы. Кроме того, проведение КРС обуславливает, по некоторым причинам, ухудшение проницаемости пласта. В результате сильного разрушения пласта-коллектора может произойти большое снижение проницаемости, свидетельствующее о том, что при разрушении породы в пласте возможна кольматация (D.Sparlin; S.Hutchinson, 1974).

Опыт эксплуатации скважин в США подтверждает, что борьбу с пескопроявлениями целесообразно проводить задержанием пластового песка в пласте, причем до нарушения структуры пластовой породы вследствие выноса песка.

При эксплуатации скважины без применения мер пескозадержания объем выносимой породы постоянно увеличивается, что значительно ухудшает эффективность предупреждения пескопроявления.

Известная американская компания «Baker Sand Control» является одной из ведущих в области создания гравийных фильтров. Корпорация, в которую входит эта компания, объединяет фирмы, производящие практически все оборудование, используемое при заканчивании и эксплуатации скважин. Опыт работы этой компании, используемые ею техника и технологии могут оказаться полезными при эксплуатации как старых, так и новых месторождений севера Западной Сибири, поскольку почти все они являются потенциально пескопроявляющими.

Практика высокоэффективного заканчивания пескопроявляющих скважин в ведущих нефтегазовых компаниях мира включает работы по вторичному вскрытию пласта, оборудованию забоя фильтром и освоению скважины.

Для сохранения добычных возможностей на месторождениях ЗСНГ, сложенных слабосцементированными коллекторами и более

полного извлечения углеводородов, рекомендуется проведение целого комплекса технологических и организационно-технических мероприятий. Одним из главных мероприятий должно явиться применение гравийных фильтров в условиях АНПД и контроль за эффективностью их работы в процессе эксплуатации.

Необходимо применять комплексную технологию по оборудованию скважин фильтрами с гравийной набивкой в перфорированном участке эксплуатационной колонны и в открытом интервале, включающую: производство эффективного глушения скважины; проведение капитального ремонта в комплексе с ограничением водопритоков; последующую дополнительную перфорацию или вырезание эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта; установку нового комплекса подземного оборудования с фильтром с гравийной набивкой, при этом все технологические операции должны рассматриваться как единое целое, а не отдельные технические решения.

Таким образом, на основе единых методологических принципов и системного подхода можно сформулировать основные научно-практические рекомендации совершенствования технологии ликвидации выноса песка из скважин оборудованием их фильтрами с гравийной набивкой. Анализ и обобщение результатов вышеприведенных исследований позволяют сделать следующие выводы:

- качественно спроектированные и установленные в открытом интервале высокопроницаемого коллектора гравийные фильтры типа ФСК должны обеспечить максимальную продуктивность скважины с предотвращением выноса песка;
- фильтры типа ФСК с гравийной набивкой, установленные внутри перфорированной обсадной колонны позволят повысить дебит скважины и предотвратить пескопроявление, но при этом прирост удельного дебита на единицу депрессии будет меньше, чем в скважине с открытым забоем;
- установка подвесных противопесочных фильтров без гравийной набивки в перфорированной обсадной колонне апт-альбсеноманских скважин, вскрывающих слабосцементированные пласты, приводит к многократному снижению дебита, после того, как кольцевое пространство вокруг фильтра затянется естественной породой из разрушающегося коллектора;

- в скважинах, оборудованных каркасно-проволочными фильтрами с гравийной набивкой, необходимо периодически производить очистку гравийной набивки от закупоривающих мелких частиц, в основном глинистых, обработку прискважинной и удаленной зон пласта физико-химическими методами с использованием колтубинговой установки;
- при эксплуатации скважин на новых месторождениях и при бурении и эксплуатации новых скважин на старых месторождениях, необходимо в процессе бурения (заканчивания) оборудовать скважины фильтрами с гравийной набивкой, поскольку мероприятия по предотвращению пескопроявлений из апт-альбсеноманских отложений, предпринятые с самого начала эксплуатации, будут более эффективными, чем последующие ремонтно-восстановительные работы.

2.11 Физико-химический метод и технология закрепления прискважинной зоны пласта и ограничения пескопроявления

Известно, что при эксплуатации скважин со слабосцементированными коллекторами, с целью предупреждения выноса песка, широко применяется метод ограничения депрессии на пласт. Установление допустимого технологического режима эксплуатации скважин не является единственным способом борьбы с разрушением скелета пористой среды и выносом продуктов разрушения в скважину и на поверхность.

Анализ осложненного состояния фонда нефтяных и газовых скважин показывает, что разрушению коллектора, как правило, предшествует процесс водопроявления. Поэтому проблемы водоизоляции необходимо решать своевременно и решение их должно рассматриваться как единый комплекс задач по реализации проектных режимов разработки месторождений.

Ремонтно-изоляционные работы в скважинах занимают особое место в комплексе геолого-технических мероприятий, направленных на стабилизацию процесса добычи углеводородов и увеличения нефтегазоотдачи пласта.

Основное назначение РИР – обеспечение оптимальных условий работы скважины для достижения проектных технологических режимов. Водоизоляционные работы относятся к работам по капитальному ремон-

ту скважин и, как все ремонтные работы, являются одним из основных средств реализации проектов разработки месторождений.

Результаты исследований различных авторов показывают, что причиной разрушения слабосцементированных коллекторов в ПЗП апт-альбсеноманских залежей углеводородов на месторождениях севера Западной Сибири является резкое снижение прочностных свойств коллекторов в результате размывания глинистого цемента и переувлажнения песчаников при обводнении нефтегазонасыщенных интервалов [3].

Принимая во внимание вышесказанное, считаем, что основным методом борьбы с образованием песчаных пробок на таких месторождениях следует считать изоляцию водопритоков. Применяемые тампонажные составы на основе полимеров при этом, до полимеризации, должны обладать повышенной фильтрационной способностью, поскольку согласно формуле Лапласа величина капиллярного давления при фильтрации тампонажной композиции в поровые каналы определяется величиной поверхностного натяжения и угла смачивания:

$$P_k = \frac{2\delta \cdot \cos\theta}{R}, \quad (2.29)$$

где P_k – капиллярное давление;

δ – коэффициент поверхностного натяжения;

θ – угол избирательного смачивания;

R – радиус поровых каналов.

На практике при определении скорости капиллярной пропитки пользуются показателем величины напряжения смачивания $\delta \cdot \cos\theta$. Из формулы (2.29) следует, что чем выше значение произведения $\delta \cdot \cos\theta$, тем выше проникающая способность смеси в пласт.

Для проектирования процесса ремонтно-водоизоляционных работ и планирования их эффективности необходимо знать изоляционную способность применяемых составов, под которой необходимо понимать изменение проницаемости пористой среды до- и после закачки изолирующих составов, выраженное в процентах (долях).

Разработанный С.С. Демичевым и др. (патент РФ № 2246605) универсальный состав и технология его применения для ограничения водопескопроявлений и повышения нефтеотдачи пласта, в скважинных условиях одновременно выполняет функцию ограничения притока пластовых вод и закрепления пород-коллекторов в ПЗП, т.е. его применение препятствует обвод-

нению и разрушению коллекторов и образованию песчаных пробок в стволе скважины, и способствует получению и даже увеличению проектных дебитов и в целом повышению добычи нефти, и нефтеотдачи пласта.

Для крепления слабосцементированных коллекторов известны составы на основе фенолформальдегидных, мочевиноформальдегидных, алкилрезорцино-формальдегидных смол (а.с. СССР №№ 968334, 1596073, 1760088 и др.) с различными добавками (гидроксиламин солянокислый, параформ, бикарбонат натрия и др.).

Недостатками этих составов является, в первую очередь, недостаточное обеспечение проницаемости закрепленного коллектора в ПЗП, использование соляной кислоты (состав по а.с. 1760088), приводящее к неравномерному образованию пор и снижению проницаемости и прочности образуемого коллектора и др.

Состав для ликвидации водопритоков и закрепления песка в ПЗП (патент РФ № 2246605) лишен приведенных выше недостатков и, кроме того, отличается тем, что позволяет производить повышение нефтеотдачи пласта, т.е. увеличение дебитов скважин за счет повышения эффективности работ по ограничению водо- и пескопроявлений, увеличения межремонтного периода скважин и др. Оптимальная композиция для повышения добычи нефти и нефтеотдачи пласта состоит из смолы, жидкого отвердителя и карбоната аммония при следующем соотношении компонентов (мас. ч.):

- смола – 100;
- отвердитель жидкий – 15,1 – 60,0;
- карбонат аммония – 0,1 - 9,9.

В качестве смолы применены фенолорезорциноформальдегидная смола марки ФРФ-50РМ, получаемая путем конденсации алкилрезорциноформальдегидной фракции, выкипающей при температуре + 279-299°C и выпускаемая по ТУ 6-05-1638-78, и алкилрезорциноформальдегидная смола марки ФР-100, выпускаемая по ТУ 6-05-1638-78.

В качестве жидкого отвердителя использованы щелочные раствора гексаметилентетрамина в формалине, модифицированные карбоксиметилцеллюлозой и этиленгликолем (выпускаются по ТУ 6-05-281-22-89); растворы уротропина и формалина. В качестве порообразователя использован карбонат аммония, представляющий собой минеральный наполнитель.

С.С. Демичевым и др. (2007) разработаны три крепящие и изолирующие композиции на основе смол и отвердителей под товарным названием

«Геотерм – 01; 02; 03» и выпускаемые отечественной промышленностью по ТУ 2257-075-26161597-2007 для различных термобарических условий нефтяных и газовых залежей.

Композиция «Геотерм – 01» включает в себя смолу «Геотерм – 001» и отвердитель «Геотерм – 101» и применяется для крепления слабосцементированных (пескоизоляционные работы) коллекторов и пропантов (после проведения операций по ГРП).

Известно, что эффективность всех видов и технологий ГРП определяется, помимо всего прочего, качеством закрепления трещин пропантом и увеличением их проводимости. Для этого используется ГРП с обратным оттоком, применением кислотных составов, созданием «гидравлического клина», методом «концевого экранирования» и др.

После проведения ГРП в процессе освоения скважин и дальнейшей эксплуатации примерно в 50 % скважин наблюдается вынос пропанта в ствол скважины (по данным ОАО «Сургутнефтегаз»), что существенно снижает добывные возможности скважин. В лабораторных условиях на образцах пропанта, обработанных композицией «Геотерм – 01», была получена проницаемость по керосину до 100 мд и более и прочность на одноосное сжатие (разрушение) 10-20 МПа и более. Для увеличения проницаемости полученного образца пропанта была произведена его обработка специальной технологической жидкостью, после чего проницаемость увеличивалась до 1,5 дарси. Данная композиция для закрепления пропанта в трещине ГРП успешно применяется в ОАО «Сургутнефтегаз», где ГРП выполняется в больших количествах.

Композиция «Геотерм – 02» включает в себя смолу «Геотерм – 002» и отвердитель «Геотерм – 102» и применяется для ремонта скважин, в частности, крепления песков в ПЗП и ликвидации заколонных перетоков в диапазоне пластовых температур от плюс 60 °С до плюс 90 °С.

Композиция «Геотерм – 03» включает в себя смолу «Геотерм – 003» и отвердитель «Геотерм – 103» и применяется для КРС, в частности, крепления песков в ПЗП и ликвидации заколонных перетоков в диапазоне пластовых температур от плюс 35 °С до плюс 60 °С.

Технология обработки ПЗП на скважине заключается в следующем.

В НКТ, спущенные на 5-10 м выше верхних перфорационных отверстий интервала перфорации, при открытой затрубной задвижке, методом прямой циркуляции, закачивают приготовленный состав и доводят его до

башмака НКТ. Закрывают затрубное пространство и продавливают состав в перфорированный интервал пласта с помощью технологической (продавочной) жидкости. По окончании продавки оставляют скважину под давлением закачки для прохождения реакции поликонденсации водоизолирующей крепящей композиции в пласте на 24 ч. По истечении указанного срока скважину осваивают и определяют следующие параметры:

- дебит скважины по жидкости (нефти);
- обводненность продукции (%) – показатель ограничения (ликвидации) водоявления;
- КВЧ – концентрацию взвешенных частиц в продукции скважины.

Результаты некоторых промысловых экспериментов на скважинах Барсуковского и Комсомольского месторождений приведены в таблице 2.10.

Использование разработанного состава для крепления ПЗП обеспечивает увеличение проницаемости и твердости (прочности) образуемого коллектора, значительное уменьшение выноса песка (КВЧ) в ствол скважины и частичное уменьшение обводненности продукции.

Количество взвешенных частиц в пластовом флюиде по всем скважинам составляет менее 100 мг/ч, а этот показатель позволяет применять подземное насосное оборудование без дополнительных фильтров, что приводит к увеличению безремонтного периода работы скважин, т.к. применение некоторых конструкций противопесочных фильтров на насосном оборудовании способствует образованию песчаной пробки между фильтром и интервалом перфорации.

Работы по ограничению выноса песка были выполнены более чем на 150 скважинах Барсуковского, Комсомольского и Верхне-Пурпейского месторождений, из них на 140 скважинах была достигнута высокая успешных операций (более 90 %).

Дополнительно к запланированному эффекту (снижение выноса песка в ствол скважины) в процессе проведения работ на 36 скважинах было достигнуто снижение обводненности пластового флюида, а на 35 скважинах получено увеличение дебита нефти.

Применение разработанного состава и технологии обработки ПЗП способствует увеличению эффективности работ по ограничению водоявлений, дебитов скважин по нефти за счет увеличения проницаемости образуемого коллектора, межремонтного периода работы скважин и, в конечном итоге, к увеличению добычи нефти и повышению нефтеотдачи пласта.

Таблица 2.10.

Результаты опытно-промышленных работ по закреплению ПЗП композицией на основе смол

№№ скважин	Месторождение	Состав композиции	Параметры работы скважины	
			до ремонта	после ремонта
3378	Баруковское	Смола ФРФ-50Р Карбонат аммония Раствор формалина	$Q_{ж} = 17 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 2,5 \text{ т/сут}$ Обвод. = 83,0 % КВЧ = 200 мг/л	$Q_{ж} = 43 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 5,8 \text{ т/сут}$ Обвод. = 84,0 % КВЧ = 77 мг/л
594	- 2 -	- 2 -	$Q_{ж} = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 11,7 \text{ т/сут}$ Обвод. = 45,0 % КВЧ = 427 мг/л	$Q_{ж} = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 15,5 \text{ т/сут}$ Обвод. = 28,0 % КВЧ = 90 мг/л
3240	- 2 -	Смола ФРФ-РМ Карбонат аммония Раствор формалина	$Q_{ж} = 37 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 5 \text{ т/сут}$ Обвод. = 84 % КВЧ = 220 мг/л	$Q_{ж} = 22 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 5,1 \text{ т/сут}$ Обвод. = 73,0 % КВЧ = 53 мг/л
4409	Комсомольское	Смола ФРФ-50Р Карбонат аммония Раствор формалина	$Q_{ж} = 21 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 16 \text{ т/сут}$ Обвод. = 10,0 % КВЧ = 191,5 мг/л	$Q_{ж} = 24 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 18 \text{ т/сут}$ Обвод. = 10,0 % КВЧ = 76,0 мг/л
4463	- 2 -	- 2 -	$Q_{ж} = 35 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 21 \text{ т/сут}$ Обвод. = 28,0 % КВЧ = 179,0 мг/л	$Q_{ж} = 50 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 31 \text{ т/сут}$ Обвод. = 20,0 % КВЧ = 63,5 мг/л
4281	- 2 -	Смола ФРФ-РМ Карбонат аммония Раствор формалина	$Q_{ж} = 33 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 24 \text{ т/сут}$ Обвод. = 14,0 % КВЧ = 400 мг/л	$Q_{ж} = 36 \text{ м}^3/\text{сут}$ $Q_{н} = 26 \text{ т/сут}$ Обвод. = 13,0 % КВЧ = 62,9 мг/л

2.12 Технические средства и технологии ликвидации пескопроявлений

Скважинный песочный сепаратор. Решение проблемы выноса песка в ствол скважины прежде всего связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при освоении и эксплуатации скважин, повышении их производительности, уменьшении затрат на ремонты скважин, что в конечном итоге скажется на себестоимости добываемой продукции.

Опыт применения противопесочных фильтров показывает довольно низкую эффективность применяемых в настоящее время конструкций на месторождениях Надым - Пурской НГО.

Применение фильтра противопесочного проволочного (ФПП-146) не обеспечивает задержку мелкозернистого пластового песка, при этом возникают осложнения в работе УЭЦН в связи с заиливанием приемной сетки фильтра и увеличивается время ремонта скважины в связи с дополнительными спуско-подъемными операциями (СПО), при монтаже фильтра. Положительным является то, что в ФПП могут устанавливаться в любом интервале от приема насоса до забоя.

Использование фильтров ЭЦН самоочищающихся (ФЭС) и фильтра-насадки трубного (ФНТ) не обеспечивает задержки мелкозернистого пластового песка и пропанта из-за несовершенства пакерного узла фильтра, в связи с чем создаются условия для возникновения аварий из-за прихвата фильтра. Конструкции ФЭС и ФНТ отличаются так же низкой удерживающей способностью перепадов давления, но они могут устанавливаться вместе с установкой ЭЦН без дополнительных СПО. Кроме того, в ФНТ предусмотрена защита уплотнителя пакерного устройства от повреждений при СПО.

Средняя наработка на отказ (СНО) с увеличением типоразмера УЭЦН значительно снижается на скважинах, оборудованных ФЭС и ФНТ, из-за потери герметичности пакерующего устройства с увеличением депрессии (рисунок 2.16).

Известно, что существуют устройства, так называемые скважинные сепараторы, способные отделять песок от жидкости до приема насоса, тем самым, повышая надежность работы и срок службы скважинного насоса.

Существует скважинный газопесочный сепаратор (А.С. СССР № 1073436), основными элементами которого являются ленточно-

телескопическая пружина с заданными щелями между витками (фильтрующий элемент) и трубка внутри этой пружины.

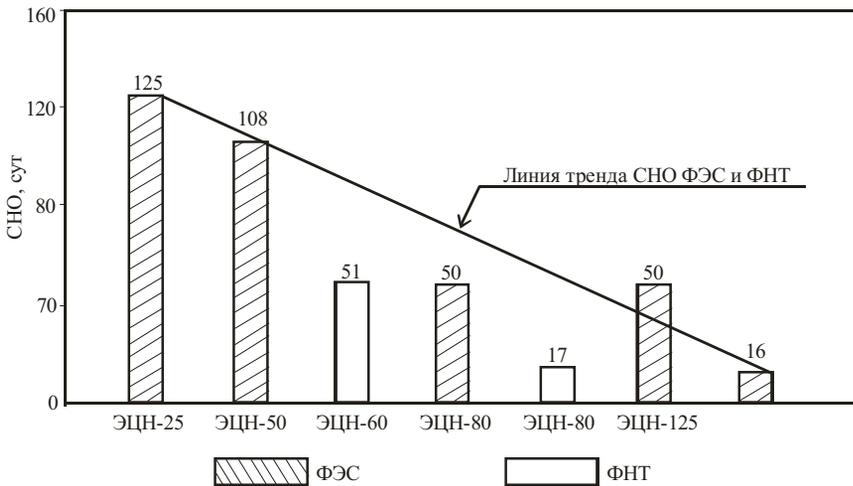


Рисунок 2.16 – Средняя наработка на отказ по типоразмерам УЭЦНи по типу фильтров

Жидкость, содержащая песок, поступает через щели пружины и направляется вниз и по трубке внутри пружины поступает на прием насоса. Песок задерживается фильтрующим элементом, а при движении жидкости вниз происходит оседание части песка в жидкости.

Недостатками этого сепаратора являются возможность засорения фильтрующего элемента и меньшее сечение трубки для подъема жидкости по сравнению с сечением для движения жидкости вниз, и поэтому потоком жидкости, идущим вверх, увлекается мелкозернистый песок и снижается эффективность работы сепаратора.

Используется также устройство для отделения песка от нефти в скважине состоящее из секций, работающих параллельно, которые размещены друг над другом, соединены переводником и трубой для подъема жидкости. Каждое сечение имеет входной канал, часть подъемной трубы, патрубков с заглушенным концом и ловильные камеры для накопления песка.

Недостатком такого сепаратора является ненадежность работы секций, так как при параллельной работе секций небольшое засорение калиброванных отверстий в какой-либо секции приводит к отключению этой

секции от работы, что ведет к перегрузке других секций и снижению качества очистки жидкости от песка.

В.К. Бочкаревым и др. разработан скважинный песочный сепаратор, лишенный эти недостатков (патент РФ № 2191261). Выполнение скважинного песочного сепаратора многосекционным с подключением секций в работу последовательно обеспечивает максимальное удаление песка из продукции скважины, а размещение секций друг над другом отвечает условиям малого диаметра скважины. Это устройство решает задачу очистки добываемой жидкости из скважины от песка, повышает надежность работы глубинного скважинного насоса и обеспечивает добычу нефти в осложненных условиях.

На рисунке 2.17 приведена схема скважинного песочного сепаратора, которая включает в себя приемный патрубок 1 насоса, корпус песочного сепаратора 2, сложный переводник 3, двухсторонний переводник 4, трубки 5,6, корпус ловильной камеры 8, 9, поперечные каналы 10, 11 и продольные каналы 12, 13.

Скважинный песочный сепаратор работает следующим образом.

Скважинный песочный сепаратор спускается в скважину на НКТ и подсоединяется к приемному патрубку насоса. При включении в работу глубинного скважинного насоса жидкость с содержанием песка начинает поступать в ловильную камеру 9 нижней секции песочного сепаратора через поперечные каналы 11 в двухстороннем переводнике 4 и трубку 6. В ловильной камере 9 скорость движения жидкости с песком резко падает, и жидкость с небольшой скоростью поднимается по межтрубному пространству между корпусом песочного сепаратора и трубкой 6. При этом песок отделяется от жидкости за счет резкого изменения направления движения жидкости после выхода из трубки 6 на 180° и падения скорости потока жидкости, так как сечение межтрубного пространства в три раза больше, чем сечение трубки 6. Отделившийся песок накапливается в ловильной камере 9. Жидкость из ловильной камеры 9 через продольные каналы 13 в двустороннем переводнике 4 поступает в следующую верхнюю секцию сепаратора. В верхней секции сепаратора жидкость через поперечные каналы 10 в сложном переводнике 3 и по трубке 5 поступает в ловильную камеру 8, где происходит осаждение песка, оставшегося в жидкости после нижней секции сепаратора. В ловильной камере 8 жидкость, изменив направление движения на 180° , с уменьшенной ско-

ростью поднимается по межтрубному пространству между корпусом ловильной камеры 7 и трубкой 5 и далее по продольным каналам 12 переходит в следующую секцию песочного сепаратора, а при двухсекционном сепараторе поступает на прием скважинного глубинного насоса.

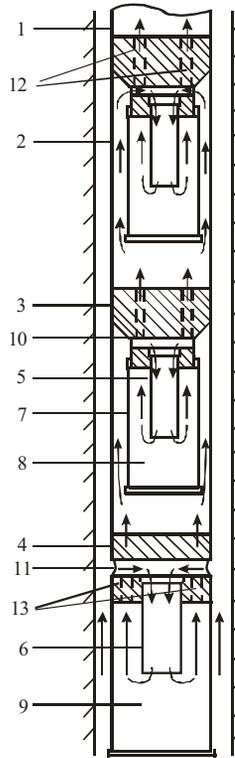


Рисунок 2.17 – Схематический разрез скважинного песочного сепаратора

Число секций скважинного песочного сепаратора определяется необходимостью очистки продукции скважины от песка в зависимости от сложности условий и требований к очистке жидкости от песка.

Разработанный нами скважинный песочный сепаратор относится к обращенному типу сепаратора, а это означает, что скорость восходящего потока в ловильной камере в несколько раз меньше, чем скорость нисходящего потока жидкости и это обеспечивает осаждение песка в ловильных камерах.

Многосекционное исполнение сепаратора обеспечивает более тонкую очистку жидкости от песка при меньших габаритах скважинного сепаратора, а размещение секций сепаратора друг над другом позволяет реализовать высокую степень очистки жидкости от песка в стесненных условиях скважины.

На рисунке 2.18 приведены данные по скважинам Барсуковского месторождения (дебит жидкости, концентрация выносимых частиц и средняя наработка на отказ) до установки односекционных (ППОС) и многосекционных (ППМС) песочных сепараторов и после установки. Из рисунка видно, что применение многосекционных песочных сепараторов намного эффективнее односекционных в части уменьшения концентрации выносимых частиц и увеличения наработки на отказ.

Устройства для очистки скважин. При эксплуатации нефтяных скважин и проведении ремонтных работ происходит накопление твердых сыпучих материалов (песок, глина) и механических примесей (окалина, куски металла, кабеля и др.) на забое и в прискважинной зоне пласта. Это приводит к перекрытию фильтрационных отверстий, через которые нефть поступает в скважину, снижению продуктивности скважин и уменьшению добычи нефти. Существуют различные способы и устройства, служащие для удаления механических примесей.

Например, известно устройство (патент РФ № 2160825) для очистки скважин, содержащее последовательно установленные колонну НКТ, контейнер - накопитель, цилиндр с полым поршнем, соединенный с контейнером, соединенный с цилиндром хвостовик с обратным клапаном, причем полый поршень имеет боковые отверстия для прохождения жидкости.

Недостатками этого известного устройства являются:

- одноразовое действие: после срезания винтов и создания депрессии на пласт требуется поднимать устройство на поверхность;
- размер извлекаемых частиц ограничен диаметром радиальных окон на плунжере;
- резкое падение давления на забое скважины после срезания винтов может привести к аварийным ситуациям (смятие эксплуатационной колонны).

Существует также устройство (патент США № 4940092) для очистки скважин, содержащее колонну НКТ, штанговый насос, поршень которого жестко связан с колонной НКТ и контейнер-накопитель, размещенный между цилиндром насоса и хвостовиком с обратным клапаном.

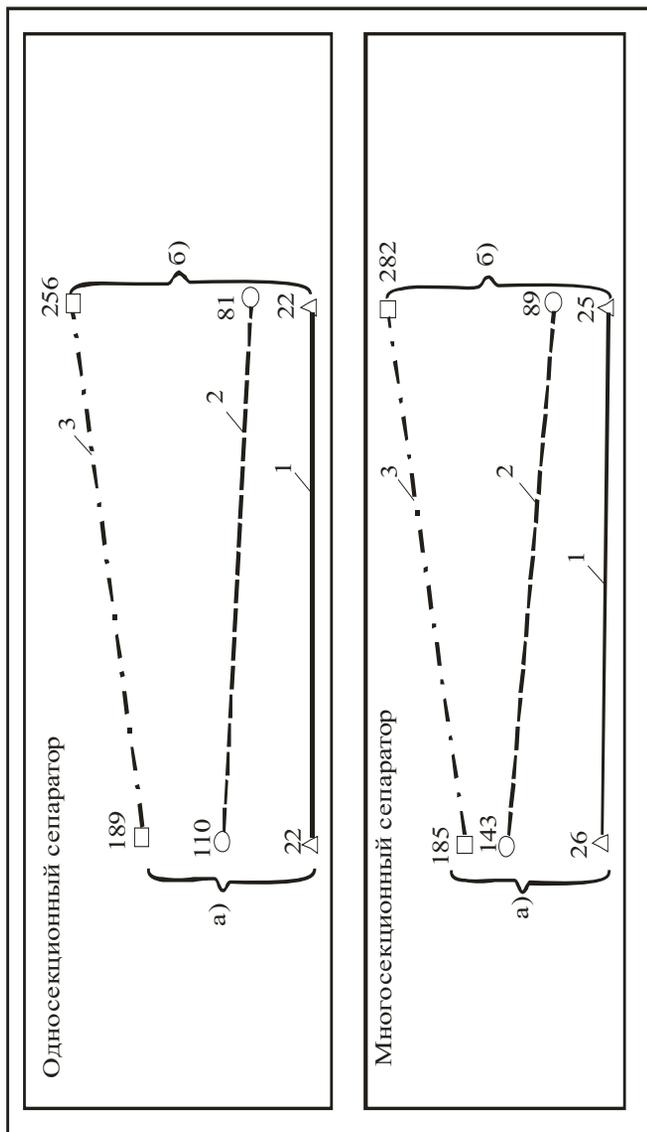


Рисунок 2.18 – Данные по скважинам до установки песочных сепараторов (а) и после установки (б)

Основным недостатком этого устройства является использование штанги в качестве привода плунжера при работе установки на забое и одновременно для подвески контейнера и хвостовика при спуско-подъемных операциях, а штанга имеет недостаточную прочность на разрыв.

При работе в штатном режиме, в качестве привода насоса при добыче жидкости по отбору твердых, крупных частиц породы, песка или металла возможны осложнения в виде прихвата инструмента.

При прохождении искривленных участков колонны или при работе в искривленном участке колонны может произойти слом штанги по телу, так как штанги рассчитываются только на продольную нагрузку, но не на поперечную.

Кроме того, в данном устройстве используется система с двумя клапанами в хвостовике. При отборе осадка происходит его уплотнение между клапанами с полным перекрытием прохода дальше в контейнер.

В.К. Бочкаревым и др. разработано устройство для очистки скважин (патент РФ № 2268353), лишенное недостатков устройств, представленных выше.

Устройство для очистки скважин (рисунок 2.19) содержит штанговый глубинный насос, состоящий из неподвижного цилиндра 1, длиной несколько метров и поршня 2 (плунжера), соединенного через насосно-компрессорные штанги 3 и переходник 4 с колонной НКТ 5. К верхней части цилиндра 1 крепится патрубок 6, а к нижней – контейнер-накопитель механических примесей 7, соединенный через обратный клапан 8 с хвостовиком 9 («перо»).

Патрубок 6 служит для направления движения НКТ 5, в верхней части имеет ограничитель 10 хода поршня и сливное отверстие 11. Ограничитель хода исключает возможность выхода поршня 2 из насоса. Через сливное отверстие 11 избыточная жидкость сливается из патрубка при ходе плунжера вверх. Сливное отверстие 12 в НКТ 5 обеспечивает слив жидкости из труб при их подъеме на поверхность, без проведения дополнительных операций. Кроме того, размеры (длина) контейнера-накопителя рассчитываются заранее, исходя из предполагаемого количества механических примесей, и не ограничиваются по объему.

Работа устройства для очистки скважин осуществляется следующим образом.

При опускании устройства в скважину хвостовик 9 упирается в забой. Поршень 2 поднимается с помощью колонны НКТ 5, а жидкость с механическими примесями через открытый обратный клапан 8 устремляется в контейнер-накопитель 7. После выравнивания давления на забое и

в контейнере 7 обратный клапан 8 закрывается, и устройство извлекается из скважины.

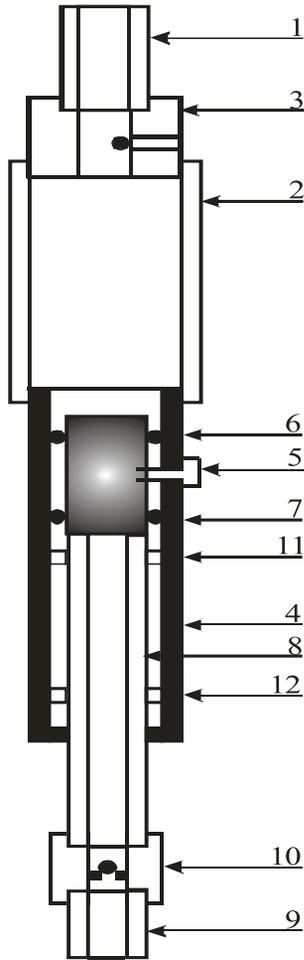


Рисунок 2.19 – Схема устройства для очистки скважин

С помощью данного устройства можно многократно создавать депрессию до полного заполнения контейнера-накопителя твердыми частицами без подъема устройства на поверхность, а давление на забое скважины можно понижать постепенно, регулируя скорость движения порш-

Размеры (диаметр) и количество болтов 5 рассчитываются заранее, исходя из предполагаемого веса колонны НКТ 1 и противодействия в скважине. Между внутренней поверхностью цилиндра 4 и наружной поверхностью поршня 6, в месте расположения последнего, устанавливаются уплотнительные резиновые кольца 7, герметически отделяющие внутреннюю полость контейнера 2 от внутренней полости трубы-толкателя 8, верхняя часть которой размещена в цилиндре 4, а нижняя часть жестко связана с хвостовиком 9 («перо») через обратный клапан 10. На цилиндре 4 закреплен ограничитель хода 11, а на трубе – толкателе 9 – упор 12.

Устройство работает следующим образом.

При ходе устройства вниз под действием веса колонны НКТ 1 срезаются крепежные болты 5 и поршень 6, за счет перепада давления между скважиной и верхней полостью НКТ, выталкивается в контейнер 2 трубой-толкателем 8.

Труба-толкатель 8 жестко связана с хвостовиком 9, опирающимся на забой и при движении НКТ остается неподвижной. Контейнер 2 с цилиндром 4 движутся вниз до упора ограничителя хода 11 в упор 12 на трубе-толкателе 8.

Через полость трубы-толкателя 8 поток жидкости вместе с тяжелыми частицами устремляется в контейнер 2. В процессе выравнивания давления закрывается обратный клапан 10 и устройство вместе с захваченными механическими примесями поднимается на поверхность. Для облегчения подъема предварительно открывается сливной клапан 3 и жидкость из НКТ стекает в скважину.

Данное устройство может эффективно использоваться и на добывающих и на нагнетательных скважинах для очистки тяжелых спрессованных механических примесей в прискважинной зоне пласта благодаря большой пропускной способности трубы-толкателя, позволяющей захватывать большие объемы жидкости с большим количеством тяжелых частиц и выбрасывать их непосредственно в контейнер-накопитель.

3 ПРАКТИКА ВЫБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

Решение проблемы разработки основ методологии и, в частности, технологий ограничения водогазопритоков предполагает наличие дифференцированной информации о водогазопритоках в нефтяные скважины с учетом строения залежи по высоте и знания динамики состояния околоскважинных изменений при прорыве подошвенных или краевых вод по конусу газа из газовой шапки и др.

Динамический характер околоскважинных изменений природных физических свойств пласта и насыщающих его флюидов и влияния на эти изменения большого числа как геологических, так и технологических факторов предопределяет необходимость разработки синэргетического подхода к проблеме, заключающегося в выявлении общих закономерностей процессов самоорганизации в открытых системах, приводящих иногда к возникновению в них новых структур, если первые находились в существенно неравновесных условиях (Н.Н. Михайлов, 1994).

Научной основой использования различных видов информации для обоснования технологий ограничения водогазопритоков и увеличения притоков нефти может служить информационно-технологическая геодинамика прискважинной и удаленной зон пласта как самостоятельное синэргетическое направление нефтепромысловой науки, изучающей технологические процессы самоорганизации и изменения физических и гидродинамических свойств пласта с технологическими характеристиками флюидоизвлечения.

Разработка этого направления – очень сложная, комплексная задача. Для ее решения необходимо получение и наличие дополнительной информации о процессах и явлениях, происходящих в прискважинной и удаленной зонах пласта, выявление причин и механизмов, влияющих на продуктивность скважин по нефти и конечную нефтеотдачу. Для этого необходимо, в частности, дальнейшее развитие технологий ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины вести в комплексе с другими исследованиями.

Эффективность технологий ограничения водогазопритоков и повышение продуктивности скважин по нефти определяются тем, насколько выбранный механизм их реализации соответствует механизму порождения водогазопроявлений.

Выполненные исследования проводились с использованием крупномасштабных моделей, принятых при разведке и проектировании разработки месторождений, а при экспериментальных исследованиях соблюдались приближенные критерии динамического подобия в условиях, адекватных пластовым.

В зависимости от характера водогазопроявлений авторами работы разработаны геологопромысловые и технологические мероприятия по ограничению водогазопритоков в нефтяные скважины различными водогазоизолирующими композициями в конкретных геолого-технических условиях [2].

3.1 Виды водопритоков, порядок выбора технологии ремонтно-изоляционных работ и тампонажных материалов

Виды водопритоков определяются геологическим строением нефтяного месторождения: проницаемостной неоднородностью продуктивного пласта, наличием подошвенных и контурных вод в разрезе скважины, близким расположением водяных пластов, а также способом эксплуатации месторождения, предусматривающим нагнетание вод с целью поддержания пластового давления. Основные виды водопритоков, встречающиеся на практике, приведены на рисунке 3.1 [5].

«Нижними» или «верхними» водами, попадающими в продукцию нефтяных скважин, называют пластовые воды, насыщающие пласт, который залегает выше или ниже эксплуатирующегося продуктивного пласта с наличием разобсающих слабопроницаемых пород толщиной не менее 1,5 – 2,0 м (рисунок 3.1, А; Б; Е).

Монолитным нефтяным пластом с подошвенной водой в практике проведения РИР называют коллектор, насыщенный в кровельной части нефтью, а в подошвенной - пластовой водой, в которой нефтяная и водоносная части пласта не разделены слабопроницаемым прослоем толщиной более 1,5 – 2,0 м (см. рис. 3.1, Б). Как правило, эксплуатационную колонну в интервале залегания подошвенной воды не перфорируют, и вода поступает в скважину по негерметичному кольцевому пространству, реже – по прискважинному участку породы «конусом».

Изоляция обводненного перфорированного пласта производится в случаях его полного обводнения, истощения или экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации (рисунок 3.1, В; Г).

Контурными водами, обводняющими продукцию скважин, называют пластовые воды, первично располагавшиеся за контуром нефтяной залежи, а затем в процессе ее разработки поступившие по продуктивному пласту к интервалу перфорации добывающей скважины. К этому же типу обводнения скважин могут быть отнесены нагнетаемые (закачиваемые) воды, обводняющие продукцию нефтяных скважин при подходе к ним фронта внутриконтурного заводнения (рисунок 3.1, Д).

Выбор технологии РИР и тампонажных материалов осуществляется в зависимости от вида работ и геологических условий в скважинах по представленным далее по тексту таблицам.

Таблицы состоят из трех основных частей:

1. геолого-технические условия (ГТУ);
2. технология РИР;
3. тампонажные материалы.

Первая часть содержит показатели основных геолого-технических условий (ГТУ), являющихся определяющими при выборе технологии ремонта скважин и вида тампонажного материала. Вторая часть содержит набор технологических методов, которые осуществляются при ремонте скважины. Третья часть содержит рекомендуемые тампонажные материалы. По совокупности получаемых значений определяются технология РИР и необходимый тип тампонажного материала. Таким образом, каждая вертикальная колонка (при восстановлении герметичности соединительных узлов колонн – горизонтальная строка) представляет собой рекомендуемый вариант сочетания геолого-технических условий и рекомендуемые для этих условий технологию РИР и тампонажные материалы. Такое сочетание по каждому варианту отмечается знаками «плюс» по каждой колонке. Если в одной колонке «плюсом» отмечено несколько технологических схем или тампонажных материалов, то каждый из них может быть применен для данных геолого-технических условий. Последовательность предпочтения тому или иному материалу отмечается количеством штрихов над знаком «плюс». Например, тампонажный материал (+¹) более предпочтителен, чем материал (+²), и т.д. Если последовательно производится несколько операций РИР или последовательно применя-

ются несколько тампонажных материалов, то вместо знака «плюс» устанавливается нумерация согласно последовательности работ. Так, например, тампонажный состав (2) закачивается после тампонажного состава (1). Предпочтение тому или иному тампонажному материалу (технологической схеме) также обозначается штрихами.

Выбор технологии и тампонажного материала осуществляется в следующей последовательности:

- заказчиком выдаются необходимые геолого-технические данные по скважине и режиму эксплуатации залежи;
- условия скважины идентифицируются с выделенными классификационными подразделениями геолого-технических условий, по таблицам определяется вертикальная колонка, соответствующая имеющимся геолого-техническим условиям, по этой же колонке определяются оптимальная технология и тампонажный материал РИР;
- если для данных геолого-технических условий может быть рекомендовано несколько тампонажных материалов, то выбор конкретизируется, исходя из экономической целесообразности, наличия на предприятии реагентов и материалов, их токсичности, а также более простой технологии работ.

Классификация тампонажных материалов, химических веществ и композиций, основанная на физико-химических принципах их воздействия на изолируемую среду, с учетом дисперсного состояния и механизма формирования пространственной структуры приведена в приложении 1.

Тампонажные составы на минеральной основе с добавками органоэросилов, латекса и асбеста, технология их применения и последовательность выбора приведены в приложении 2. Характеристика рецептур тампонажных гелеобразующих составов приведена в приложении 3.

Тампонажные составы, наиболее распространенные в отрасли, рекомендуемые, для эффективного применения при РИР, и их основные свойства приведены в приложении 4.

Краткие сведения об имеющихся в отрасли тампонажных материалах на минеральной основе, свойствах их растворов и камня приведены в приложении 5 (табл. П.5.1). Для придания тех или иных свойств тампонажным растворам на минеральной основе и формируемым на их основе тампонажным материалам в растворы вводятся химические

реагенты-ускорители и замедлители схватывания (табл. П.5.2), понизители водоотдачи (табл. П.5.3).

Среди приведенных реагентов имеются пластификаторы и реагенты, повышающие седиментационную устойчивость растворов. В приложении также приведены фактические сведения о действии реагентов, в основном на примере портландцементных растворов. На тампонажные растворы из других минеральных вяжущих химическая обработка указанными расчетами должна уточняться в зависимости от природы вяжущего. Чаще всего воздействие расчетов аналогичное.

3.2 Выбор технологии и тампонажных материалов при водоизоляционных работах

Ликвидация заколонных перетоков флюидов к интервалу перфорации из ниже- или вышезалегающих пластов (нижние, верхние и подошвенные воды). Определяющими геолого-техническими условиями при выборе технологии РИР и тампонажных материалов являются [5]:

- расстояние от интервала перфорации до обводняющего пласта;
- приемистость объекта изоляции при нагнетании воды;
- планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР;
- направление движения воды (сверху, снизу).

При изоляции верхних вод для защиты продуктивного пласта от загрязнения тампонажным раствором нижнюю часть перфорированного интервала колонн следует перекрыть песчаной пробкой, а непокрытым оставить не более 1 м интервала перфорации. Если расстояние между интервалом перфорации и забоем скважины более 20 м, целесообразна установка цементного моста.

При использовании для РИР водоцементных растворов обязательна их обработка понизителями водоотдачи.

Если, несмотря на принятые меры (дренирование, кислотные обработки и др.), приемистость скважины составляет $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч МПа})$ и менее, следует вводить тампонажную смесь в каналы перетока через специальные перфорационные отверстия в колонне, выполненные против плотных разделов между продуктивным и водоносным пластами или в кровле водоносного пласта.

Для восстановления герметичности эксплуатационной колонны в интервале спецотверстий может быть установлен металлический пластырь.

Однако его применение ограничивается величиной депрессии в скважине в процессе эксплуатации (не более 8,0 МПа).

При применении гелеобразующих полимерных тампонажных материалов (ПТМ) в качестве заключительной порции тампонажного состава, закачиваемого за колонну, использовать цементный раствор.

При использовании отверждающихся ПТМ над песчаной пробкой следует установить цементный стакан (или осуществить засыпку глиной) толщиной 1 м для предупреждения фильтрации ПТМ в продуктивный коллектор. Кроме этого, может быть применен пакер ПРС.

Запрещается применение фильтрующихся ПТМ при лучших коллекторских свойствах нефтяного пласта по сравнению с водоносным пластом (коэффициент гидропроводности в 1,5 раза выше водонасыщенного пласта) и более низких значениях величины пластового давления.

Выбор тампонажных материалов и технологических схем при изоляции заколонных водопритоков из неперфорированных пластов или неперфорированной части продуктивных пластов (нижние, верхние и подошвенные воды) производится по таблице 3.1.

Пример выбора технологической схемы РИР и тампонажного материала приведен в таблице 3.1. Исходные данные: скважина обводнена в результате заколонных перетоков из вышележащего пласта, расстояние от интервала перфорации до обводняющего пласта 3 м; проницаемость скважины при нагнетании воды в зону перетоков $6 \text{ м}^3/(\text{ч МПа})$; планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР 4 МПа. Данным условиям соответствует вариант 4. В скважине с указанными условиями необходимо частичное перекрытие интервала перфорации песчаной пробкой или цементным мостом, с оставлением 1 м перфорационных отверстий неперекрытыми (может быть применен также метод тампонирования через весь интервал перфорационных отверстий), тампонирование под давлением производится с оставлением тампонажного моста, в качестве тампонажных составов использовать гелеобразующие составы с последующим докреплением тампонажным портландцементом (возможны разные рецептуры). Могут также быть использованы составы: АКОР-2; АКОР-4; АКОР БН;

Условия выбора технологических схем и тампонажных материалов при ликвидации заколонных перетоков из выше- и нижележащих пластов

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, материалы	Варианты сочетаний ГТУ, технологий и материалов												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Геолого-технические условия (значения)													
1.1. Расстояние от интервала перфорации < 4 до обводненного пласта, м > 4	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1.2. Приемистость объекта изоляции при нагнетании воды, м ³ /(ч МПа) 1,4-2,1 >2,1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1.3. Планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР, МПа 2-5 <2 >5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2. Технология РИР													
Поступление воды сверху			+"	+"	+"	+	+						+
2.1. Тампонирование под давлением через интервал перфорации с оставлением моста и последующим его разбуриванием			+"	+"	+"	+	+			+"	+"	+	+
2.2. Временное частичное перекрытие интервала перфорации с оставлением 1 м неперекрываемого, тампонирование под давлением через интервал перфорации с оставлением моста и последующим его разбуриванием	+	+	+"	+"	+"	+	+	+	+	+"	+"	+	+

Продолжение таблицы 3.1.

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, материалы	Варианты сочетаний ГТУ, технологий и материалов												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2.3. Временное полное перекрытие интервала перфорации (песчаной пробкой или цементным мостом), тампонирующее под давлением через спецотверстия над интервалом перфорации против плотного раздела (в «подолшве» водяного пласта) с оставлением моста и последующим его разбуриванием								+					
2.4. Установка металлического пластыря на спецотверстия									+		+		
Поступление воды снизу	+												
2.5. Тампонирующее под давлением через интервал перфорации без оставления моста в колонне													
2.6. Тампонирующее под давлением через интервал перфорации (в т.ч. с пакером через нижний интервал перфорации) с оставлением моста и последующим его разбуриванием	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2.7. Тампонирующее под давлением с пакером через спецотверстия в «кровле» нижнего водоносного пласта с оставлением моста								+	+				
3. Тампонажные материалы													
3.1. Тампонажные материалы на минеральной основе, обработанные понизителями водоотдачи		+	2	+	2		2						2
3.3. Углеводородные цементные растворы		+	+	+	+	+	+			+	+	+	+

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, материалы	Варианты сочетаний ГТУ, технологий и материалов												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3.4.Тампонажные составы с добавлением органиноаэросилов			+	2'	2''					+	+	+	+
3.2.Тампонажный поргланцимент с добавлением асбеста или другого крупнодисперсного компонента						+	2''					+	+
3.5. Пеноцементные растворы						+	''					+	
3.6.Гелеобразующие составы	+	+	+	1'	1''		1'						1''
3.7.АКОР-2; АКОР-4; АКОР БН	+	+	+	+	+			+	+	+	+	+	
3.8. «Ремонт – 1», (20 – 80° С)				+	+		+	+	+		+		+
3.9.Суспензия гранулированного магния в нефти, (20- 100° С)						+							+
3.10.Составы на основе ТС-10 и ТСД-9, (5 - 80° С)	+	+		+	+			+	+	+	+	+	+

«Ремонт-1»; составы на основе ТС-10 (ТСД-9); ЭТС+ГКЖ; ПВС+ГКЖ; ЭТС+СВК; «Геотерм», и др. Приток подошвенной воды в монолитных пластах может быть обусловлен как наличием заколонной циркуляции в скважине ниже интервала перфорации, так и образованием конуса обводнения. Последнее с наибольшей вероятностью отмечается в скважинах с пластами, в которых геофизическими исследованиями не выделяются глинистые перемычки толщиной свыше 0,5 м и интервал перфорации удален от водонефтяного контакта менее чем на 4 – 5 м. В этом случае изоляция заколонной циркуляции с водонасыщенной частью пласта не может существенно изменить динамику обводнения скважин, так как необходимо изменить характер движения воды в призабойной зоне пласта. С этой целью рекомендуется создание «блокад - экранов» в призабойной зоне радиусом до 5 – 10 м путем закачки легкофильтрующихся составов с последующим их докреплением (при необходимости) цементным раствором. В силу гидродинамических особенностей фильтрации воды и нефти проведение таких обработок наиболее эффективно при нефтенасыщенной толщине пласта свыше 3 – 4 м. Выбор технологических схем и тампонажных материалов при ограничении припотока подошвенной воды приведен в таблице 3.2.

При наличии глинистых перемычек ниже интервала перфорации толщиной 0,5 – 1,5 м следует предусмотреть частичное блокирование самого коллектора в обводненной части пласта в радиусе 1 – 3 м, что обуславливает при использовании цементных растворов закачку перед ними легкофильтрующихся составов, а при использовании только полимерных тампонажных составов объем их закачки увеличивается на 3 – 5 м³. Этим приемом повышается надежность изоляции заколонных перетоков, снижается нагрузка на маломощные глинистые перемычки и уменьшается вероятность конусообразования.

Изоляция (отключение) обводненных перфорированных пластов (в том числе при переходе «вниз» или «вверх»). Определяющими геолого-техническими условиями при выборе технологии РИР и тампонажных материалов являются:

- расстояние до ближайшего перфорированного пласта;
- приемистость объекта изоляции при нагнетании воды;
- планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР.

Таблица 3.2.

Выбор технологических схем и тампонажных материалов для ограничения притока подошвенных вод из монолитных пластов (отсутствуют глинистые раздели толщиной более 0,5 м)

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, материалы	Варианты сочетаний ГТУ, технологии и материалы						
	1	2	3	4	5	6	7
1. Геолого-технические условия (значения)							
1.1. Удаленность интервала перфорации от <1.5 «зеркала» водонефтяного раздела, м 1,5-4	+	+	+	+	+	+	+
1.2. Проницаемость объекта изоляции 0,6-1,25 при нагнетании воды, м ³ /(ч МПа) 1,25-2,1 >2,1	+	+	+	+	+	+	+
1.3. Планируемая депрессия на продуктивный <8 пласт после РИР, МПа >8	+	+	+	+	+	+	+
2. Технология РИР							
2.1. Тампонирующее под давлением через интервал перфорации с использованием фильтрующихся составов без оставления моста в эксплуатационной колонне	+	+	+	+	+	+	
2.2. Тампонирующее под давлением через интервал перфорации фильтрующимся составом с одновременным докреплением цементным раствором, оставлением моста и последующим его разбуhrиванием (без изменения интервала перфорации)			+	+	+		
2.3. Тампонирующее под давлением через интервал перфорации фильтрующимся составом с одновременным докреплением цементным раствором, оставлением моста и сокращением (изменением) интервала перфорации						+	+

Продолжение таблицы 3.2.

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, материалы	Варианты сочетания ГТУ, технологии и материалы						
	1	2	3	4	5	6	7
3.Тампонажные материалы							
3.1.Тампонажные составы на минеральной основе, обработанные понизителями водоотдачи			2	2	2	2	2
3.2.Гелеобразующие составы (ВУС, ВУГ, ГФС) – АКОР – 1,2,4; АКОР Б; АКОР БН; АКОР БН – 100,102,300;			+		1		1
3.3.Нефтесернокислотные смеси		+	1		1		1
3.4.Разбавленные растворы полимеров (гипана, ПАА)	+			1			
3.5.Растворы силиката натрия или гипана с силикатом натрия (Na ₂ SiO ₃)	+	+	1	1	1	1	1

Скважина после отключения обводненного пласта, как правило, продолжает работать по другому эксплуатационному объекту, поэтому восста-новленная крепь скважины должна отвечать требованиям герметичности колонны и заколонного пространства.

При отключении пластов, расположенных ниже нефтенасыщенных горизонтов на расстоянии более 4 м, а также при отключении нижней части продуктивного пласта (при наличии пропластков слабопроницаемых пород толщиной более 1,5 – 2,0 м) возможно перекрытие отключаемого объекта путем наращивания цементного стакана в колонне.

При расстоянии до вышележащего продуктивного пласта менее 4 м и депрессии после РИР более 2 МПа необходимо использовать в качестве первой порции фильтрующиеся тампонажные составы (ГТМ-3, ТС-10, ТСД-9, АКОР и др.). Закачку фильтрующихся составов производить с применением пакера и регулированием сроков загустевания для предотвращения прихвата инструмента. Для этих работ рекомендуется использовать пакеры-отсекатели.

При отключении пластов, расположенных выше эксплуатируемых горизонтов, последние предварительно перекрываются песчаной пробкой, цементным мостом или пакерующими устройствами.

Для отключения верхнего или промежуточного пласта, как правило, необходимо использовать фильтрующиеся полимерные составы. Их объемы рекомендуется рассчитывать из условий формирования тампонажного экрана в отключаемом пласте радиусом не менее 1 м. В качестве заключительной порции тампонажного состава, закачиваемого в пласт вслед за полимерным составом, следует использовать цементный раствор или другой тампонажный раствор на минеральной основе.

В скважинах, где тампонирующее под давлением не обеспечивает качественного отключения пластов, необходимо осуществлять спуск и цементирование «летучек» («потайных» колонн) или установку металлических пластирей. Область применения пластирей ограничивается депрессией на пласт после РИР не более 8 МПа.

При низкой приемистости отключаемого пласта, а также при наличии зоны между интервалами перфорации 4 м и более, закачку тампонажных составов производить с применением пакера.

В зависимости от геологических и технологических условий в зоне отключаемого пласта, ожидаемой депрессии при эксплуатации и других

показателей рекомендуемые тампонажные составы для изоляции обводненных перфорированных пластов следует выбирать по таблице 3.3.

При отключении пластов со значительным интервалом перфорации (более 10 – 15 м), характеризующихся проницаемостной неоднородностью по толщине, кроме приведенных в таблице вариантов последовательной закачки фильтрующегося полимерного состава и цементного раствора, вместо последнего допускается закачивать повторно полимерный состав до полного отключения пласта. В первом случае для догерметизации отключенного пласта следует применять фильтрующиеся составы на основе ТС-10, ТСД-9, ГТМ-3 и АКОР-2; АКОР-4; АКОР БН – 100; 102; 300.

Пример выбора технологической схемы и тампонажного материала приведен в таблице 3.3. В скважине обводнен верхний пласт. После перекрытия нижнего перфорированного пласта установлена приемистость отключаемого объекта $1,6 \text{ м}^3/(\text{ч МПа})$. Планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР 4,5 МПа. Данным условиям соответствует вариант 5. В скважине с указанными условиями для отключения пласта необходимо использовать два тампонажных состава. Предпочтительно произвести закачку составов последовательно за одну операцию. Первым составом является гелеобразующий состав или другой фильтрующийся состав (АКОР-2, АКОР-БН, ГТМ-3, ТС-10 или нефтесернокислотные смеси), вторым составом является цементный раствор с добавками понизителей водоотдачи или органоаэросилов.

Изоляция водопритоков в перфорированном интервале продуктивного пласта (нагнетаемые и контурные воды). Определяющими геолого-техническими условиями при выборе технологии РИР и тампонажных материалов в этом случае являются:

- приемистость объекта изоляции при нагнетании воды;
- планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР;
- обводненность продукции скважины до РИР.

В зависимости от характера неоднородности продуктивного пласта контурные и нагнетаемые воды могут обводнять наиболее проницаемые интервалы и пропластки перфорированной части пласта.

Таблица 3.3.

**Выбор технологических схем и тампонажных материалов при отключении верхних
и промежуточных обводненных пластов**

	Варианты, сочетающие ГТУ, технологии и материалы								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, тампонажные материалы	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1. Геолого-технические условия									
1.1. Приемистость объекта изоляции при нагнетании 0,6-1,4 воды, м ³ /(ч МПа) 1,4-2,1 >2,1									
1.2. Планируемая депрессия на продуктивный <2 пласт после РИР 2-5 >5	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2. Технология РИР									
2.1. Тампонирование под давлением с продавкой состава в пласт без оставления моста в колонне			1"	1	1	1	1	1	1
2.2. Тампонирование под давлением с оставлением моста и последующим его разбуhrиванием	+	+	+	+	2	2	+	2	2
2.3. Порядок работ при использовании двух тампонажных составов: последовательное закачивание за одну операцию; раздельное закачивание с оставлением на ожидание затвердевания состава					+	+	+	+	+
					+	+	+	+	+
2.4. Установка металлических пластин или «летучек»			2"			3			3

Продолжение таблицы 3.3.

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, тампонажные материалы	Варианты сочетаний ГТУ, технологии и материалов								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
3. Тампонажные материалы									
3.1. Тампонажные материалы на минеральной основе, обработанные понизителями водоотдачи (см. табл. П.6.3)	+			+	2'	2''	2'''	1''	2'''
3.2. Тампонажный поргладцемент с добавлением асбеста или другого крупнодисперсного компонента (см. табл. П.3.1)								+	1''
3.3. Тампонажные составы с добавлением органоаэросилов (см. приложение 2)	+	+		+	2''	2'''	2''	1''	2'''
3.4. Гелеобразующие составы (см. табл. П.3.1)				+		1'	1''	1''	1'
3.5. АКОР-2; ЭТС+ГКЖ; ПВС+ГКЖ	+	+	+	+	+	1''	1''	1''	2
3.6. Составы на основе ТС-10 и ТСД-9	+	+	+	+	+	1'''	1'''	1'''	2
3.7. ГТМ-3	+	+	+	+	+	1'''	1'''	1'''	2
3.8. Нефтесернокислотные смеси				+	+	1''	1''	1''	+

Опыт применения РИР в таких скважинах показывает, что в настоящее время отсутствуют надежные методы и материалы долговечной изоляции прорыва контурных и нагнетаемых вод в условиях отсутствия расчленяющих продуктивный горизонт слабопроницаемых пропластков.

Выбор тампонажных материалов для изоляции водопритоков в перфорированном интервале продуктивного пласта в зависимости от геолого-технических условий можно регламентировать, как это показано в таблице 3.4.

Пример выбора технологической схемы РИР и тампонажного материала по табл. 3.4. Исходные данные: в скважине установлен прорыв нагнетаемых вод в интервале перфорации продуктивного пласта. Обводненность продукции – 96 %. Приемистость объекта изоляции 1,6 м³/(ч МПа). Планируемая депрессия после РИР – 5 МПа. Данным условиям соответствует вариант 9. В скважине с указанными условиями рекомендуется проводить тампонирующее давление без пакера с оставлением моста в колонне и последующим его разрушением. В качестве тампонажных составов могут быть использованы гелеобразующие составы, АКОР-2, Продукт 119-204, ТС-10 (ТСД-9) или нефтесерноокислотные смеси. Выбор технологических схем и тампонажных материалов при изоляции водопритоков в перфорированном интервале продуктивного пласта [5].

3.3 Выбор тампонажного материала при наращивании цементного кольца за обсадной колонной

Наращивание цементного кольца за обсадной колонной преследует следующие цели:

- ликвидации или предупреждения перетока пластовых флюидов по незацементированному заколонному пространству скважин;
- защиты обсадных колонн от коррозии агрессивными пластовыми флюидами;
- заполнения заколонного пространства тампонажными материалами в зоне дефекта обсадной колонны или подлежащих эксплуатации продуктивных горизонтов.

Таблица 3.4.

**Выбор технологических схем и тампонажных материалов при изоляции водопритоков
в перфорированном интервале продуктивного пласта**

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, материалы	Варианты, сочетающие ГТУ, технологии и материалы														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Геолого-технические условия															
1.1. Приемистость объекта изоляции при 0,6-1,4 нагнетании воды, м ³ /(ч МПа) 1,4-2,1 >2,1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1.2. Планируемая депрессия на продуктив- ный пласт после РИР, МПа 2-8 >8	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1.3. Обводненность продукции сква- 95-100 жины до РИР, % 70-95	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2. Технология РИР															
2.1. Тампонирувание под давлением с оставле- нием моста в колонне, последующим разбури- ванием до требуемой глубины и проведением выборочной перфорации; без пакера; с пакером	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2.2. Тампонирувание под давлением без остав- ления моста в колонне в интервале изоляции: без пакера с пакером	+	+						+							

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, материалы	Варианты, сочетающие ГТУ, технологии и материалы														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3. Тампонажные материалы															
3.1. Тампонажные составы на минеральной основе, обработанные понизителями водоотдачи (см. табл. П.6.3)	+	+					+	+			2	2		2	2
3.2. Тампонажные составы на минеральной основе с добавлением асбеста или органомоносорисолов (см. приложение 2)													+	+	2
3.3. Углеводородные цементные растворы							+	+					+	+	
3.4. Гелеобразующие составы (см. табл. П.3.1)							+	+	+	+	1	1	+	1	1
3.5. АКОР-2							+	+	+	+	+	+	+	+	
3.6. АКОР-4	+	+	+	+											
3.7. Суспензия гранулированного магния в нефти													+	+	
3.8. Составы на основе ТС-10, ТСД-9	+	+	+	+	+		+	+	+	+	+	+			
3.9. Нефтесернокислотные смеси							+	+	+	+			+	+	
3.10. Продукт 119-204 (см. приложение 4)	+	+	+	+	+		+	+	+	+					

В этом случае закачивать тампонажный раствор в заколонное пространство следует через специальные отверстия в колонне (прямое цементирование) или в заколонное пространства с устья скважины (обратное цементирование). Способ цементирования следует выбирать после изучения материалов по строительству, эксплуатации и ремонту скважин, проведения дополнительных гидродинамических и геофизических исследований.

Исходные данные для выбора тампонажного материала и технологии их применения должны включать:

- конструкцию скважин;
- сведения о наличии осложнений в незацементированном интервале ствола в процессе бурения скважин (поглощения, обвалы, сальникообразования, посадки и затяжки инструмента при спуско-подъемных операциях, интервалы обработок, тип бурового раствора и его параметры и др.);
- характеристику пластов в незацементированном интервале разреза;
- параметры бурового раствора при спуске обсадной колонны;
- данные инклинометрии и (профилеметрии) кавернометрии ствола в незацементированном интервале;
- сведения о рекомендуемых РИР в незацементированном интервале обсадной колонны.

Гидродинамические исследования включают испытания обсадной колонны на герметичность опрессовкой, проверку приемистости заколонного пространства при закачке промывочной жидкости с устья скважины, проверку наличия циркуляции через спецотверстия в колонне при подаче жидкости в колонну или заколонное пространство.

Геофизические исследования проводят с целью уточнения местоположения верхней границы наращиваемого цементного кольца и его состояния, наличия закупоривающих пробок в заколонном пространстве, выделения поглощающих зон в незацементированном интервале ствола скважин при закачивании промывочной жидкости в заколонное пространство с устья или через спецотверстия в колонне.

Обратное цементирование без прострела отверстий в колонне допускается применять при следующих условиях в скважине:

- наличии поглощения при закачивании промывочной жидкости в заколонное пространство;

- глубине поглощающей зоны, расположенной над уровнем наращиваемого цементного кольца на расстоянии не более 100 м.

Спецотверстия в количестве 5 – 10 шт. простреливаются в обсадной колонне на расстоянии 25 – 50 м над наращиваемым цементным кольцом в зоне залегания плотных разделов.

В зависимости от геолого-технических условий в скважине для наращивания цементного кольца могут быть использованы различные тампонажные материалы. Цементные растворы нормальной плотности с добавками понизителей водоотдачи, стабилизаторов и пластификаторов рекомендуется использовать при отсутствии поглощений.

При поглощениях более $2 \text{ м}^3/(\text{ч МПа})$ необходимо снизить проницаемость скважины, используя глинистые растворы с наполнителями, или применять облегченные тампонажные растворы. В качестве наполнителей могут быть рекомендованы асбест, древесные опилки, мелкая резиновая крошка, кордное волокно, мелкая ореховая скорлупа и др. Наполнители не должны содержать крупных частиц, которые могли бы закупорить спецотверстия, а содержание наполнителей в растворах допускается до 10%. Если обсадная колонна негерметична в резьбовых соединениях, то рекомендуется применять полимерный тампонажный материал «Ремонт-1», фильтрат которого обладает способностью проникать в резьбовые соединения труб с последующим отверждением.

Смола ТС-10 и ГТМ могут быть использованы в условиях наличия поглощений, когда другие материалы неэффективны .

Сведения о рекомендуемом порядке выбора технологий РИР и тампонажных материалов в различных геолого-технических условиях приведены в таблице 3.5. Схемы вариантов при наращивании цементного кольца в скважинах показаны на рисунок 3.2.

Как следует из таблицы 3.5 и рисунка 3.2, выбор технологий проведения работ и тампонажных материалов определяются интенсивностью поглощения, расположением зоны поглощения относительно «головы» цементного кольца, наличием и расположением дефекта в обсадной колонне.

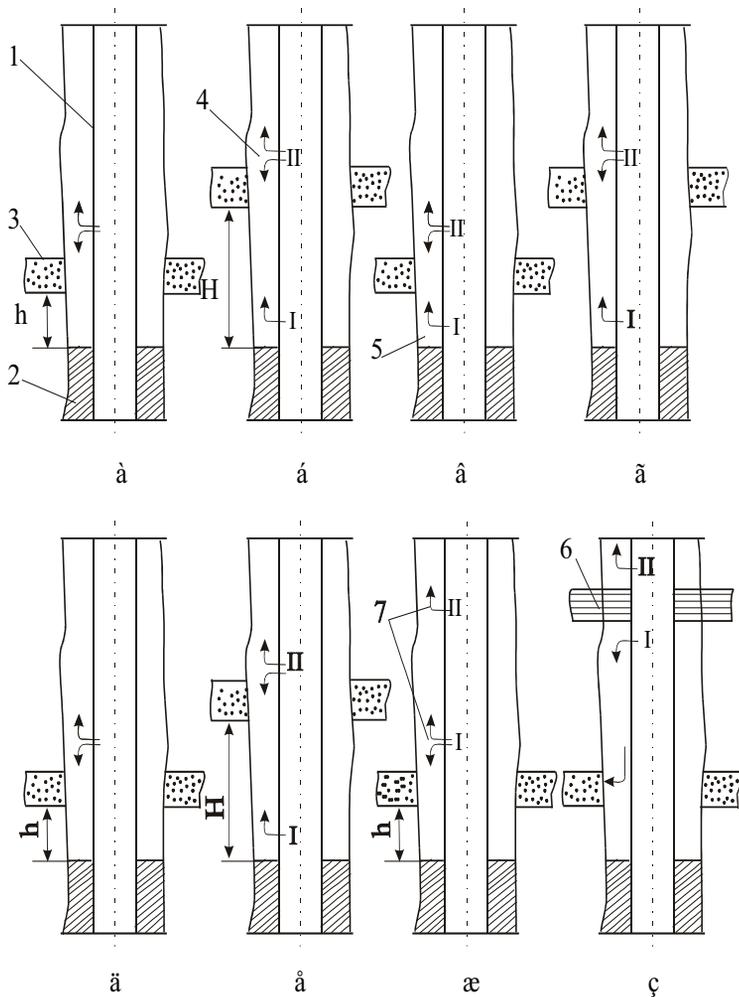
В случае, когда зона поглощения расположена вблизи «головы» цементного кольца, заколонное пространство цементируют через спецотверстия над зоной поглощения (рисунок 3.2, б).

Таблица 3.5.

Выбор технологических схем и тампонажных материалов при наращивании цементного кольца за колонной

Геолого-технические условия (ГТУ), технологий проведения работ, тампонажные материалы	Варианты, сочетающие (ГТУ), технологии и материалы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Геолого-технические условия (индекс схемы по рис. 3.2)	а	а	б	б	в	в	г	д	д	е	е
1.1. Характер циркуляции (интенсивность поглощения): частичная циркуляция (поглощение средней интенсивности); нет циркуляции (полное поглощение)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1.2. Состояние обсадной колонны: герметична; негерметична выше зоны поглощения; негерметична ниже зоны поглощения	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
1.3. Положение поглощающего пласта над цементным кольцом: до 100 м; выше 100 м	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2. Технология РИР											
2.1. Прострел спецотверстий: над зоной поглощения; над цементным кольцом, но ниже зоны поглощения	+	+	+	+			2			1	1
2.2. Снижение интенсивности поглощения	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии проведения работ, тампонажные материалы	Варианты, сочетающие (ГТУ), технологии и материалы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2.3.Прямое цементирование по НКТ	2	2	2	2	2	2	1	+	+	1,2	1
3. Тампонажные материалы											
3.1.Растворы для снижения интенсивности поглощения: глинистый раствор с добавкой асбеста до 2-5%, гелеобразующие составы;	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2
глинистый раствор с добавкой асбеста 2-5% и др. наполнителей до 5-10 %, гелеобразующие составы с добавкой наполнителей до 5 %											
3.2.Поргладцементные растворы с понизителями водоотдачи: нормальной плотности; облегченные (в т.ч. аэросилсодержащие, см. табл. П.2.1) с наполнителями	2	2'	2	2''	2	2''	1	2'	2''	1	1
				2	2'	2	2	2'	2'	2	2
3.3.Полимерные тампонажные составы: «Ремонт-1»; ТСД-9; ГТМ; ПВС+ГКЖ; АКОР		2''								2''	
		2'''								2'''	2'''



1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – зона поглощения; 4 – спецотверстия; 5 – дефект в колонне; 6 – глинистый пласт; 7 – направление движения тампонажного раствора; I, II – последовательность технологических операций; $h < 100$ м; $H > 100$ м

Рисунок 3.2. – Варианты наращивания цементного кольца

Если дефект колонны расположен вблизи «головы» цементного кольца, то цементирование осуществляется через этот дефект. Если вслед-

ствии поглощения тампонажный раствор не поднят до необходимой высоты, то над зоной поглощения выполняют спецотверстия и через них закачивают вторую порцию раствора (рисунок 3.2, в; г).

Если дефект расположен на значительном расстоянии от «головы» цементного кольца, то внизу простреливают отверстия и закачивают первую порцию раствора, а затем через дефект – вторую (рисунок 3.2, е; ж). Если заколонное пространство перекрыто набухшими глинами или обрушившейся породой, то ниже этого места простреливают спецотверстия и тампонажный раствор закачивают «обратным» способом на поглощение, введя в первую часть раствора наполнители. При необходимости над глинами простреливают дополнительно отверстия и прямым цементованием раствор поднимают до устья (рисунок 3.2, з).

Количество тампонажного раствора необходимо определять по объему заполняемого заколонного пространства с учетом данных кавернометрии и профилометрии ствола скважин и опыта аналогичных работ.

Для очистки заколонного пространства от остатков бурового раствора и обрушившейся породы, удаления глинистой корки с проницаемых пород очистки дефектов обсадной колонны от смазочных масел следует использовать моющие жидкости (вода с растворенными в ней поверхностно-активными веществами в количестве 0,3 – 0,5 % - сульфол, НЧК, дисольван и др.).

Для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым или моющей жидкостью и повышения степени вытеснения остатков бурового раствора необходимо применять гелеобразующие составы, получаемые на основе водного раствора полиакриламида.

При выборе типа и количества буферной жидкости, планировании режимов цементирования необходимо руководствоваться соответствующими нормативными и руководящими документами.

При прямом цементировании следует оставлять цементный мост над спецотверстиями высотой не менее 10 м.

После ОЗЦ и разбуривания цементного моста в зоне спецотверстий необходимо оценить качество изоляционных работ геофизическими и гидродинамическими методами. Если колонна в зоне спецотверстий негерметична, то проводят дополнительные работы по установке металлического пластыря или тампонажные работы по общепринятым в отрасли технологиям и рекомендациям, изложенным ранее (выше по тексту).

3.4. Выбор технологии и тампонажных материалов для восстановления герметичности колонн

Изоляция негерметичных соединительных узлов эксплуатационных колонн. Под негерметичными соединительными узлами эксплуатационных колонн следует понимать резьбовые соединения обсадных труб, стыковочные узлы секций колонны и муфты ступенчатого цементирования, имеющие флюидопроводящие каналы, через которые потенциально возможно сообщение между колонным и заколонным пространствами.

Причинами негерметичности соединительных узлов эксплуатационных колонн являются: неудовлетворительное качество изготовления труб и разбивка соединений в сочетании с осевой нагрузкой в скважине, нарушения в технологии сборки и др. Каналы перетоков флюидов, например, в негерметичных резьбовых соединениях труб представляют собой щелевые зазоры размером в десятые и сотые доли миллиметра, протяженность которых может меняться от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров.

Негерметичность соединительных узлов эксплуатационных колонн обнаруживается при:

- опрессовке обсадных колонн;
- влиянии межколонных давлений в процессе освоения или эксплуатации скважин.

Флюидопроводящие каналы в соединительных узлах (резьбовых соединениях) эксплуатационных колонн, как правило, имеют пропускную способность по воде менее 1 л/с и отмечаются падением давления при опрессовке колонны с помощью цементировочного агрегата (ЦА-320); в некоторых случаях негерметичность соединительных узлов эксплуатационных колонн может быть обнаружена только при опрессовке колонны газообразным агентом.

Ввиду низкой пропускной способности глубину негерметичных соединений трудно определить методами термометрии, расходомерии и резистивиметрии. Более предпочтительны для этой цели такие гидродинамические методы исследований, которые включают поинтервальную опрессовку негерметичной колонны сжатым газообразным агентом или вязкой жидкостью.

Наиболее эффективным при восстановлении герметичности эксплуатационных колонн (как при изоляции негерметичных соединительных узлов, так и при изоляции сквозных дефектов) является метод установки металлического пластыря. При невозможности использования пластырей

из-за сужения ствола скважины или отсутствия необходимых технических устройств применяется метод тампонирования под давлением. Последний метод также применяют, когда возможно проведение ремонта без длительной остановки работы скважины и демонтажа устьевого оборудования. Если негерметичное резьбовое соединение расположено в незацементированной части обсадной колонны и свободно от прихвата, то может быть произведен доворот колонны.

Тампонирование негерметичных соединительных узлов обсадных колонн производится полимерными составами с наличием или отсутствием мелкодисперсного наполнителя. Основные способы изоляции следующие:

- скользящее тампонирование;
- тампонирование с оставлением моста;
- установка полимерного пакера в затрубном пространстве фонтанных скважин без демонтажа устьевого оборудования.

Как разновидность способа скользящего тампонирования используется метод продавливания тампонажного состава (до 0,5 м³) рабочим газом в затрубное пространство газлифтных скважин в режиме эксплуатации. Применение фильтрующихся полимерных составов также в ряде случаев обеспечивает изоляцию флюидопроводящих каналов в негерметичных резьбовых соединениях. Мелкодисперсный наполнитель при скользящем тампонировании способен частично проникать в изолируемые каналы и предотвращать вытеснение неотвердевшего тампонажного состава из дефекта продавочной жидкостью.

Наибольшей эффективностью обладает метод тампонирования с оставлением моста при наличии сведений о глубине дефекта (95 – 100 %) (эффективность метода скользящего тампонирования изменяется в пределах 70– 85%). Наиболее простыми являются методы установки полимерного гелеобразного пакера в затрубном пространстве и метод продавливания тампонажного состава рабочим газом в газлифтных скважинах. Однако длительность эффекта в этих случаях определяется стойкостью геля к распаду и, как правило, при температуре в скважине 60 – 80°C ограничивается сроком до 1 года.

Применение цементных растворов для изоляции указанных дефектов в обсадных колоннах запрещается.

В целом схема выбора тампонажных материалов в зависимости от геолого-технических условий эксплуатации скважины и способа изоляционных работ представлена в таблице 3.6.

Пример выбора тампонажного состава и метода изоляции негерметичных резьбовых соединений - по таблице 3.6. Исходные данные: при изоляции газлифтной скважины с давлением рабочего газа в затрубном пространстве 10 МПа установлено появление давления в межколонном пространстве 2,0 МПа. В заглушенной скважине межколонное давление отсутствует. Методом поинтервальной опрессовки эксплуатационной колонны газообразным агентом установлена глубина дефекта в интервале: 550 – 590 м. Статическая температура при эксплуатации составляет 85°С. По этим исходным данным выбираем строку 3 в таблице 3.6. Ремонт колонны следует производить с применением состава ГТМ-3 или «Ремонт-1» путем тампонирувания под давлением с оставлением моста.

Изоляция сквозных дефектов в эксплуатационных колоннах. Под сквозными дефектами в эксплуатационных колоннах следует понимать нарушения в виде продольных трещин размером до нескольких метров, раковин в металле, отверстий при ошибочной или преднамеренной перфорации и др.

Сквозные дефекты обсадных колонн, как правило, связаны с нарушением правил сборки и спуска колонн в скважину; превышением допускаемого внутреннего давления при цементировании, опрессовке; заводским браком и истиранием колонны во время спускоподъемных операций; внутренней и внешней коррозией металла и др.

Сквозные дефекты в обсадных колоннах являются причиной переток флюидов из них в заколонное пространство и обратно и подлежат качественной изоляции. Требования к герметичности определяются лимитированным давлением опрессовки для данного типа размера труб.

Таблица 3.6.

Выбор технологических схем и тампонажных материалов для ликвидации негерметичности соединительных узлов обсадных колонн

1. Геолого-технические условия					2. Технология ремонта	
Характеристика дефекта, МПа		Наличие сведений о глубине дефекта	Температура на глубине дефекта, °С		Способ эксплуатации скважин	Способ изоляции
$P_{\text{опр}}^x$	$P_{\text{м.к.}}^x$		статическая	динам. при экпл. скважин		
1	2	3	4	5	6	7
0,5-5,0	<3.0	нет	5-80	80	газлифтный	продавливание рабочим газом тампонажного состава в затрубное пространство в режиме эксплуатации
то же	то же	то же	то же	200	газлифтный, глубинно-насосный, фонтанный	скользящее тампонирувание в интервале колонны, содержащем дефект
“	“	да	“	200	то же	тампонирувание с оставлением моста в интервале дефекта
“	“	дет (да)	20-80	80	фонтанный	установка полимерного пакера в затрубном пространстве без демонтажа устьевого оборудования
“	“	то же	то же	140	то же	то же
“	“	нет	“	200	газлифтный, глубиннонасосный, фонтанный	скользящее тампонирувание
5,0-15,0	> 3.0	нет	5-80	“	то же	скользящее тампонирувание в интервале колонны, содержащем дефект
то же	то же	да	то же	“	“	тампонирувание с оставлением моста

Продолжение таблицы 3.6.

3. Тампонажный материал		
Состояние тампонажного материала		Тип тампонажного материала
при закачивании в скважину	в «отвержденном» виде	
8	9	10
$\mu \leq 200$ мПа с, наличие МДН	гель	гелеобразующие составы
то же	тв. тело	на основе ТС-10 (ТСД-9)
$\mu \leq 800$ мПа с, отсутствие дисперсной фазы	тв. тело	ГТМ-3 на основе ТС-10 (ТСД-9) Ремонт-1
прокачиваемый раствор	гель	гелеобразующие составы
то же	то же	на основе полиуретанового полимера КИП-Д
$\mu \leq 200$ мПа с, наличие МДН	тв. тело	АКОР, Ремонт-1, ГТМ-3
$\mu \leq 200$ мПа с, наличие МДН	тв. тело	Ремонт-1, ГТМ-3, ПВС+ГКЖ
$\mu \leq 800$ мПа с, отсутствие дисперсной фазы	то же	АКОР, ГТМ-3
Примечание: $P_{\text{опр}}$ - величина снижения давления при опрессовке скважины в течение 30 минут; $P_{\text{м.к}}$ - межколонное давление при эксплуатации скважин; МДН - мелкодисперсный наполнитель с размером частиц $\leq 0,03$ мм; m - вязкость.		

Глубину расположения места негерметичности можно установить с помощью термометрии, расходомерии, резистивиметрии, продавливания по колонне цементировочной пробки.

При приемистости дефектов колонны более $2 \text{ м}^3/(\text{ч МПа})$ для снижения поглощательной способности скважины следует использовать метод намыва наполнителей, закачивание тампонажных материалов. Составы на основе ТС-10 и ТСД-9 в этом случае применяются со сроками схватывания, которые достаточны лишь для закачивания в скважину и продавливания в дефект.

При приемистости дефекта по воде менее $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч МПа})$ при тампонаживании следует использовать фильтрующие ПТМ.

Рекомендуемые типы тампонажных материалов при изоляции сквозных дефектов в зависимости от геолого-технической характеристики скважины в зоне дефекта представлены в таблице 3.7.

Пример выбора технологии ремонта и тампонажного состава по таблице 3.7. Исходные данные: скважина негерметична с приемистостью в зоне дефекта $1,6 \text{ м}^3/(\text{ч МПа})$. В заколонном пространстве против дефекта имеются проницаемые породы, после ремонта колонна должна быть опрессована давлением 15 МПа. Указанным условиям соответствует вариант 5. Скважина должна быть отремонтирована установкой в интервале дефекта металлического пластыря; менее предпочтительным является метод ремонта тампонируанием под давлением с применением состава ГТМ-3.

Метод отвинчивания и замены нарушенной части обсадной колонны следует применять в условиях расположения нарушения колонны в незацементированной ее части при отсутствии цементных «сальников» и незначительной кривизне ствола скважины выше интервала нарушения.

Во всех случаях первым этапом ремонта обсадной колонны данным методом является проверка отсутствия цементных «сальников» выше интервала нарушения созданием циркуляции. Дальнейшие работы следует проводить по одной из следующих двух схем.

Схема 1. После отключения продуктивных пластов для прекращения излива жидкости одним из существующих методов (установка цементного моста, взрыв-пакера и т.д.) в скважину спускают на бурильных трубах с «левой» резьбой труболовку конструкции Азинмаша и устанавливают на 20 – 40 м ниже места нарушения в обсадной колонне. Затем обсадную колонну разгружают на вес, равный сумме весов обсадной колонны до глубины установки труболовки и колонны бурильных труб. Затем отвинчивают обсадную колонну вращением бурильных труб с помощью универсальных ключей. Момент отворота фиксируют визуально и по индикатору веса. Во избежание нарушения резьбы оставшейся в скважине обсадной колонны или муфты обсадную колонну после ее отвинчивания поднимают вместе с колонной бурильных труб.

Таблица 3.7.

**Выбор технологических схем и тампонажных материалов при изоляции сквозных дефектов
в эксплуатационных колоннах**

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии ГИР, тампонажные материалы	Варианты, сочетающие ГТУ, технологии и материалы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Геолого-технические условия (значение)								
1.1. Наличие предыдущей колонны в заколонном да пространстве нет	+	+	+	+	+	+	+	+
1.2. Приемистость в зоне дефекта при нагнетании 0,6-1,4 воды, м ³ /(ч МПа) 1,4-3,0	+	+	+	+	+	+	+	+
наличие высокой приемистости при отсутствии более 3 цементного камня в заколонном пространстве, м ³ /(ч МПа)								
1.3. Наличие проникаемых пород непосредственно да против дефекта, в которых возможно нагнетание нет фильтрующихся тампонажных составов	+	+	+	+	+	+	+	+
1.4. Требование к герметичности колонны при <10 опрессовке после ремонта, МПа >10	+	+	+	+	+	+	+	+
2. Технология ГИР								
2.1. Предварительное закачивание гелеобразующих или других соста- вов для снижения приемистости							+	
2.2. Тампонирующее под давлением с оставлением моста и последую- щего его разбухания	+	+	+	+	+	+	+	+
2.3. Установка металлического пластыря или «летучки»					+	+		+

Продолжение таблицы 3.7

Геолого-технические условия (ГТУ), технологии РИР, тампонажные материалы	Варианты, сочетающие ГТУ, технологии и материалы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
3. Тампонажные материалы								
3.1. Тампонажные составы на минеральной основе, обработанные понизителями водоотдачи (см. табл. П.5.3)	+	2'					2''	
3.2. Тампонажный портландцемент с добавлением асбеста или другого крупнодисперсного компонента (см. табл. П.2.1)			2''				2'	
3.3. Составы на основе ТС-10 и ТСД-9	+	+'		+'			+'	
3.4. ГТМ-3, Ремонт – 1	+'			+'	+			
3.5. Гелеобразующие составы АКОР и др. (см. табл. П3.1)		1'	1'				1'	

□ Выбраковку дефектных труб выполняют визуально и опрессовкой каждой трубы отдельно (при давлении 15 – 22 Мпа). При стыковке обсадной колонны с трубами, оставшимися в скважине, на конец первой спускаемой трубы наворачивается направляющая воронка.

Схема 2. В скважину спускают НКТ с пакером ПШ или ПВМ, который устанавливают на 10 – 20 м ниже места нарушения обсадной колонны. Производят завинчивание обсадной колонны с помощью универсальных ключей до момента поворота НКТ, а затем отвинчивают и приподнимают обсадную колонну с фиксированием положения НКТ.

В ряде случаев отвинчивание обсадной колонны производят без предварительного ее закрепления. При этом обсадная колонна разгружается на вес, равный весу обсадной колонны несколько ниже интервала нарушения. В случае отвинчивания обсадной колонны выше интервала нарушения производят доворот колонны, а последующие работы производят по схеме, приведенной выше.

Работы по отвороту и замене нарушенной части обсадной колонны, как правило, проводят на глубине до 400. С целью увеличения продолжительности и сохранения герметичности обсадной колонны замену извлеченной части обсадной колонны рекомендуется производить полностью.

4 ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО - ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

4.1 Тампонирование под давлением

Тампонирование под давлением через обсадную колонну. Способ применяется при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн и наращивании цементного кольца за ними, а также при тампонировании каналов межпластовых перетоков между непродуктивными горизонтами, когда условия проведения РИР не допускают разгрузку колонны от избыточного давления после задавливания тампонирующей смеси. Применение способа допускается как в заполняющихся, так и в незаполняющихся скважинах.

Приготовленная тампонирующая смесь сначала закачивается в обсадную колонну. Необходимость применения разделительных пробок и пачек буферных жидкостей устанавливается в зависимости от характера взаимодействия промывочной жидкости и используемой тампонирующей смеси. Затем закачивается расчетный объем продавочной жидкости и тампонирующая смесь задавливается в изолируемую зону при давлении, не превышающем величины, регламентированной для опрессовки колонны.

После закачки тампонажной смеси скважину останавливают на ОЗЦ под достигнутым давлением или предварительно плавно сниженным до планируемой величины.

Тампонирование под давлением через НКТ и обсадную колонну. Способ применяется для ликвидации нарушений, указанных в разделе 3, для ускорения процесса доставки тампонирующей смеси к изолируемой зоне в скважинах, заполняющихся промывочной жидкостью при проверке на приемистость.

Нижний конец НКТ устанавливается над зоной ввода тампонирующей смеси (технологического или дефектного отверстия в колонне) на расстоянии, вмещающем расчетный объем тампонирующей смеси и промывочной жидкостью восстанавливается циркуляция.

При открытом затрубном пространстве закачивается и продавливается тампонирующая смесь в скважину. После дохождения тампонирующей смеси до башмака НКТ, выкид из затрубного пространства закрывается, и продолжается продавливание до выхода всей смеси из НКТ.

Затем обратной промывкой производится очистка кольцевого пространства от тампонирующей смеси и тампонирующая смесь задавливается в пласт до достижения требуемого давления, и скважина оставляется на период ОЗЦ под давлением.

Тампониование под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну. Данный способ РИР применяется при изоляции пластовых флюидов и подошвенных вод для ограничения закачки промывочной жидкости в продуктивную зону, а также при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн для ускорения доставки быстросхватывающихся тампонирующих смесей к изолируемой зоне.

Применение способа для изоляции пластовых флюидов и подошвенных вод допускается как в заполняющихся, так и в незаполняющихся скважинах при использовании тампонирующих составов на основе минеральных вяжущих, полимерных тампонажных материалов (ПТМ) с инертными или активными наполнителями и др.

Использование фильтрующихся ПТМ без наполнителей в незаполняющихся скважинах при данном способе не рекомендуется. Применение способа с использованием быстросхватывающихся тампонирующих смесей допускается только в заполняющихся скважинах.

Сначала производится спуск НКТ и установка башмака на 10-15 м выше зоны ввода тампонажной смеси. После спуска НКТ промывочной жидкостью восстанавливается циркуляция.

При открытом затрубном пространстве закачивается тампонирующая смесь в скважину и после дохождения тампонирующей смеси до нижнего конца НКТ затрубное пространство перекрывается, и смесь задавливается в пласт.

Излишки смеси вымываются из скважины обратной промывкой с противодавлением, значение которого должно быть не меньше запланированного на период ОЗЦ. НКТ приподнимаются на 100-150 м для исключения прихвата. Скважина оставляется в покое на ОЗЦ под запланированным давлением.

Если при работах, описанных выше, скважина не заполняется, то перед тампониованием под давлением необходимо установить глубину статического уровня жидкости в колонне для расчета технологических параметров.

При открытом затрубном пространстве закачать в НКТ тампонирующую смесь и продавочную жидкость в количестве, равном внутренне-

му объему НКТ. Если циркуляция не восстановилась, то необходимо закачать промывочную жидкость в затрубное пространство (V_3):

$$V_3 = V_{к.у.} - V_T, \quad (4.1)$$

где $V_{к.у.}$ - объем обсадной колонны от устья скважины до статического уровня, m^3 ;

V_T - объем НКТ, m^3 .

Если циркуляция не восстановилась, то одновременно в НКТ и затрубное пространство необходимо прокачать контрольное количество промывочной жидкости, равное удвоенному внутреннему объему участка колонны от нижнего конца НКТ до нижней границы зоны ввода тампонирующего состава. Затем поднять трубы над зоной ввода на расстояние, вмещающее объем тампонирующей смеси. После ОЗЦ операцию повторить.

Если после этих работ циркуляция восстановилась, то оставшуюся в затрубном пространстве и НКТ тампонирующую смесь задавить в пласт и дальнейшие работы провести в соответствии с планом работ.[5].

Тампонирувание под давлением через НКТ, установленные под зонной ввода тампонирующей смеси за колонну. Данный способ тампонирувания применяется при изоляции нижних и подошвенных вод, когда планируется нарастить цементный стакан над искусственным забоем, и когда протяженность интервала перфорации составляет более 10 м, а также при изоляции дефектов крепи, когда приемистость скважины меньше $0,5 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{МПа}$, и при изоляции дефектов крепи, когда планируется вымыв тампонирующего состава из изолируемого объекта после РИР.

Применение способа допускается в заполняющихся скважинах при условии использования тампонирующих составов с пониженной водоотдачей, обработанных пластифицирующими стабилизирующими добавками и НКТ с алюминиевым «хвостовиком» или наличии специального устьевого оборудования с сальниковыми уплотнениями, позволяющего расхаживание НКТ при задавливании тампонирующей смеси в пласт. При этом нижний конец НКТ устанавливается ниже зоны ввода тампонирующего состава на 1-2 м или у нижней границы планируемого цементного стакана.

Закачивая промывочную жидкость в НКТ при открытом затрубном пространстве, восстановить циркуляцию. Затем тампонирующую смесь закачать и продавить в скважину до заполнения ею перфорированного или на-

рушенного интервала колонны. Закрывать затрубное пространство, и задавить тампонирующую смесь в пласт при непрерывном расхаживании НКТ.

После достижения требуемого давления, нижний конец НКТ поднять на 10-15 м выше зоны ввода тампонирующей смеси. Продолжая расхаживать НКТ в скважине продолжить нагнетание тампонирующей смеси в пласт. Излишки тампонажной смеси вымыть из скважины при обратной промывке с противодавлением, значение которого должно быть не меньше запланированного на период ОЗЦ. Приподнять НКТ на 100-150 м, и оставить скважину в покое на период ОЗЦ под запланированным давлением.

Если планировались РИР с вымывом излишка тампонирующей смеси из изолируемого объекта, то, после задавливания, тампонирующую смесь при расхаживании труб вымыть из колонны, затем приподнять НКТ на 100-150 м над зоной ввода. Заполнить колонну промывочной жидкостью и оставить скважину на ОЗЦ.

Комбинированный способ тампониования под давлением. Способ применяется при любом виде РИР в заполняющихся и незаполняющихся скважинах, а также когда вымыв тампонирующего состава из зоны изоляции не планируется.

При доставке тампонирующей смеси в скважину нижний конец НКТ должен находиться ниже зоны ввода, а при задавливании смеси в пласт — выше него. Нижний конец НКТ устанавливается ниже зоны ввода на 1-2 м или у нижней границы планируемого цементного стакана.

Затем производится закачка и продавка тампонирующей смеси до равновесия столбов жидкости в трубах и кольцевом пространстве за НКТ. НКТ приподнимаются выше уровня тампонирующей смеси в колонне на 30-50 м, и обратной промывкой производится контрольный вымыв для гарантии отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ.

Тампонирующая смесь задавливается в пласт до достижения требуемого давления и скважина оставляется на время ОЗЦ.

Тампониование под давлением с непрерывной прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству. Способ применяется при устранении негерметичности обсадных колонн, когда местоположение дефекта не установлено и непрерывная закачка технологической жидкости через него при давлениях, допустимых для колонны, невозможна, а приемистость характеризуется лишь падением давления при опресовке колонны на воде.[7,13,14].

В качестве тампонажного материала могут использоваться гелеобразующие или водонерастворимые отверждающиеся ПТМ, рецептура которых подбирается по максимальной температуре в стволе скважины. Приготовленная тампонирующая смесь перекачивается в одну из половин мерной емкости цементировочного агрегата (ЦА), другая половина заполняется промывочной жидкостью. Закачивая промывочную жидкость в затрубное пространство при открытом трубном (подача 3-5 л/с), восстанавливается циркуляция. Штуцируя выкид из НКТ, устанавливается давление в колонне при циркуляции жидкости до величины, регламентированной при опрессовке скважины.

Не прекращая закачки в этом же режиме краны ЦА переключаются на подачу тампонажного состава в скважину.

Прокачка состава по затрубному пространству производится под давлением, не выше допустимого. По мере перехода состава из затрубного пространства в НКТ, постепенно уменьшается подача насосов, и давление прокачки снижается на величину от 20 до 30% от первоначального, а излишки тампонирующей смеси вымываются на поверхность. Скважина оставляется на время ОЗЦ.

При использовании отверждающихся ПТМ после РИР НКТ поднимаются из скважины.

Тампонирувание под давлением с применением пакера. Способ применяется в заполняющихся и незаполняющихся скважинах в следующих случаях:

- для защиты обсадных колонн от деформаций и разрывов при давлениях нагнетания, величина которых превышает допустимые для опрессовки;
- для защиты продуктивных пластов от загрязнения при нагнетании тампонирующей смеси в изолируемый интервал, расположенный ниже зоны перфорации;
- для направленной подачи тампонирующей смеси под давлением в изолируемый объект, выше которого имеются негерметичные отверстия в колонне.

Тампонирувание под давлением по затрубному пространству при установленном пакере запрещается, кроме случаев применения гелеобразующих ПТМ или использования алюминиевых или других легкоразбуиваемых НКТ.

Последовательность работ при этом виде тампонирувания следующая. Спускаются НКТ с пакером, который необходимо расположить над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну. Рекомендуется низ пакера оборудовать алюминиевым «хвостовиком» длиной не менее 3 м, башмак которого установить над зоной ввода на расстоянии до 3 м.

Проверяется чистота спущенных труб прокачкой через НКТ промывочной жидкости в количестве, равном их внутреннему объему от устья до статического уровня. Производится установка пакера.

Проверяется приемистость изолируемого объекта при установившемся режиме подачи насосов прокачкой через НКТ промывочной жидкости в количестве, не менее внутреннего объема труб и производится закачка тампонирующей смеси в НКТ и расчетного объема продавочной жидкости.

Если надпакерное затрубное пространство герметично, то для уменьшения осевой нагрузки на пакер рекомендуется в кольцевое пространство закачать промывочную жидкость, и создать давление, допускаемое при опрессовке колонны.

Осуществляется задавка тампонирующей смеси в пласт, стравливание давления в трубном и затрубном пространствах, и освобождается пакер. При наличии циркуляции излишки тампонирующей смеси вымываются из скважины обратной или прямой промывкой. НКТ поднимаются на 100-150 м, скважина заполняется промывочной жидкостью и оставляется на ОЗЦ.

В не заполняющихся скважинах после освобождения пакера необходимо поднять НКТ на 50-100 м выше поглощающего интервала (зона дефекта колонны, интервал перфорации), и перед ОЗЦ, для вытеснения возможных остатков тампонирующей смеси, прокачать в трубное и затрубное пространства промывочную жидкость в количестве, равном объему НКТ и объему колонны от башмака труб до нижней границы поглощающей зоны.

Исправление негерметичности цементного кольца. Исправление негерметичности цементного кольца для ликвидации заколонных перетоков пластовых флюидов производится методом тампонирувания под давлением, при этом подъем лифтовых труб из скважины для ревизии и последующая шаблонировка ствола в интервале объекта изоляции обязательны.

Проверка приемистости объекта изоляции производится на воде при трех установившихся режимах прокачки. При необходимости принимаются меры по увеличению приемистости (кислотная обработка и др.).

Технологическую схему и тампонажные материалы для РИР необходимо выбирать в зависимости от типа изолируемого флюида и геолого-технических условий в осложненном интервале и скважины в целом.

4.2 Изоляция верхних вод и верхнего газа

Для защиты продуктивного пласта от загрязнения тампонажным раствором нижнюю часть перфорированного интервала колонны следует перекрыть песчаной пробкой (неперекрытым достаточно оставить не более 1 м интервала перфорации) или установкой взрыв-пакера.

Для РИР необходимо использовать цементные растворы на водной основе с добавками понизителей водоотдачи, стабилизаторов и пластификаторов или нефцецементные растворы, а в сильно дренированных пластах использовать пеноцементы.

Если, несмотря на принятые меры (дренирование, кислотные обработки и др.), удельная приемистость скважины меньше $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}\cdot\text{МПа}$, следует в качестве зоны ввода тампонажной смеси в каналы перетока использовать специальные перфорационные отверстия в колонне, выполненные против плотных разделов между продуктивным и водоносным пластами. Перед выполнением спецотверстий в колонне, перфорированный интервал перекрывается песчаной пробкой или взрывным пакером.

При производстве РИР, описанных выше, кроме цементных растворов целесообразно использовать также ПТМ (ВУС, ГТМ-3 и др.).

При применении при РИР гелеобразующих ПТМ необходимо в качестве заключительной порции тампонирующей смеси, задавливаемой за колонну, использовать цементный раствор. При использовании отверждающихся ПТМ над песчаной пробкой следует установить цементный стакан для предупреждения фильтрации смолы.

4.3 Изоляция нижних и подошвенных вод

Тампонируание каналов перетока производится через специальные отверстия, выполненные в колонне против плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК). Для защиты продуктивного пласта от загрязнения нагне-

тание тампонирующей смеси необходимо производить через пакер, устанавливаемый между интервалом перфорации и спецотверстиями.

Для РИР можно использовать цементные растворы, подвергнутые специальной обработке при приемистости скважины менее $0,5 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{МПа}$ следует использовать ПТМ.

Допускается проведение РИР без применения пакера в скважинах, эксплуатирующих слабодренированные пласты, предварительно зацементировав под давлением весь интервал перфорации.

После разбуривания цементного моста колонна испытывается на герметичность опрессовкой под избыточным давлением, при этом допускается падение давления на $0,5 \text{ МПа}$ за 30 мин. Затем колонна перфорируется против плотного раздела, и повторно производится РИР.

После проведения РИР, интервал от спецотверстий до верхней границы плотного раздела необходимо перекрыть в колонне цементным стаканом, высота которого должна быть не менее 1 м.

Необходимость прострела спецотверстий после вышеописанных работ, устанавливается после оценки качества изоляции по результатам геофизических исследований, а также по накопленному опыту аналогичных РИР.

РИР без прострела спецотверстий допускается производить в скважинах, не имеющих плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК), или когда доступ к ним в колонне по техническим причинам невозможен.

При ремонтных работах, описанных выше, рекомендуется использовать нефцецементные растворы.

4.4 Нарращивание цементного кольца за колонной

Нарращивание цементного кольца за незацементированной обсадной колонной производится для:

- защиты обсадных колонн от коррозии агрессивными пластовыми флюидами;
- ликвидации или предупреждения перетока пластовых флюидов по незацементированному заколонному пространству;
- заполнения заколонного пространства тампонажным материалом в зоне дефекта обсадной колонны или подлежащих эксплуатации продуктивных горизонтов.

Закачка тампонажного состава в заколонное пространство производится через специальные отверстия в колонне (прямое цементирование) или непосредственно в заколонное пространство с устья скважины (обратное цементирование).

Выбор способа цементирования осуществляется после изучения материалов по строительству и эксплуатации скважины, проведения дополнительных гидродинамических и геофизических исследований.

Материалы по строительству и эксплуатации скважины должны включать следующие сведения:

- конструкция скважины;
- осложнения в незацементированном интервале ствола в процессе бурения скважины (поглощения, обвалы, сальникообразования, зоны посадок и затяжек инструмента при спуско-подъемных операциях, интервалы проработок и др.);
- характеристика пластов в незацементированном интервале разреза;
- параметры бурового раствора перед спуском обсадной колонны;
- данные инклинометрии, профилометрии и кавернометрии ствола в незацементированном интервале;
- сведения о РИР в незацементированном интервале обсадной колонны.

Гидродинамические исследования скважины должны включать испытания обсадной колонны на герметичность опрессовкой, проверку приемистости заколонного пространства при закачке промывочной жидкости с устья скважины, проверку наличия круговой циркуляции через спецотверстия в колонне при подаче жидкости в колонну или заколонное пространство. При этом промывочная жидкость по параметрам должна соответствовать буровому раствору, используемому при креплении скважины.

Геофизические исследования проводятся с целью уточнения местоположения верхней границы наращиваемого цементного кольца, его состояния, наличия закупоривающих пробок в заколонном пространстве, выделения поглощающих зон в незацементированном интервале ствола скважины при закачке промывочной жидкости в заколонное пространство с устья или через спецотверстия в колонне.

Обратное цементирование без прострела спецотверстий в колонне необходимо применять при следующих скважинных условиях:

- наличие поглощения при закачке промывочной жидкости в заколонное пространство;

- глубина поглощающей зоны расположена над уровнем наращиваемого цементного кольца на расстоянии не более 100 м.

При отсутствии этих условий необходимо применять прямое цементование.

После истечения времени ОЗЦ и разбуривания цементного моста в зоне спецотверстий производится оценка качества изоляционных работ. При обнаружении негерметичности колонны в зоне спецотверстий проводятся дополнительные изоляционные работы.

4.5 Тампонирующее негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн

Тампонажные работы производятся для ликвидации утечки жидких или газообразных флюидов из колонн через резьбовые соединения, являющиеся причиной негерметичности колонн при опрессовке и источником межколонных проявлений при эксплуатации скважин. В качестве тампонирующих материалов используются гелеобразующие или отверждающиеся составы. Применение цементного раствора не допускается.

Допускается использование тампонирующих составов на основе минеральных вяжущих, фильтрат которых отверждается или образует гель. Скважина останавливается, замеряется затрубное давление (P_z) и межколонное давление ($P_{м.к.}$) на устье. Открывается выкид из межколонного пространства, стравливается давление до атмосферного или, для ускорения операции, до некоторого значения межколонного давления. Затем закрывается выкид из межколонного пространства, определяется время восстановления давления (T_v) в межколонном пространстве от атмосферного или от некоторого значения межколонного давления до его начального значения.

Производится глушение скважины и наблюдение за изменением $P_{м.к.}$. Продолжение межколонных газопроявлений укажет на наличие перетоков газа по негерметичному заколонному пространству. Если межколонные газопроявления прекратятся, то негерметичность колонны подтверждается.

Если устье скважины оборудовано колонной головкой с клиновой подвеской труб, то герметичность сальниковых уплотнений и сварных соединений головки необходимо проверить опрессовкой сжатым газом. К обследованию обсадной колонны приступают, когда установлена герметичность колонной головки.

После подъема из скважины и ревизии НКТ, необходимо прошаблонировать обсадную колонну конусной печатью соответствующего размера до глубины, превышающей на 200-300 м нижнюю границу интервала, содержащего негерметичность, расстояние до которой от устья ориентировочно оценить по следующим формулам:

$$L = \frac{10^6 \cdot P_3}{\rho \cdot g} - H_{\text{ц}} \cdot \left(\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho} - 1 \right), \text{ при } H_{\text{ц}} < \frac{10^6 \cdot P_3}{\rho \cdot g}; \quad (4.2)$$

$$L = \frac{10^6 \cdot P_3}{\rho \cdot g}, \text{ при } H_{\text{ц}} > \frac{10^6 \cdot P_3}{\rho \cdot g}, \quad (4.3)$$

где L — расстояние от устья скважины до нижней границы интервала, содержащего негерметичность, м;
 ρ — плотность воды ($\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$);
 $\rho_{\text{ж}}$ — плотность промывочной жидкости, использованной при креплении обсадной колонны, кг/м^3 ;
 g — ускорение силы тяжести ($g = 9,8 \text{ м/с}^2$);
 $H_{\text{ц}}$ — глубина до уровня цемента за обсадной колонной, м;
 P_3 — давление в затрубном пространстве при эксплуатации скважины, МПа.

Устанавливается цементный мост на 100-200 м ниже нижней границы интервала, содержащего негерметичность. После 24 ч ОЗЦ проверяется прочность моста разгрузкой не менее 10% веса НКТ при одновременной промывке с расходом не менее 5-6 л/с. Промывочная жидкость в колонне заменяется на воду и колонна опрессовывается на герметичность водой с фиксацией величины снижения давления в течение контрольного времени.

Нижний конец НКТ устанавливается на глубине нижней границы интервала, содержащего негерметичность. Поиск негерметичных резьбовых соединений производится методом поинтервальной опрессовки эксплуатационной колонны газообразным агентом или пачкой высоковязкой жидкости.

Если интервал, содержащий негерметичность, находится в пределах допустимой глубины снижения уровня жидкости в колонне, то для изоляционных работ применяется схема, предусматривающая закачку тампонирующего состава в скважину, опорожненную до нижней границы негерметичности. В качестве изолирующих материалов необходимо использовать растворимые или нерастворимые в воде отверждающиеся тампонирующие составы.

Если интервал, содержащий негерметичность, находится ниже допускаемой глубины опорожнения колонны, то необходимо применять схему, предусматривающую закачку тампонирующего состава в заполненную промывочной жидкостью скважину.

Если местоположение интервала, содержащего негерметичность, установить не удалось, то для изоляции каналов утечки применяется метод «скользящего» тампонирувания.

Для вышеописанных условий РИР в качестве изолирующих материалов необходимо использовать гелеобразующие составы. В скважинах с высокими межколонными давлениями ($P_{\text{м.к.}} > 4,0$ МПа) допускается применять водонерастворимые отверждающиеся тампонирующие составы.

Рецептуры тампонирующих составов уточняются, исходя из времени начала загустевания или гелеобразования для конкретной партии компонентов раствора и температуры в изолируемой зоне.

В зависимости от выбранной технологической схемы и уточненной рецептуры на скважину доставляются компоненты тампонирующей смеси в количествах, обеспечивающих приготовление раствора в расчетном объеме, который определяется по формуле:

$$V = 0,785 \cdot D^2 \cdot L \cdot k_1, \quad (4.4)$$

где D — внутренний диаметр ремонтируемой колонны, м;

k_1 — коэффициент запаса, $k_1=1,2$;

L — протяженность интервала негерметичности, м.

При заполненной скважине производится подъем части НКТ, нижний конец которых устанавливается на 10-15 м ниже интервала, содержащего негерметичность колонны.[7,13]

4.6 Тампонирувание сквозных дефектов обсадных колонн

При этом виде РИР интервал перфорации перекрывается песчаной пробкой или цементным мостом, допускается установка и взрыв-пакера и скважина проверяется на заполнение, прокачкой при максимальной подаче на рабочем режиме работы насосов не менее 1,5 объемов колонны длиной от статического уровня до устья скважины.

В заполняющихся скважинах проверяется приемистость дефекта колонны на воде при трех установившихся режимах прокачки и колонна об-

следуется печатью и, при необходимости, исправляется дефектная часть оправочным инструментом.

Определив местоположение дефекта колонны, его необходимо уточнить путем поинтервальной опрессовки колонны с помощью пакера. Если зона нарушения колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации, рекомендуется установить дополнительный цементный мост высотой не менее 5 м на расстоянии от 20 до 30 м ниже дефекта. Наличие моста сократит трудоемкость ловильных работ в случае падения инструмента в скважину, предотвратит гравитационное опускание цементного раствора при тампонировании или падение кусков тампонажного камня на забой при разбурировании цемента в зоне дефекта.

При наличии нескольких дефектов в колонне проводится последовательное тампонирование каждого нарушения сверху вниз. Перед тампонажными работами, под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м устанавливается разделительный цементный мост высотой не менее 5 м.

При удельной приемистости дефекта колонны более $2 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{МПа}$ для снижения поглотительной способности скважины необходимо использовать намыв наполнителей, закачку тампонажных материалов и др.

Повторная проверка приемистости дефекта для оценки эффективности мероприятий по снижению поглотительной способности скважины проводится на воде при минимальном расходе и кратковременной прокачке жидкости, а при РИР необходимо использовать цементные растворы, подвергнутые специальной обработке. При удельной приемистости дефекта менее $0,5 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{МПа}$ при РИР используются полимерные тампонажные материалы.

При выборе технологии тампонирования под давлением следует отдавать предпочтение способам, позволяющим исключить разгрузку колонны от избыточного давления при подъеме части заливочных труб перед ОЗЦ: тампонированию через обсадную колонну; тампонированию через НКТ и обсадную колонну; комбинированному способу тампониования под давлением.

При тампонировании под давлением вымыв тампонажного раствора из зоны дефекта колонны не рекомендуется.

На время ОЗЦ скважину необходимо оставлять под избыточным давлением в пределах 40-60 % от достигнутого при задавливании тампонажного раствора за колонну. Через 24 ч ОЗЦ давление в колонне стравливается, и допуском труб определяется местоположение цементного моста.

Опрессовывается колонна, поднимаются трубы из скважины, и при необходимости проводятся запланированные геофизические исследования.

Цементный мост разрушается до глубины не менее чем на 3 м ниже глубины расположения дефекта колонны, причем к разрушению цементного моста в зоне дефекта колонны следует приступить не менее чем через 96 ч после окончания тампонажных работ.

4.7 Ликвидации заколонных перетоков в горизонтальных скважинах

Данная технология предназначена для ликвидации заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением «гибких труб» или НКТ. Сущность способа заключается в изоляции негерметичности цементного кольца или негерметичности пакера манжетного цементирования, устанавливаемого выше незацементированного фильтра горизонтального ствола, закачкой в интервал негерметичности изоляционного материала с предварительной блокировкой и изоляцией горизонтального участка ствола высоковязкой низкофильтрующейся структурированной жидкостью.

К блокирующей жидкости предъявляются следующие требования:

- жидкость должна быть совместима с пластовыми жидкостями и породой и не ухудшать фильтрационно-емкостные свойства пласта;
- жидкость должна иметь низкую фильтрацию, что обеспечивает сохранение коллекторских свойств продуктивной части пласта, и облегчает пуск скважины в работу. Требования к скорости инфильтрации блокирующей жидкости в зависимости от проницаемости пласта будут выглядеть следующим образом:
- менее 0,01 мкм².....1,1·10⁻⁶ м/с;
- 0,010-0,050 мкм².....2,6·10⁻⁶ м/с;
- 0,050-0,100 мкм².....14,6·10⁻⁶ м/с;
- жидкость должна сохранять свои параметры при пластовой температуре не менее 24 ч;
- жидкость при прокачке должна обладать невысоким гидравлическим сопротивлением, обеспечивающим ее прокачку по «гибкой трубе» диаметром 38 и 44 мм;
- жидкость должна обладать технологичностью приготовления в условиях единичной скважины и куста скважин.

Данным требованиям соответствуют некоторые жидкости глушения и гидроразрыва. В качестве блокирующих жидкостей предлагаются следующие растворы, прошедшие испытания на скважинах или отвечающие выше перечисленным требованиям:

- раствор глушения на углеводородной основе (РУО);
- инвертно-эмульсионный раствор (ЖГ-ИЭР) для глушения скважин;
- жидкость гидроразрыва на водной основе фирмы «Clear Water».

Порядок выполнения работ с использованием НКТ. После проведения подготовительных работ, производится закачка блокирующей жидкости с расходом, достигнутым на установившемся режиме приемистости, при открытом затрубном пространстве до заполнения горизонтального фильтра. Объем блокирующей жидкости рассчитывается с учетом объема горизонтального ствола скважины, объема кольцевого пространства за фильтрами и коэффициента кавернозности, равного 1,15. Последующая продавка осуществляется при закрытом затрубном пространстве.

Заполнение горизонтального участка ствола скважины блокирующей жидкостью фиксируется ростом давления на агрегате до 12-13 МПа при одновременном снижении расхода закачиваемой жидкости.

Если весь объем блокирующей жидкости закачать не удалось, необходимо закачку продавочной жидкости продолжить в объеме, требуемом для установки равновесия между столбом жидкости в трубном и затрубном пространствах. Расчет ведется из условия, что объем трубного пространства относится к затрубному пространству в соотношении 1:3. Плотность блокирующей жидкости (при работе с НКТ) желательно иметь равной плотности жидкости глушения с целью предупреждения перетоков при СПО.

Далее необходимо плавно снизить давление закачки блокирующей жидкости и давление в затрубном пространстве и убедиться в отсутствии перетоков.

Поднять НКТ на 3-4 м ниже верхнего интервала изоляции. Промыть верхний интервал фильтра от блокирующей жидкости закачкой 0,3-0,5 м³ жидкости глушения при открытом затрубном пространстве и от остатков технологических жидкостей закачкой водного раствора ПАВ. Определить приемистость на воде и в том режиме работы агрегата, что и в начале производства работ (без блокирующей жидкости).

При приемистости более 150 м³/сут закачка и продавка тампонажного раствора производится через НКТ под давлением 10,0-11,0 МПа, но не превышающем давление стабилизации более, чем на 0,5-1,0 МПа. При закачке

тампонажной и продавочной жидкостей необходимо штуцировать выкид из затрубного пространства для исключения явления образования вакуума, что обеспечит надежный контроль за движением тампонажной смеси.

При продавке тампонажного раствора не рекомендуется допускать высоких скоростей подачи жидкости. Даже при высокой приемистости продавку вести при минимальной подаче жидкости с периодическими (на 3-4 мин.) остановками закачки для формирования прочной фильтрационной корки. Цементы с пониженной водоотдачей обеспечивают формирование тонкой и прочной фильтрационной корки. Периодическими остановками процесса при низких скоростях нагнетания наращивание корки ускоряется, что, в конечном итоге, обеспечит эффективность работ.

Расположение НКТ в интервале изоляции при задавливании цементных растворов не допустимо, так как из-за интенсивной инфильтрации жидкой фазы из цементного раствора сокращаются сроки схватывания смеси, что может привести к прихвату НКТ.

Для исключения возможности попадания тампонажного раствора в затрубное пространство необходимо поднять НКТ на 10-15 м выше интервала изоляции, и излишки цементного раствора вымыть обратной промывкой с контролем их выноса.

После ОЗЦ определяется глубина кровли цементного моста и производится опрессовка эксплуатационной колонны на проектное давление. Цементный мост разбуривается и скважина промывается до забоя.

При применении в качестве блокирующей жидкости раствора на углеродной основе с твердой фазой (мел, мраморная крошка) производится установка кислотной ванны в горизонтальном стволе с последующей промывкой.

Скважина осваивается пенной системой или снижением уровня азотной установкой ПАКК-9/160 до получения устойчивого притока жидкости при депрессии, не превышающей 2,0-3,0 МПа. При отсутствии притока в процессе освоения производится СКО.

При получении притока воды проводятся геофизические исследования на «гибкой трубе» по уточнению результатов предыдущих исследований, по определению источника обводнения и профиля притока. При подтверждении наличия заколонной циркуляции работы повторяются.

При отсутствии приемистости изолируемого интервала или наличия приемистости менее 150 м³/сут. возможно проведение кислотной обработ-

ки с последующей повторной установкой блокирующей жидкости. В случае использования в качестве блокирующей жидкости раствора на углеводородной основе, когда отсутствует его деструкция, необходимость повторной установки опадает. При отсутствии достаточной приемистости рекомендуется проведение изоляционных работ через специальные перфорационные отверстия выше пакера ПДМ в следующей последовательности:

- на НКТ устанавливается разделительная мостовая пробка МПЦ-190А;
- устанавливается цементный мост на разделительную пробку, закачкой цементного раствора в объеме 0,5-0,7 м³ через НКТ с последующей срезкой излишнего раствора на 10-15 м выше разделительной пробки;
- после ОЗЦ опрессовывается эксплуатационная колонна, поднимаются НКТ, производится перфорация эксплуатационной колонны;
- с целью уточнения наличия заколонного перетока производятся работы по вызову притока с последующими ГИС;
- при подтверждении перетока определяется приемистость;
- в случае плохой приемистости (менее 150 м³/сут. при давлении 12,0-14,0 МПа) производится кислотная обработка интервала перфорации.

Проведение РИР с применением колтюбинговой установки. Для проведения изоляционных работ с колтюбинговой установкой («гибкая труба») скважина оборудуется технологическими трубами (НКТ диаметром 89 мм) со специальным патрубком (мандрелью) для установки газлифтного клапана. Трубы должны иметь равнопроходное сечение (не менее 76 мм). Глубина спуска НКТ в горизонтальных скважинах должна быть на 50-100 м выше фильтра, в скважинах с боковыми стволами – на один метр выше воронки адаптера.

Производство работ с применением колтюбинговой установки должно проводиться в соответствии с «Технологическим регламентом на производство работ с использованием колтюбинговой установки» действующим на месторождениях Обществ.

С учетом необходимости прокачки вязких, структурированных жидкостей используется «гибкая труба» диаметром 44,5 мм (1,75»), длиной, соответствующей искусственному забою горизонтальной скважины.

Устье скважины оборудуется специальной планшайбой с запорной арматурой, имеющей диаметр проходного сечения не менее 76 мм.

Спускается перо диаметром 55 мм на «гибкой трубе» и скважина промывается до искусственного забоя. В случае наличия в скважине участка открытого забоя, глубина спуска пера ограничивается башмаком обсадной колонны.

Определяется приемистость при давлении 10,0-12,0 МПа и режиме агрегата, обеспечивающем установившееся давление в течение 10 мин. В случае наличия в скважине участка открытого забоя, глубина спуска пера ограничивается башмаком обсадной колонны.

Производится закачка блокирующей жидкости при открытом кране высокого давления до заполнения горизонтального фильтра на 10 м выше верхних отверстий интервала перфорации. Объем блокирующей жидкости рассчитывается с учетом объема горизонтального ствола скважины, объема кольцевого пространства за фильтрами и коэффициента каверности, равного 1,15.

При установке блокирующего экрана в ГС с применением «гибкой трубы» плотность блокирующей жидкости не регламентируется.

Последующая закачка расчетного количества блокирующей жидкости с учетом заколонного пространства осуществляется продавкой под давлением, близким к давлению при определении приемистости, с одновременным подъемом «гибкой трубы» до глубины 3-5 м ниже кровли фильтра. Перекрытие горизонтального участка ствола скважины блокирующей жидкостью фиксируется ростом давления и его стабилизацией при остановке закачки.

Плавным открытием крана высокого давления, давление снижается до атмосферного.

При открытых кране высокого давления и затрубном пространстве необходимо прокачать 0,5-0,8 м³ жидкости глушения для освобождения от блокирующей жидкости интервала изоляции, перекрытого «гибкой трубой». Убедиться в наличии циркуляции между НКТ 89 мм и эксплуатационной колонной.

Закачать водный раствор ПАВ в интервал изоляции с целью очистки его от остатков технологических жидкостей и определить приемистость интервала изоляции.

При приемистости более 150 м³/сут. дальнейшие работы провести в следующей последовательности:

- произвести цементную заливку под давлением 10,0-11,0 МПа с одновременным подъемом пера «гибкой трубы» и остановкой на 5-10 м выше интервала изоляции;

- при закачке тампонажной и продавочной жидкостей необходимо шту-цировать выкид из затрубного пространства для исключения явления образования вакуума и обеспечения надежного контроля за движением тампонажной смеси;
- при продавке тампонажного раствора не рекомендуется допускать высоких скоростей подачи жидкости. Даже при высокой приемистости продавку вести при минимальной подаче жидкости с периодическими (на 3-4 мин.) остановками закачки для формирования прочной фильтрационной корки. Цементы с пониженной водоотдачей обеспечивают формирование тонкой и прочной фильтрационной корки. Периодическими остановками процесса при низких скоростях нагнетания наращивание корки ускоряется, что, в конечном итоге, обеспечит эффективность работ;
- после закачки цементного раствора произвести срезку остатков цементного раствора с оставлением моста высотой 20-30 м;
- произвести промывку скважины по «гибкой трубе» с одновременным ее подъемом и противодавлением 5,0 МПа. После выхода пера из воронки подключить промывку кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной без остановки промывки по «гибкой трубе». Объем промывки — 1,5 объема эксплуатационной колонны на глубину спуска НКТ;
- оставить скважину на ОЗЦ под давлением 4,0-5,0 МПа;
- спустить на «гибкой трубе» перо и промыть скважину до цементного моста;
- спустить на «гибкой трубе» забойный двигатель Д1-54 с расширителем диаметром 70 мм. Разбурить цементный мост до интервала на 1-2 м ниже кровли фильтра, промыть скважину и произвести опрессовку эксплуатационной колонны;
- при герметичности эксплуатационной колонны разбурить цементный мост, промыть скважину до «чистой воды»;
- спустить на «гибкой трубе» перо, промыть скважину до забоя от блокирующей жидкости;
- освоить скважину пенной системой или снижением уровня азотной установкой ПАКК-9/360 до получения устойчивого притока жидкости при депрессии, не превышающей 2,0-3,0 МПа.

При применении в качестве блокирующей жидкости раствора на углеводородной основе с твердой фазой (мел, мраморная крошка) произвести установку кислотной ванны в горизонтальном участке ствола с последующей промывкой.

При отсутствии притока в процессе освоения произвести СКО. Промыть горизонтальный ствол с применением устройства с боковыми наклонными насадками и повторно освоить скважину.

При получении притока воды провести геофизические исследования на «гибкой трубе» по уточнению результатов предыдущих исследований по определению источника обводнения и профиля притока. При подтверждении наличия заколонной циркуляции работы повторить.

При отсутствии приемистости изолируемого интервала или наличии приемистости менее 150 м³/сут. проводится кислотная обработка с последующей повторной установкой блокирующей жидкости. В случае использования в качестве блокирующей жидкости раствора на углеводородной основе, когда отсутствует его деструкция, необходимость повторной установки блокирующей жидкости отпадает.

При не достижении достаточной приемистости рекомендуется проведение изоляционных работ через специальные перфорационные отверстия выше пакера ПДМ. При этом порядок проведения работ должен быть следующим:

- установка цементного моста или надувного пакера конструкции фирмы «Вaker» с перекрытием его песчаным мостом для исключения контакта с цементным раствором;
- после установки моста или пакера опрессовать эксплуатационную колонну, поднять «гибкие трубы», произвести перфорацию эксплуатационной колонны в интервале изоляции;
- с целью уточнения наличия заколонного перетока произвести работы по вызову притока с последующими ГИС;
- при подтверждении перетока определить приемистость;
- в случае низкой приемистости (менее 150 м³/сут. при давлении 12,0-14,0 МПа), произвести кислотную обработку интервала перфорации;
- при достижении приемистости 150 м³/сут. произвести работы в соответствии с планом работ.

4.8 Изоляция прорыва газа в нефтяных скважинах, эксплуатирующих нефтегазовые залежи

Расчет безгазового периода эксплуатации несовершенной скважины с экраном на линии ГНК в нефтяной залежи и обоснование радиуса газоизоляционного экрана. Прорыв газа в нефтедобывающие скважины возможен как по вертикали (ввиду отсутствия плотных разделов и высокой проницаемости по восстанию пласта – газ из газовой шапки), так и по горизонтали (латеральная фильтрация газа). При этом эффективность изоляции прорыва газа будет зависеть от радиуса проникновения газоизолирующего состава с целью перекрытия условной границы раздела газ – нефть, блокировки каналов фильтрации и образования конуса газа.

Исследуя динамические задачи конусообразования при дебитах и депрессиях выше их предельных значений, возможно обоснование протяженности радиуса газоизоляционного экрана. Решения этих задач, относящихся к классу задач с подвижной границей, представляются случайными функциями, требующими численного интегрирования с применением ЭВМ. Наиболее эффективными в математическом отношении являются решения В.Л. Данилова, Р.М. Каца и Ю.С. Абрамова, которые получили очень сложное уравнение движения границы раздела в безразмерных переменных, но, ограничившись случаем главного направления движения точки границы раздела по оси скважины ($r = 0$), они получили приближенную формулу.

Для «разноцветных» жидкостей (одножидкостная система) эти же авторы получили точное решение для движения точки раздела по оси скважины в однородно-изотропном пласте:

$$\tau = (1 - f_0^3) - 3h^2(1 - f_0) , \quad (4.5)$$

где $f_0 = z_0/h_H$. При $f = h$ получают время безгазового периода. Авторы приводят результаты расчетов, из которых видно, что наличие непроницаемых пропластков замедляет продвижение границы раздела к скважине. Наибольшее влияние слабопроницаемые пропластки оказывают тогда, когда газонасыщенная толщина меньше продуктивной, т.е. когда $h_r/h_H < 1$. При $h_r/h_H > 2$ продолжительность безгазового периода уже не зависит от газонасыщенной толщины. Но дело в том, что надо уметь рассчитать

не только безгазовый период, но и время истощения, по возможности, с учетом реальных свойств пласта и жидкостей.

Н.Е. Павловым и Р.И. Медведским дано решение интегродифференциального уравнения, полученного Ю.С. Абрамовым для условий притока «разноцветных» жидкостей при поршневом вытеснении в однородном анизотропном пласте:

$$\tau = 6k^* \left\{ \frac{4h^2(1-f^3)k^{*3}}{\sqrt{r-k^*(f+\bar{h})^2} - \sqrt{r^2+k^*(f-\bar{h})^2}} - \frac{1-f}{4k^*} \left[\sqrt{r+k^*(f+\bar{h})^2} - \sqrt{r^2+k^*(f-\bar{h})^2} \right] \right\} \quad (4.6)$$

При $r = 0$ и $f = z_0/h_H$ из выражения (3.20) следует уравнение движения точки по оси скважины:

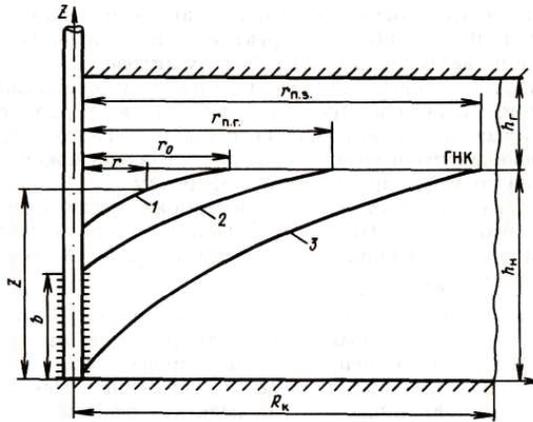
$$\tau_0 = k^{*3} \left[(1-f_0^3) - 3h^2(1-f_0) \right]; \quad f \geq \bar{h}; \quad r = 0. \quad (4.7)$$

Как видим, формулы (4.5) и (4.6) идентичны. Чтобы получить уравнение движения точки вдоль начального ГНК, надо принять в выражении (4.5) $f = 1$, что приводит к $\tau = 0$. Чтобы избежать этих особенностей, в формуле (4.6) принимается $f = 1$ под корнем и $f = 0,99$ в числителе и $\tau = \tau_0$, определенное по формуле (4.7):

$$\tau_0 = 6\bar{h}k^{*3} \left\{ \frac{0,2 \bar{h}^2 k^{*2}}{3 \left[\sqrt{r_0^2 + k^{*2}(1+\bar{h})^2} - \sqrt{r^2 + k^{*2}(1-h)^2} \right]^3} - \frac{0,0}{4k^*} \left[\sqrt{r_0^2 + k^*(1+\bar{h})^2} - \sqrt{r_0^2 + k^{*2}(1-\bar{h})^2} \right] \right\} \quad (4.8)$$

где $k^* = k_r/k_z$; $\bar{r}_0 = r/h_H$; $f = z/h_H$; k^* – коэффициент анизотропии пласта; k_r, k_z – проницаемость по горизонтали и вертикали соответственно; \bar{h}_H – нефтенасыщенная толщина пласта; \bar{h} – величина относительного вскрытия; r – радиус пространственного притока газа; z – ордината нижних отверстий интервала перфорации.

Для построения границы раздела газ – нефть по формуле (4.7) при $f_0 = 0$ принимается $\tau = \tau_{п.3}$, $0 < \tau < \tau_{п.3}$ и находят соответствующую ординату f заданному значению r (рисунок 4.1, кривая 3).



1 – в безгазовый период, 2 – в момент прорыва газа, 3 – при полном загазовывании скважины

Рисунок 4.1 Схема продвигания границы газ - нефть:

Решая уравнение (4.8) А.П. Телков (1990) получил профили границы раздела газ – нефть для загазованных скважин Лянторского месторождения. Результаты расчета графически изображены на рисунок 4.2.

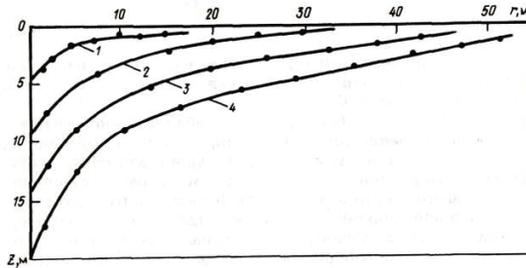


Рисунок 4.2 Профили границы раздела газ - нефть на момент полного загазовывания скважин при различных значениях нефтенасыщенной толщины $h_в$: 1 - 5 м, 2 - 10 м, 3 - 15 м, 4 - 20 м

Данные расчета границы раздела газ – нефть показывают, что газоизолирующий непроницаемый экран в загазованных скважинах Лянторского месторождения должен иметь протяженность 30 – 40 м (рисунок 4.3).

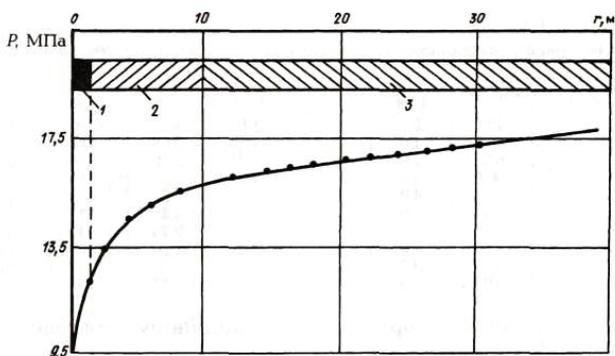
Обосновать радиус газоизоляционного экрана можно также, зная зону распространения депрессионной воронки. Радиус газоизоляционного экрана должен быть таким, чтобы он надежно перекрывал зону с максимальным перепадом давления между забоем скважин и пластом.

Такой расчет может быть выполнен по формуле распределения давления в пласте при установившейся фильтрации:

$$p(r) = p_{пл} - (p_{пл} - p_c) \ln(R_K / r) / \ln(R_K / r_{с.пр}); \quad (4.9)$$

$$r_{с.пр} = r_c e^{-(c_1 + c_2 + c_3)}, \quad (4.10)$$

где $r_{с.пр}$ – приведенный радиус скважины; $p_{пл}$ – пластовое давление; p_c – давление на забое скважины; R_K – условный радиус контура питания.



1 – «закрепляющий» состав, 2 – композиция на основе элементо-органических соединений и полимеров, 3 – водный раствор ПАВ

Рисунок 4.3 Распределение давления по пласту от забоя скважины до условного контура питания и схема формирования газоизолирующего экрана в пласте:

Как видно из рисунка 4.3, вблизи стенок скважины перепад давления самый высокий, а по мере удаления от ствола скважины в глубь пласта градиент давления уменьшается. Совершенно очевидно, что зона распространения изолирующего агента должна быть больше зоны «глубокой» депрессионной воронки (8 – 10 м), где перепад давления составляет более половины всего перепада давления в пласте. Если же газоизоли-

рующий экран создать в радиусе 30 – 40 м вокруг скважины, то перепад давления между удаленной зоной и на границе распространения изолирующего агента составляет всего 4 – 5% от пластового давления. Такие размеры изолирующего экрана надежно перекрывают путь поступления газа в скважину за счет образования газового конуса.

Следует отметить хорошее совпадение значений радиуса газоизолирующего экрана, оцененного различными расчетными методами путем решения динамической задачи конусообразования, а также путем расчета распространения давления в пласте при установившейся фильтрации.

Радиус изоляционного экрана в 30 – 40 м, по-видимому, будет иметь предельное значение, обеспечивающее перекрытие путей поступления газа в скважины, расположенные в контактной зоне и имеющие монолитное строение продуктивного пласта.

На других месторождениях будут встречаться более простые случаи, например изоляция газопритоков в частично загазованной скважине, изоляционные работы в скважинах, вскрывших высокоанизотропный пласт, и др. В этих случаях радиус изолирующего экрана должен быть гораздо меньше (не более 10 м).

Требования, предъявляемые к искусственному экрану, заключаются в создании его ниже перфорированной части пласта, оптимальная величина которого определяется предварительно расчетным или графоаналитическим методом. Толщина искусственного экрана не ограничивается и может составлять от доли метра до поверхности контакта нефть – вода.

При наличии неоднородности пласта, в зависимости от его коллекторских свойств и свойств материала экрана, интервал его создания может влиять на допустимую депрессию на пласт. Однако следует отметить, что допустимую депрессию можно повысить за счет увеличения радиуса экрана. Однако, как показали расчеты на примере конкретной скважины, слишком большие размеры при определенных величинах вскрытия и параметрах пласта приводят к существенным потерям энергии пласта в пределах созданного искусственного водоизоляционного экрана. При ограниченных устьевого и пластовом давлениях экраны с большими размерами могут привести к весьма низким забойным давлениям в скважинах, что не всегда желательно. Поэтому при создании искусственного экрана необходимо рассчитать вскрываемую толщину пласта, учесть параметры пласта по данным исследования соседних скважин, промысловой геофизики и др.

Если учесть, что большинство нефтяных месторождений по геологическим условиям в той или иной степени являются водоплавающими или оказываются таковыми по истечении некоторого периода их разработки, неизмеримо усложняемой при появлении воды в продукции скважины, то окажутся значимыми результаты, полученные при решении задач с изменяющимися граничными условиями, например получение безводных притоков нефти при установке экрана той или иной протяженности.

Влияние непроницаемого экрана на производительность и предельный безводный дебит скважины исследовалось многими учеными. До настоящего времени средства продления времени безводной эксплуатации весьма ограничены и включают в себя два основных: установку на забое скважины непроницаемого экрана и мероприятия, направленные на снижение рабочей депрессии. Если создать искусственный барьер под нижними отверстиями интервала перфорации, то можно существенно увеличить допустимую депрессию на пласт с подошвенной водой и, следовательно, предельный безводный дебит скважины.

В практике разработки нефтяных месторождений создание искусственного барьера осуществлялось значительно раньше, чем были разработаны аналитические методы определения влияния изоляционных работ на производительность скважин.

Толщина искусственного экрана при его установке, считая от поверхности раздела нефть – вода, является фактором, ограничивающим депрессию на пласт, а при установке, считая от подошвы вскрываемой части пласта, эти ограничения снимаются. Оптимальной толщиной искусственного экрана считается такая, при которой оставшаяся вскрываемая часть толщины пласта сможет обеспечить максимальный безводный дебит скважины. Естественно, что создание искусственного экрана вызывает дополнительное сопротивление и снижает производительность скважины для фиксированного забойного давления по сравнению со скважиной без экрана. Но получение устойчивых безводных притоков нефти, хотя и с меньшим дебитом, ушостью компенсирует негативное влияние искусственного экрана. Схема технологии ограничения прорыва газа из газовой шапки в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь, показана на рисунке 4.4.

Из всего сказанного в этом разделе можно сделать следующие выводы.

В силу того, что большинство нефтяных залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции подстилаются частично или полностью по-

дошвенными водами, оконтуриваются краевыми водами или имеет место и то и другое, даже в процессе освоения скважин, опытно-промышленных работ и особенно при эксплуатации в результате активного продвижения границы раздела, в продукции скважин появляется вода. Для предупреждения преждевременного внедрения начальной поверхности раздела в продуктивный пласт необходимо установить оптимальный режим работы скважины, обусловливаемый предельным безводным дебитом или депрессией, расположением наивыгоднейшего интервала вскрытия пласта и плотностью перфорации, созданием забойных непроницаемых экранов. Одним из многих, важных с гидрогазодинамической точки зрения, факторов, влияющих на предельные безводный дебит, депрессию и период безводной эксплуатации, является создание искусственных забойных непроницаемых экранов. Для создания экранов предлагается использовать разработанные нами композиции на основе элементоорганических, полимерных и других соединений.

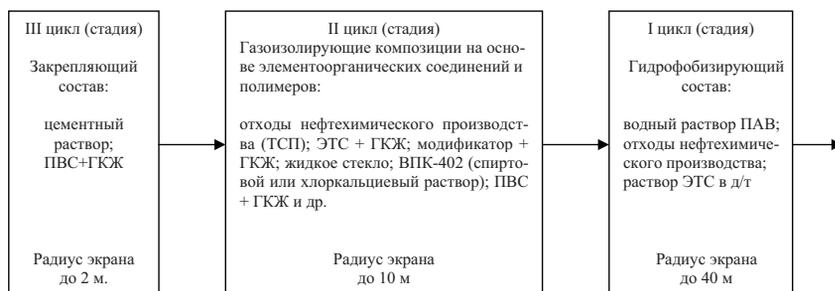


Рисунок 4.4 Схема технологии ограничения прорыва газа из газовой шапки в нефтяные скважины

Кратко рассмотрены и проанализированы вопросы конусообразования, выполнены расчеты предельных депрессий и дебитов несовершенных нефтяных скважин, времени безводной эксплуатации скважин с экраном для разных его положений по высоте относительно забоя скважины.

Используя уравнения И.А. Чарного и решения А.П. Телкова, обоснован радиус газоизоляционного экрана с перекрытием зоны максимального перепада давления между забоем скважины и пластом для нефтегазо-

вой залежи. Следует отметить хорошее совпадение значений радиуса газоизоляционного экрана, оцененного различными расчетными методами путем решения динамической задачи конусообразования, а также путем расчета распространения давления в пласте при установившейся фильтрации. Радиус изоляционного экрана в 30 – 40 м, вероятно, будет иметь предельное значение, обеспечивающее перекрытие путей поступления газа в скважины, расположенные в контактной зоне и имеющие монолитное строение продуктивного пласта. Установка на забое скважины непроницаемого экрана до настоящего времени является одним из способов продления времени безводной (безгазовой) эксплуатации скважин, хотя это и вызывает дополнительное сопротивление и снижает производительность скважины для фиксированного забойного давления по сравнению со скважиной без экрана, но получение устойчивых безводных (безгазовых) притоков нефти, хотя и с меньшим дебитом, полностью компенсирует негативное влияние искусственного экрана.

Расчетным путем установлено, что для обеспечения надежности и эффективности газоизоляционных работ в загазованных скважинах некоторых нефтегазовых месторождений Западной Сибири максимальная протяженность газоизолирующего экрана составляет 40 м. С учетом требований, предъявляемых к изолирующим композициям, установлено, что наибольший эффект при ремонтно-изоляционных работах может быть получен при закачке в скважину (за эксплуатационную колонну, в пласт) не какого-либо отдельного реагента, а при циклической (последовательной) закачке, например, водного раствора ПАВ (или другой гидрофобизирующей жидкости), состава на основе элементоорганических соединений и закрепляющего состава (на основе ПТМ или цемента). Предложена цикловая (стадийная) схема формирования и создания газоизоляционного экрана из разработанных нами композиций и обоснована возможность ее применения на различных нефтегазовых месторождениях Западной Сибири.

Технология изоляции прорыва газа в нефтяных скважинах, эксплуатирующих нефтегазовые залежи. Технология основана на последовательной закачке в нефтегазонасыщенный пласт водного раствора ПАВ, гелеобразующего, а затем закрепляющего составов. До разработки настоящей технологии в отечественной и зарубежной практике отсутствовали эффективные технологические процессы РИР, осуществляемые с целью изоляции газопитоков.

Технология предназначена для осуществления изоляции газопритоков в эксплуатационных загазованных нефтяных скважинах с высоким газовым фактором и высоким буферным давлением, прорыв газа в которые произошел из-за подтягивания конуса газа, либо газ в скважину прорвался по проницаемым пропласткам, либо в скважине имеет место заколонная циркуляция газа.

Практическая реализация данной технологической схемы РИР не лимитируется экономическим фактором, поскольку основной объем изолирующего экрана формируется из воды за счет образования водонефтяной эмульсии на газонефтяном контакте (ГНК) и гидратообразования в газовом пласте. Меньший объем формируется из дешевого гелеобразующего состава, а для закрепления изолирующего экрана в пласте требуется небольшой объем более дорогого, но очень эффективного кремнийорганического, либо другого закрепляющего тампонирующего состава.

При указанной последовательности радиального расположения изолирующих материалов в пласте, по мере увеличения депрессии, при приближении к стенке скважины из глубины пласта синхронно усиливаются изолирующие свойства тампонирующих материалов. В глубине пласта, где депрессия минимальна и на определенном расстоянии от скважины стремится к нулю, изолирующий экран представлен водонефтяной эмульсией, обладающей высоким градиентом сдвига, достаточным, чтобы препятствовать прорыву газа в нефтенасыщенную зону пласта. По мере увеличения депрессии требования к прочности изолирующего экрана возрастают, поэтому в пласт, вслед за водой, закачивают гелеобразующий состав. И, наконец, в зоне максимальной депрессии, расположенной у стенки скважины, изолирующий экран формируется из кремнийорганического тампонирующего состава, который благодаря комплексу высоких механических и адгезионных характеристик способен противостоять высокому перепаду давлений (до 20,0 МПа) без прорыва газа через изолирующий экран. Кроме того, большие радиальные размеры экрана, закрепление водонефтяной эмульсии и гелеобразующего состава в пласте с помощью кремнийорганического, либо другого тампонирующего материала, препятствуют их выносу из пласта при освоении и эксплуатации скважины после РИР и позволяют прогнозировать большую продолжительность технологического эффекта РИР.

Свойства тампонирующего материала, образующегося при отверждении кремнийорганического состава, позволяют проводить комплекс-

ные изоляционные работы по ликвидации газопритоков с последующим глинокислотным воздействием на прискважинную зону пласта (ПЗП) с целью вовлечения в разработку низкопродуктивных зон. Все это позволяет рассматривать данную технологию, как один из элементов технологической схемы комплексного воздействия на ПЗП с целью регулирования разработки нефтегазовой залежи и повышения нефтеотдачи.

В зависимости от геолого-физических условий пласта и технического состояния скважины закачку изолирующих составов в пласт осуществляют через существующий интервал перфорации или через спецотверстия.

Вначале в пласт закачивают воду из расчета 80-100 м³ на 1 м толщины газонасыщенной части пласта. При закачке воды в пласт на ГНК формируется водонефтяная эмульсия, которая при «старении» приобретает высокий градиент сдвига, благодаря чему у нее появляются хорошие изолирующие свойства, препятствующие прорыву газа (образование конуса газа) в глубине пласта. После закачки воды определяется приемистость пласта на 3-х установившихся режимах закачки, путем закачки в пласт на каждом режиме не менее 1 м³.

Если на первом этапе технологического процесса закачку воды производят цементировочным агрегатом, то учет объема закачиваемой воды производят по производительности насоса и времени закачки, для чего в вахтовом журнале бригады КРС специально отмечают эти параметры. В том случае, если закачку воды в ремонтируемую скважину производят непосредственно из нагнетательной скважины, то объем закачиваемой воды учитывают по приемистости пласта и продолжительности закачки. Выполнение данного пункта необходимо тщательно контролировать, т.к. путем сопоставления параметров приемистости после РИР с параметрами, определенными до РИР, производят предварительную оценку технологической успешности изоляционной работы, и, в случае необходимости, по этим данным принимают решение о проведении повторного цикла по закачке газоизолирующих составов.

На месторождениях ЗСНГП (Сургутский НГР, Нижневартовский НГР и др.) для газоизоляционных работ используют составы НВТС-1 (ВТС-1) и КРОСС-1, либо НВТС-2 (ВТС-2) и КРОСС-2. Для примера объем изолирующих составов типа КРОСС для геолого-физических условий Федоровского месторождения составляет 80-120 м³ на одну скважинооперацию, а для условий Лянторского месторождения 150-200 м³.

Объем «закрепляющего» состава типа НВТС (ВТС) составляет для условий Федоровского месторождения 2-3 м³ на одну скважино-операцию, а для условий Лянторского - 3-5 м³. После выполнения этих работ в скважину закачивают вязко-упругий состав, приготовленный на основе ПАА марки DKS или МСУ (0,6%), ацетата хрома (0,09%) и воды (остальное).

Непосредственно после закачки последней порции ВУС на основе ПАА и ацетата хрома в НКТ приступают к закачке в виде пробки «чистого» НВТС (с объемным соотношением АКОР-Б100 и неонла СНО-ЗБ — 3:2), специально оставленного в чанке ЦА-320 в необходимом объеме, который выполняет в данной технологии роль «закрепляющего» состава.

Изолирующие составы типа ВУС и НВТС (ВТС) окончательно продавливают из НКТ в пласт водой или соевым раствором в объеме, равном объему НКТ плюс «перепродавка» в объеме 0,5 м³ по НКТ и 0,5 м³ по затрубному пространству.

Скважина оставляется на 24 ч под давлением, достигнутом в конце продавки, для завершения процесса гелеобразования. После этого осуществляется обратная промывка скважины водой в объеме, равном полутора объемам НКТ и определяется приемистость пласта по воде. Если в результате РИР приемистость пласта уменьшилась более чем на 50% от первоначальной, то операции по закачке газоизолирующих составов ВУС и НВТС (ВТС) повторяют.

В наиболее сложных случаях, например, в случае очень высокой приемистости пласта (более 800 м³/сут.) в качестве закрепляющего состава на заключительной стадии РИР в пласт целесообразно закачивать комбинированный закрепляющий состав, включающий кремнийорганический тампонажный состав и цементный раствор, либо использовать в качестве закрепляющего состава цементный раствор.[7,13,14,15].

4.9 Технические приемы при тампонажных работах в скважинах

Результат РИР во многом зависит от показателей используемого тампонажного материала. Однако, качество материала само по себе еще не определяет эффективности изоляционных работ. Нередко тампонажный материал, прошедший успешные лабораторные испытания, в условиях, моделирующих забойные, попав в скважину, не выполняет своего назначения. Види-

мо, технологические приемы, используемые при его доставке в изолируемую зону, не могут обеспечить условий, при которых данный материал проявляет все присущие ему полезные свойства. Поэтому, вопросам управления технологическим процессом следует уделять самое серьезное внимание. Следует отметить, что влияние управляющих воздействий на механизм формирования изоляционных экранов изучено недостаточно. Анализ результатов РИР позволяет выделить ряд технологических приемов, эффективность которых подтверждена накопленным опытом.

Приготовление тампонирующей смеси следует производить в средней емкости, положение которой обеспечивает работу насосов ЦА под залив. При этом повышается коэффициент наполнения насосов, что благотворно влияет на режим работы агрегатов, достигается гомогенность тампонирующей смеси при колебаниях плотности раствора по объему не более $0,02 \text{ г/см}^3$, уменьшается содержание атмосферного воздуха в системе, подсосываемого при затворении цемента в гидросистеме и др. Это позволяет транспортировать к изолируемой зоне тампонирующую смесь с параметрами, практически идентичными параметрам смеси, приготовленной при лабораторных испытаниях.

В процессе закачивания и продавливания тампонирующей смеси высокой плотности в трубах образуется вакуум. При этом возможны подсос атмосферного воздуха через не плотности запорной арматуры и аэрация закачиваемых жидкостей (тампонажной и продавочной), значительное опережение головной пачки тампонирующей смеси по сравнению с расчетным ее положением из-за разрыва потока. Часть состава может оказаться за НКТ до закрытия выкида из затрубного пространства, возможны ошибки в расчетных параметрах процесса из-за аэрации жидкости.

Поэтому, при транспортировании тампонирующей смеси по НКТ следует штудировать выкид из затрубного пространства. Наличие некоторого избыточного давления в трубном пространстве исключит явления вакуума, тем самым обеспечит уверенный контроль за движением тампонажной смеси.

При тампонировании под давлением в незаполняющихся скважинах после закачивания продавочной жидкости в НКТ рекомендуется делать паузы от 3 до 10 мин. При этом происходит выравнивание гидростатических давлений в трубном и затрубном пространствах, равномерное распределение тампонирующей смеси в заколонном пространстве самотеком, деаэрация жидкости в НКТ.

При нагнетании не рекомендуется допускать высоких скоростей подачи жидкости. Если приемистость нарушения колонны хорошая, необходимо планировать минимальную подачу жидкости. Следует помнить, что конечной целью работ является не только заполнение каналов утечки тампонажной смесью, но и формирование на их стенках прочной фильтрационной корки из откольтматировавшейся твердой фазы раствора. Поэтому целесообразно периодически прекращать подачу жидкости. Продолжительность остановок зависит от интенсивности поглощения раствора и может планироваться от 1 до 10-15 мин. и более.

Каждая очередная остановка стимулирует наращивание фильтрационной корки, вследствие чего каналы утечки сужаются. При этом наблюдается постепенный рост давления нагнетания, что способствует уплотнению фильтрационной корки. В некоторый момент каналы утечки оказываются перекрытыми фильтрационной коркой, на что указывает резкий рост давления нагнетания. Если достигнутое давление неустойчиво, то периодическим подкачиванием добиваются его стабилизации.

Снижение эффективности работ при очень высоких давлениях нагнетания связано, видимо, с выдавливанием сформированной корки из каналов утечки. Другой возможной причиной могут быть необратимые процессы в окружающих колонну цементном кольце и горных породах – гидроразрывы, раскрытие трещин и прочее.

При использовании необработанных цементных растворов на стенках каналов утечки формируется толстая рыхлая фильтрационная корка. При хорошей приемистости и высоких скоростях нагнетания такая корка легко разрушается потоком цементного раствора. Если она все же перекрывает каналы утечки, то затвердевший камень характеризуется невысокими физико-механическими показателями (особенно при низких температурах), не всегда отвечающими требованиям качественной изоляции.

Цементы с пониженной водоотдачей обеспечивают формирование тонкой и прочной фильтрационной корки. Периодическими остановками процесса при низких скоростях нагнетания наращивание корки ускоряется. В конечном итоге, каналы утечки оказываются надежно изолированными.

Таким образом, если при низкой приемистости скважины использование цементных растворов с пониженной водоотдачей обязательно, то при хорошей приемистости – желательно.[13].

Многолетняя практика цементирования под давлением свидетельствует о том, что лучшие результаты бывают, когда давление нагнетания, достигнув планируемого значения, не снижается после прекращения подачи жидкости в течение от 5 до 10 мин. Тенденция к повышенным давлениям нагнетания не всегда оправдана.

Высокие давления планируют, как правило, при низкой приемистости скважины или, когда последняя практически отсутствует. Утечка жидкости из колонны, в этих случаях, происходит по микроканалам, проникнуть в которые твердая фаза раствора зачастую не может даже при высоких давлениях. Кроме того, частичному заполнению канала утечки способствует высокая водоотдача цементного раствора, вследствие чего подвижность раствора резко снижается, и твердая фаза, коагулируясь, закупоривает зону ввода.

В указанных случаях, когда приемистость скважины меньше $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ МПа, целесообразно использовать цементные растворы с пониженной водоотдачей. При этом задавливание целесообразно вести при минимальной производительности ЦА с перепуском части продавочной жидкости в мерную емкость агрегата.

Расположение НКТ в зоне фильтра или дефекта колонны при задавливании водоцементных растворов в пласт недопустимо. При наличии перепада давления в поглощающей части скважины из тампонирующей смеси идет интенсивное отфильтровывание жидкой фазы. При использовании водоцементных растворов этот фактор, из-за снижения водоцементного соотношения, вызывает резкое сокращение сроков схватывания смеси, что в совокупности с другими факторами (температура, давление, время проведения операции) может служить причиной прихвата НКТ.

В случае применения цементных растворов, затворенных на дизтопливе, процесс отфильтровывания жидкой фазы идет еще интенсивнее. В интервале перфорации образуется плотная спрессованная пробка из обезвоженного цемента, которая может явиться причиной прихвата НКТ.

Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн следует проводить с оставлением цементного моста против зоны ввода тампонирующей смеси за колонну. Накопленный опыт работ с вымыванием тампонажного раствора из зоны дефекта свидетельствует о низкой эффективности РИР. Это связано с тем, что при вымыве тампонажного раствора промывочная жидкость под перепадом давления (нередко значительного) фильтруется в зону дефекта и частично размывает формирующийся экран.

На время ОЗЦ, особенно при ремонте колонн, скважину следует оставлять под избыточным давлением, что исключает отдачу задавленного за колонну цементного раствора и обуславливает напряженное состояние стенок скважины под действием внутреннего давления и упругого сопротивления горных пород. При этом затвердевший тампонажный экран будет испытывать дополнительное сжатие от воздействия массива горных пород, окружавших колонну. Допускаемая нагрузка при опрессовке будет увеличена на величину давления, потребного для снятия напряжения с изоляционного экрана.

Следует иметь в виду, что в обсадных колоннах диаметром 214 мм и более, заполненных водой, происходит гравитационное оседание цементных растворов. Под дефектом колонны или нижней границей устанавливаемого разделительного моста рекомендуется устанавливать взрывпакер или другие несущие устройства.

Избыточное давление в колонне при ОЗЦ имеет значение, превышение которого снижает качество работ. Объясняется это тем, что при разрядке скважины после ОЗЦ, вследствие упругой деформации обсадных труб, происходит отрыв колонны от окружающего цементного кольца. Образующаяся кольцевая щель может служить каналом для жидкости в колонне, допускаемый объем утечки которой при опрессовке строго регламентирован. Можно предположить, что при разрядке скважины происходит разрушение экрана под воздействием упругих деформаций горного массива.

Ориентировочно, величину избыточного давления при ОЗЦ следует устанавливать в пределах 40-60% от достигнутого при цементировании.

Опыт исправительного цементирования свидетельствует, что лучшие результаты бывают, когда достигнутое при нагнетании цементного раствора давление не сбрасывают (для вымыва излишек цемента и подъема НКТ в безопасную зону), а плавно снижают до некоторого значения, при котором скважину, оставляют на ОЗЦ.

Этот прием возможен, когда башмак НКТ устанавливают над интервалом нарушения колонны на расстоянии, вмещающем расчетный объем тампонажной смеси, или при комбинированном способе цементирования, Необходимость разбуривания, в некоторых случаях, цементных стаканов несколько большей протяженности не должна сдерживать применение этого способа, так как разбуривание цемента в общем балансе времени занимает незначительную часть, вполне оправдываемую ожидаемым результатом работ.

Однако необходимо иметь в виду, что при использовании комбинированного способа цементирования необходимо применять пластифицирующие и стабилизирующие добавки, обеспечивающие на расчетное время исходную подвижность раствора. Следует учитывать, что закачанный в скважину необработанный раствор во время подъема НКТ находится в покое и, в связи с процессом структурообразования, может превратиться в непрокачиваемую или малоподвижную массу.

При изоляции сквозных дефектов обсадных колонн продолжительность ОЗЦ должна составлять не менее 3 суток. Исследования свидетельствуют о том, что к этому времени прочность цементного камня достигает удовлетворительных значений.

Через сутки после окончания цементирования в скважине можно проводить необходимые работы. Однако, от разбуривания цементного моста в непосредственной близости к интервалу нарушения колонны (от 15 до 20 м) следует воздержаться до истечения запланированного срока во избежание нарушения цементного кольца от ударов долота и труб о колонну.

Перед опрессовкой колонны необходимо тщательно промыть скважину. Нежелательно попадание в жидкость, заполняющую колонну, воздуха, который может исказить результат испытания на герметичность. Поэтому, перед установкой опрессовочной головки устье скважины должно быть доступно для визуального контроля.

Не следует сразу поднимать давление до требуемого значения. Подавать жидкость рекомендуется при минимальном расходе с периодическими остановками, способствующими равномерному распределению давления на цементный экран.

При выдержке колонны под давлением в течение контрольного времени нагнетательную линию следует отсоединить от опрессовочной головки для визуального контроля за утечками из запорной арматуры.

Если в колонне был установлен разделительный мост (взрыв-пакер), и расстояние до искусственного забоя (h_3 , м) значительно меньше расстояния до забоя скважины (H , м), то герметичность колонны следует оценивать по формуле:

$$\Delta P_{\phi} = \frac{\Delta P_H h_3}{H}, \quad (4.11)$$

где ΔP_{ϕ} — фактическое снижение давления в колонне при опрессовке, МПа;

ΔP_H — наблюдаемое снижение давления, МПа.

Если ΔP_ϕ согласуется с нормативными требованиями, то после разбухания искусственного забоя герметичность колонны контролируют повторной опрессовкой.

Избыточное давление на устье при опрессовке колонны должно на 10% превышать максимальное пластовое давление. Тем самым исключается возможность пропуска жидкости (газа) через колонну в наиболее жестких режимах эксплуатации или при прорыве флюида из наиболее активного пласта. Одновременно обеспечиваются условия для РИР, связанные с созданием в колонне значительных избыточных давлений (цементирование под давлением, кислотные обработки и др.).

Однако при цементировании под давлением для изоляции дефектов в верхних интервалах обсадных колонн, приуроченных к слабосцементированным высокопроницаемым породам, РИР носят затяжной характер, связанный с многократным повторением операций и не обеспечивают требуемой степени герметичности колонны после ремонта. Это объясняется тем, что тампон из цементного камня не имеет прочной опоры, т.к. подстилается горными породами с низкими значениями давления гидроразрыва и при опрессовке колонны разрушается. Для формирования в таких условиях высокопрочных экранов необходимы специальные тампонажные материалы.

Если использование других методов РИР, связанных с изменением конструкции скважины (спуск дополнительной колонны и др.), по условиям эксплуатации скважины невозможно, то рекомендуется после согласования с геолого-технической службой предприятия-заказчика, как исключение, снизить требования к герметичности отремонтированной колонны.

Действительно, фактический перепад давления на отремонтированный дефект при прорыве флюида из наиболее активного пласта разреза определяется, как разность между внутренним и наружным давлениями на колонну.

С учетом принятого коэффициента запаса прочности надежность изоляции будет обеспечена, если сформированный тампонажный экран будет отвечать нормам герметичности при избыточном давлении в колонне для опрессовки, равном:

$$\Delta P_{on} = 1,1 \cdot (P_{nl} - P_H), \quad (4.12)$$

где P_{nl} — пластовое давление проявлявшего пласта, МПа;

P_f — поровое (пластовое) давление горизонта, к которому приурочен дефект колонны, МПа.

Так, при наличии в разрезе скважины газового пласта, характеризующегося $P_{nl} = 13$ МПа, обсадная колонна, в соответствии с действующими правилами, должна быть герметична при $P_{on}=15$ МПа. Если отремонтированный дефект колонны приурочен к горизонту, где $P_H=5,0$ МПа, то при прорыве газа перепад давления на тампонажный экран составит $P_{nl} - P_H = 8$ МПа.

Перегон газа за колонну будет исключен, если тампонажный экран будет герметичен при $P_{on}=1,1 \cdot 8 \approx 9$ МПа.

Подобные скважины при эксплуатации должны находиться под специальным контролем.

При последующих технологических операциях в стволе, связанных с высокими перепадами давления на колонну, дефект может быть изолирован с помощью пакерующих устройств.

РИР закачкой тампонирующего состава в колонну, заполненную промывочной жидкостью. Схема применяется при условиях, описанных выше, а также в случае притока жидкости после снижения уровня в колонне.

После установки НКТ скважина промывается до выравнивания плотностей жидкости внутри НКТ и затрубном пространстве. На это укажет отсутствие перелива при открытых трубном и затрубном пространствах. При использовании гелеобразующих составов ЦА-320 обвязывается с нагнетательной линией, а выкидная и приемная трубы насоса агрегата должны быть обвязаны с приемным бачком.

Через НКТ тампонирующая смесь закачивается и продавливается до равновесия столбов жидкости в трубах и кольцевом пространстве.

Для нагнетания смеси в каналы негерметичности в колонне необходимо создать избыточное давление в пределах регламентированного и периодическим подкачиванием добиться его стабилизации. Скважину оставить на ОЗЦ под давлением на 24 ч.

После ОЗЦ, тампонирующий состав, оставшийся в затрубном пространстве и превратившийся в гель, вымывается из скважины.

При использовании отверждающихся тампонирующих составов после восстановления равновесия столбов жидкости в трубах и кольцевом пространстве, нижний конец НКТ необходимо приподнять над уровнем тампонирующей смеси на высоту от 30 до 50 м.

При обратной промывке производится контрольный вымыв для проверки отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ.

Для нагнетания смеси в каналы негерметичности в обсадной колонне создается избыточное давление в пределах допустимого при опрессовке, и периодическим подкачиванием необходимо добиться его стабилизации.

На период твердения состава (ОЗЦ) скважину оставить под давлением не менее давления в затрубном пространстве (P_3).

После ОЗЦ плавным допуском НКТ уточняется верхняя граница тампонажного моста. Для разбуривания моста необходимо использовать трехшарошечное долото, и бурение производить с навеса.[7,13].

РИР с применением МДР (модифицированный доотмывающий реагент). В качестве основного материала используется торф. В результате специальной термохимической обработки исходного торфа создается химически модифицированный торф. Известно, что в торфе содержится значительное количество гуминовой кислоты, которая по своему составу и свойствам похожа на нафтеновые кислоты, содержащиеся в нефти. Гуминовые кислоты создают нерастворимые соединения с многозарядными катионами металлов, в частности нерастворимые гуматы кальция.

Щелочные экстракты торфа используются для направленной кольматации порового объема нефтенасыщенной породы для перераспределения потоков вытесняющей воды из водопромытых зон повышенной проницаемости в зоны, неохваченные вытеснением.

РИР с применением МДР с силикатом натрия Na_2SiO_3 (жидкое стекло). Технология направлена на решение проблем водоизоляции в высоко- и низкопоглощающих интервалах пластов, ликвидации нарушений эксплуатационных колонн, заколонных перетоков и др.

Применение данной технологии позволяет достичь продолжительного эффекта по изоляции водо-газонасыщенных участков (зон и интервалов обработки), от нефтенасыщенных интервалов добывающих скважин, создать направленное движение нагнетаемой жидкости скважин для ППД и не допустить уход нагнетаемой жидкости в нерабочие интервалы пластов, а также обеспечить максимальное ограничение притока пластовой воды и газа в нефтенасыщенные зоны в процессе эксплуатации скважин.

Состав композиции (I):

- МДР (фракция до 0,16 мм ТЩК (торфо-щелочной концентрат) в количестве 63 % от массы не растворившегося торфа);
- водный 20 %-ный раствор Na_2SiO_3 ,

Соотношение компонентов 1 и 2 берется как 1:1, т.е концентрация жидкого стекла в составе соответствует 10 % -там, а МДР разбавляют в 2 раза.

Состав композиции (II):

- МДР (фракция до 0,16 мм ТЩК (торфо-щелочной концентрат) в количестве 63 % от массы не растворившегося торфа);
- водный 40 %-ный раствор Na_2SiO_3 .

Соотношение компонентов 1 и 2 берется как 1:1, т.е концентрация жидкого стекла в составе соответствует 20 % -там, а МДР разбавляется в 2 раза.

Использовать данные композиции рекомендуется в коллекторах с высокой неоднородностью, наличием трещин и в высокопроницаемых водопромытых зонах. Образующиеся гели, структурированные нерастворившимся торфом, хорошо закрепляются на поверхности пород, не разрушаются при депрессии до 10.0 МПа.

РИР с использованием цементных растворов. В фирме ООО «КАТОБЬНЕФТЬ» РИР производится с использованием отечественного цемента марки «Дюлогцем» фирмы «Дюккердорф (Германия)» с добавлением химических реагентов фирмы «CatGmbH» (замедлитель срока схватывания цементного раствора CAT-CR-180, CAT-CR-220; пластификатор CAT-CDJ-26; диспергатор CAT-CDJ-12, CAT-CDJ-110; понизитель водоотдачи CAT-CEL-117, CAT-CEL-110; контроль миграции газа CAT-CEL-117; ускоритель –СЕХ-201; пеногаситель - CAT-CAF-34, Clea-air-100, Clea-air-300, ТБФ; микросферы LZA-1; глинопорошок – Эм-Ай-гель, новые полимерные и др.

По технологии СК «ПетроАльянс» РИР проводятся с использованием тампонажных составов на базе цементов стандартов API с химическими добавками, в том числе на основе смол и полимеров.

Технология закачки тампонажных растворов предусматривает ведение работ под давлением через пакеры-ретенеры с последующей глубокопроникающей и одновременно шадящей перфорацией перфораторами типа «Predotor» и «Prospektor».

РИР с применением гелиевых и цементных растворов, содержащих облегченные цементные добавки, проводятся с целью ликвидации поглощений и изоляции водонасыщенных коллекторов, ликвидации перетоков, негерметичности эксплуатационных колонн. Применение гелевого раствора с содержанием микросор LZA-1 позволяет оттеснить пластовую воду, создав блок-экран из искусственных пузырьков, и тем самым препятствуя проникновению большого количества цемента в пласт.

Затем закачивают низкодисперсный материал – глинопорошок (Эм-Ай-гель).

5 ВИДЫ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ И ИЗОЛИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

5.1 Ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн

В данном разделе будет рассматриваться ликвидация двух основных причин негерметичности эксплуатационных колонн — негерметичность резьбовых соединений и сквозных дефектов тела трубы.

Для ликвидации негерметичности резьбовых соединений в обсадных колоннах, в каналы которых не входит обычная водоцементная суспензия, существуют изолирующие составы, которые будут описаны ниже.

Для ликвидации негерметичности сквозных дефектов обсадных колонн рекомендуется использовать цемент или изолирующие составы на его основе с различными добавками, которые также будут описаны ниже.

Состав на основе алкилрезорциновой эпоксифенольной смолы (АЭФС). Поставка АЭФС (товарное название — гидрофобный тампонажный материал — ГТМ-3) осуществляется в металлических бочках емкостью 200 л комплектно с отвердителем полиэтиленполиамином (ПЭПА) партиями по ГОСТ 6242-72.

Гарантийный срок хранения АЭФС при температуре от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$ - 6 месяцев с момента изготовления. По истечении гарантийного срока АЭФС допускается к применению после анализа, подтверждающего активность материала. Алкилрезорциновая эпоксифенольная смола изготавливается сланцеперерабатывающим комбинатом «Кохтла Ярве» в соответствии с ТУ 3830.937-75. Отвердитель ПЭПА марки «Б» выпускается Стерлитамакским химическим заводом в соответствии с ТУ-6-02-594-70.

После смешения АЭФС с отвердителем раствор обладает способностью отверждаться на воздухе в пресной и высокоминерализованной водах, нефти и органических жидкостях. Термостойкость АЭФС $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$. АЭФС хорошо совмещается как с активными, так и с инертными наполнителями (цемент, соль, песок, опилки, кордное волокно и др.).

Образцы из АЭФС, а также АЭФС с цементом имеют повышенную стойкость к агрессивным высокоминерализованным водам и концентрированным кислотам во времени, а также обладают антикоррозионными диэлектрическими свойствами.

Физико-механические параметры образцов из АЭФС и цемента, затворенного на рабочем растворе АЭФС, обладают высокими адгезионными свойствами и повышенной прочностью по сравнению с цементными (таблица 5.1)

Таблица 5.1.

Технологические параметры рабочих растворов на основе АЭФС

№ рабочего раствора	Состав рабочего раствора, % вес.			Удельный вес, г/см ³	Рас-текае-мость, см	Тем-пе-ра-ту-ра эк-зо-тер-мии, °С	Среднее увеличение объема раствора при введе-нии це-мента	Сроки схваты-вания, ч-мин.		Прочность, кгс/см ² через 48 час. на		Примечание
	АЭ-ФС	ПЭ-ПА	це-мент					нача-ло	конец	из-гиб	сжа-тие	
1	100	3,0	-	1,05	25	34	-	12-35	14-30	70	180	Технологиче-ские параме-тры образцов определялись при нормаль-ных условиях. Образцы упру-го-эластичные, непроницае-мые даже при перепаде дав-ления до 25 МПа
2	100	2,5	-	1,05	25	32	-	14-50	16-40	70	150	
3	100	2,0	-	1,05	25	27	-	16-55	18-50	70	140	
4	100	2,5	-	1,19	25	32	5	13-45	15-50	80	170	
5	100	2,5	25	1,35	23	30	10	12-30	14-25	90	190	
6	100	2,5	50	1,51	21	29	15	11-45	13-25	110	22	
7	100	2,5	75 100	1,67	19	28	20	9-30	12-05	190	280-320	
8	100	1,0	-	1,05	25	-	-	5-20	8-20			Параметры по-лучены при температуре +55 °С
9	100	1,0	50	1,35	23	-	10	3-05	6-00			
10	100	1,0	100	1,67	19	-	20	2-05	4-40			
11	100	1,0	-	1,05	25	-	-	2-00	5-00			Параметры по-лучены при температуре +80 °С
12	100	1,0	50	1,35	23	-	10	0-50	3-00			
13	100	0,5	-	1,05	25	-	-	4-30	7-30			
14	100	0,5	50	1,35	23	-	10	1-50	4-40			
15	100	0,5	25	1,19	25	-	5	2-30	6-00			

Отвержденная смола обеспечивает надежное сцепление с поверхностью горных пород, металла труб и старого цементного камня, смоченных пластовой водой или нефтью. Камень, сформированный из АЭФС или цемента, затворенного на рабочем растворе АЭФС, обладает упруго-пластичными и безусадочными свойствами, газо-, водо- нефтенепроницаем при давлениях до 25 МПа.

Плотность раствора АЭФС легко регулируется в пределах 1050-1700 кг/м³ за счет введения цемента, вязкость составляет 25-35 с по ВЗ-4.

Фильтрат раствора АЭФС или цемента, затворенного на АЭФС, не содержит воды, отверждается в порах и трещинах горных пород, заполненных флюидом. При смешении АЭФС с водой состав коагулирует с образованием отверждающейся упругопластичной массы.

Для предупреждения преждевременной коагуляции состава АЭФС в процессе его закачивания в зону нарушения, необходимо применять органические безводные буферные жидкости (нефть, дизтопливо и др.).

В соответствии с инструкцией по технологии ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонных перетоков в бурящихся и добывающих скважинах с помощью АЭФС, разработанной ОАО «Сургутнефтегаз», для ликвидации негерметичности резьбовых соединений в обсадных колоннах и перетоков в скважинах, вскрывших пласты с малой и средней проницаемостью (150-800 мД), рекомендуется применять маловязкий рабочий раствор АЭФС с 1-5 %-тами отвердителя ПЭПА.

Для приготовления рабочих растворов на основе АЭФС на скважине используется стандартная цементировочная техника (ЦА-320М, СМН-20, СМ-4 и др.).

Отвердитель ПЭПА вводится в состав смолы непосредственно перед его закачиванием в ствол скважины. При введении отвердителя в АЭФС и перемешивании происходит экзотермический процесс с выделением тепла и нагрева раствора. Продолжительность экзотермической реакции составляет 25-45 мин., после чего рабочий раствор приобретает исходную температуру.

В зависимости от количества вводимого отвердителя и цемента изменяются технологические параметры рабочих растворов смолы (таблица 5.1).

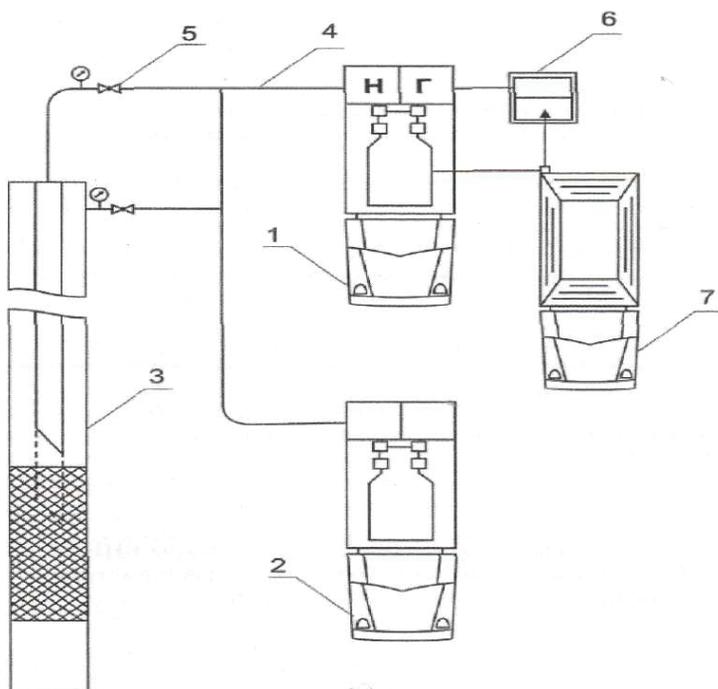
Для ликвидации негерметичности обсадных колонн ориентировочный расход рабочего раствора смолы составляет 20-50 л на 1 м интервала нарушения.

Продолжительность приготовления рабочего раствора смолы, его закачивание и задавливание в интервал нарушения не должны превышать 1-1,5 часа, в зависимости от забойной температуры или температуры в интервале нарушения обсадной колонны.

Для проведения ремонтно-изоляционных работ с применением АЭФС на скважине необходимо иметь: ЦА-320М, СМ-4, компрессор, гидромеханический пакер, автоцистерну с буферной жидкостью (безводная нефть, дизтопливо), осреднительную мерную емкость, АЭФС с отвердителем ПЭПА и другое оборудование.

Способ ликвидации негерметичности с помощью АЭФС заливкой под давлением применим в скважинах с любой приемистостью.

Для приготовления рабочего раствора смол и проведения изоляционных работ обвязывается оборудование, согласно рисунку 5.1.



- | | |
|--------------------------------------|-----------------------|
| 1 — ЦА-320М; | 5 — задвижки; |
| 2 — ЦА-320М с продавочной жидкостью; | 6 — чанок; |
| 3 — обрабатываемая скважина; | 7 — СМН-20; |
| 4 — нагнетательные линии; | Н — нефть, Г - ГТМ-3. |

Рисунок 5.1 – Схема обвязки оборудования при ликвидации негерметичности обсадной колонны с помощью АЭФС заливкой под давлением

Водяной насос ЦА-320М со смолой подключить к смесительной машине (СМ-4 или СМН-20). Перед приготовлением смоляного или смолоцементного растворов насосы и все нагнетательные линии необходима заполнить первой порцией буферной жидкости (нефть или дизтопливо). Второй ЦА-320М с продавочной жидкостью обвязать с затрубным пространством. В левую половину мерной емкости ЦА-320М загрузить необходимое количество буферной жидкости (безводные нефть, дизтопливо или дистиллят).

Одновременно со сливом из бочек в чанок заданного количества АЭФС, равномерно ввести требуемое количество (1-5%) отвердителя (ПЭПА). Смесь откачать в правую мерную емкость ЦА-320М и при круговой циркуляции перемешать в течение 5-10 мин., после чего рабочий раствор готов для нагнетания в скважину.

По колонне НКТ при открытом кольцевом пространстве последовательно закачать 100-200 л буферной жидкости (первый буфер), $\frac{2}{3}$ расчетного объема раствора смолы и $\frac{1}{3}$ объема рабочего раствора смолоцемента для моста, 200 л буферной жидкости (второй буфер) и расчетное количество продавочной жидкости, до равновесия столбов жидкости в колонне НКТ и кольцевом пространстве.

Приподнять открытый конец колонны НКТ выше уровня тампонажного состава на 80-100 м. При обратной промывке произвести контрольный вымыв для проверки отсутствия тампонажного состава в кольцевом пространстве и в колонне НКТ.

Тампонажный состав задавить в интервал нарушения и за обсадную колонну из расчета оставления 10-15 м моста над зоной нарушения. Давление задавливания не должно превышать величины допустимого давления опрессовки обсадной колонны, проведенной перед РИР.

При указанном давлении скважину герметизировать и оставить в покое на 24-72 часа для ожидания затвердевания смолоцементного камня (ОЗСЦК).

Мерные емкости ЦА, в которых была смола, и нагнетательные линии к устью скважины отмыть 0,5-1,0 м буферной жидкости или глинистым раствором.

По истечении времени ОЗСЦК допуском НКТ нащупать голову моста, опрессовать мост, после чего колонну НКТ извлечь из скважины.

Для эффективного разбуривания смолоцементного камня, который к этому времени еще обладает упруго-эластичными свойствами, следует применять трехшарошечное долото типа Т.

Гелеобразующие составы (ГОС). ГОС применяются для герметизации резьбовых соединений эксплуатационных колонн, в том числе и в газлифтных скважинах.

Гелеобразующие составы (таблицы 5.2, 5.3), разработанные во ВНИИБТ, представляют собой водные растворы полиакриламида. При добавлении в них сшивающих агентов — формалина и водорастворимой смолы или солей хрома происходит пространственная сшивка и образование гидрогеля.

Таблица 5.2.

Количество компонентов, необходимых для приготовления 1 м³ вязкоупругих композитных систем на основе водорастворимых смол

Композитные системы	Количественные соотношения реагентов					
	ПАА, 8% гель, кг	смола ГРС 2% р-р, м ³	смола ФР-12 или СФ-282, м ³	состав ТС-10, м ³	формалин 37-40%, м ³	вода, м ³
1	112	0,09	-	0,018	0,018	0,780
2	223	0,09	-	0,018	0,018	0,669
3	120	-	0,019	0,019	0,019	0,842
4	240	-	0,019	0,019	0,019	0,722
5	60	-	-	0,001	0,020	0,019
6	104	-	-	0,001	0,020	0,875

Таблица 5.3.

Количество компонентов, необходимых для приготовления 1 м³ вязкоупругих систем с солями хрома

Количественные соотношения реагентов		
ПАА 0,5-2% р-р, м ³	соль шестивалентного хрома (двухромовокислый натрий), кг	восстановленный агент (тиосульфат натрия), кг
1000	2-6	2-6

Время гелеобразования составов регулируется изменением содержания сшивающих добавок.

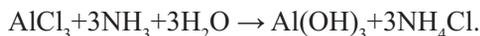
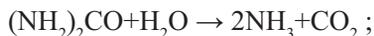
При подборе рецептур и приготовлении состава следует руководствоваться РД 39-1-465-80 «Руководство по применению вязкоупругих композитных систем при проведении геолого-технических мероприятий в скважинах» и «Временной инструкцией по приготовлению ВУГ-2» (ВНИИКрнефть).

Для приготовления составов набрать в мерную емкость ЦА-320 расчетный объем воды и создать круговую циркуляцию. Постепенно добавить расчетное количество ПАА и перемешивать до получения однородной массы. Время перемешивания зависит от марки ПАА: 0,5-1 ч при использовании 8% гелеобразного ПАА; 2-3 ч - 50% сухого ПАА; 15-20 мин. — импортного ПАА. Ввести последовательно после перемешивания предыдущего компонента смолу, затем формалин или бихромат натрия, затем тиосульфат натрия.

Гелеобразующий состав «ГАЛКА» (разработчик ИХН (г.Томск) и товарной формы – ВНИИЦ «НГТ»). Представляет собой слегка желтоватую жидкость, плотностью 1190-1210 кг/м³, температура замерзания – 20 – 25 °С.

Технологический процесс получения реагента представляет собой растворение карбамида [(NH₂)₂CO] в 20,0 % - том растворе отхода хлористого алюминия (AlCl₃).

Физико-химическая сущность процесса создания барьеров для фильтрации воды в продуктивном пласте с помощью состава «ГАЛКА» заключается в том, что под действием температуры продуктивного пласта (+70 °С и выше) происходит химическое превращение компонентов с образованием геля гидрата окиси алюминия [Al(OH)₃]. Карбамид в водной среде гидролизует с образованием аммиака (NH₃) и двуокиси углерода (CO₂) по схеме:



Образующийся гель гидроксида алюминия препятствует фильтрации воды в водонасыщенной части продуктивного пласта и приводит к перераспределению фильтрационных потоков, выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, снижению обводненности продукции добывающих скважин.

Существует твердые товарные формы композиции «ГАЛКА»:

- ГАЛКА- Термогель - С - для пластов с $t > +70$ °С;
- ГАЛКА- Термогель - У - для пластов с $t = 40-70$ °С;

- ГАЛКА- Термогель - НТ - для пластов с $t = 20-40$ °С.

Гелеобразующий состав (пеногель) – композиция «МЕТКА» - разработчик ИХН (г.Томск). Этот состав может использоваться как эффективное средство ограничения водопритоков, ликвидации заколонных перетоков, предотвращения прорыва газа, ликвидации газовых конусов и др. В состав композиций «МЕТКА» входят продукты промышленного отечественного производства.

Гелеобразующий состав «РОМКА» - разработчик ИХН (г.Томск). Этот состав применим при комплексной технологии ограничения водопритоков в нефтяных и газовых скважинах. Может использоваться (как и состав «ГАЛКА» и «МЕТКА») для увеличения охвата пласта воздействием, регулирования фильтрационных потоков, ограничения водопритоков при заводнении и паротепловом воздействии.[7,13].

Составы на основе нефтеводной эмульсии (разработчик – фирма «Нафта – С», специально для применения на нагнетательных скважинах ОАО «ЮНГ».

Составы содержат до 20,0%-тов углеводородной фазы; 3-4% эмульгатора (тарин, Нефтехим, Нефтенол-НЗ, Превоцел, Неонол и др.); до 1,0% наполнителя (ПАА, бентонитовая глина и др.)

Рецентура подбирается для каждой скважины с учетом ее приемистости:

- до 100-150 м³/сут – без наполнителей;
- 150-300 м³/сут – с ПАА;
- 300-500 м³/сут – с ПАА + бентонитовая глина;

Водонефтяная эмульсия на основе продукта «Изопласт-Д». Рецентура водонефтяной эмульсии подбирается в каждом конкретном случае в зависимости от проницаемости пласта, типа коллектора и эффективной толщины пласта.

Рекомендуемые соотношения водной и углеводородной фаз от 2,0:1,0, до 3,0:1,0. При данных соотношениях получается водонефтяная эмульсия с условной вязкостью 250-500 с.

Объем закачки: 2,0-3,0 м³ на 1 м эффективной толщины пласта.

Компонентный состав эмульсии, %:

- водная фаза - 50-75;
- углеводородная фаза - 25-50;
- продукт «Изопласт-Д» - 0,5-2,0;

- эмульгатор - 1,0-2,0.

Тампонажная композиция «Гранит». Тампонажная композиция «Гранит» позволяет закрепить эмульсионный экран в зоне наибольших скоростей фильтрации (т.е. закачивание эмульсии, затем её закрепление «Гранитом»).

Состав тампонажной композиции, %:

- ТК «Гранит» - 75-100;
- катализатор – 0-30;
- наполнитель 0-10.

Для определения компонентного и процентного состава тампонажной композиции определяющим фактором служит температура и приемистость интервала пласта, где производится ремонт.

При температуре от + 15 °С до 100 °С и выше ТК «Гранит» используется с катализатором в объеме до 5,0 %-тов.

При приёмистости скважины от 250 до 300 м³/сут при давлении P=10,0 МПа в композицию вводится мелкодисперсный наполнитель, что существенно повышает эффективность изоляции зон поглощения, улучшает пластичность образующего камня, увеличивает ударную стойкость к вибрационным нагрузкам.

Технология водоограничения на основе эмульсий, стабилизированных продуктом «Изопласт-Д» с последующим докреплением тампонажной композицией «Гранит» позволяет создать структуру, устойчивую во времени к различным геологопромысловым условиям.

Состав ТК «Гранит»:

- ТК «Гранит» - жидкость с условной вязкостью до 3,5 с по воронке ВП-5(40 МПа·с), плотность не менее 1180 кг/м³. Обладает высокой адгезией к поверхности металла и породы; после полимеризации устойчива к вибровоздействию и действию кислот;
- катализатор – неорганические и органические кислоты (HCl, H₂SO₄, HF, толуолсульфокислота, щавелевая и др).

Состав на основе ацетонофенольной смолы. Состав представляет собой водный раствор ацетонофенольной смолы (АЦФ)с отвердителем — раствором жидкого натриевого стекла с добавками полиакриламида.

Сроки загустевания состава на основе АЦФ регулируют изменением содержания жидкого стекла. Базовая рецептура тампонирующего состава представлена в таблице 5.4.

Для приготовления тампонирующего состава в специальную емкость или мерник цементировочного агрегата набрать расчетный объем воды и при круговой циркуляции ввести последовательно едкий натр, жидкое стекло, полиакриламид, смолу АЦФ-3. Ввод каждого последующего реагента производить после тщательного перемешивания предыдущего. После получения однородной смеси состав готов к применению.

Таблица 5.4.

Базовая рецептура и сроки загустевания состава на основе АЦФ

Состав, композиция	Компоненты								Время загустевания при °С				
	АЦФ		ПАА		жидкое стекло		вода		20	40	60	80	100
	части	%	части	%	части	%	части	%					
1	100	23,6	2,53	0,6-0,7	20	4,7	300	70,9	-	S-9 сут,	16 ч	3 ч	1 ч
2	100	23,1	2,53	0,6-0,7	30	6,9	300	69,3	8 сут.	20 ч	3,5 ч	40 мин.	15 мин.
3	100	22,3	2,53	0,6-0,7	45	10,0	300	67,0	28 ч	-	30 мин.	-	-
Примечание. Начальная условная вязкость составов (Т) составляет 33-45 с.													

Для приготовления тампонирующего состава в специальную емкость или мерник цементировочного агрегата набрать расчетный объем воды и при круговой циркуляции ввести последовательно едкий натр, жидкое стекло, полиакриламид, смолу АЦФ-3. Ввод каждого последующего реагента производить после тщательного перемешивания предыдущего. После получения однородной смеси состав готов к применению.

Полимерный тампонажный состав «Ремонт-1». Состав представляет собой смесь смолы ТС-10 со смолами КС-11 или Крепителем М-2 и наполнителем — керогеном.

Смолы ТС-10 и ТС-10-6А представляют собой однородную смесь сланцевых фенолов, этиленгликоля и водного раствора едкого натра. Это жидкости темно-коричневого цвета с характерным запахом. Способны смешиваться с водой до соотношения 1:10. Плотность при 20 °С составляет 1160 кг/м³, температура замерзания -30 °С. При транспортировке и хранении составы предохраняют от воздействия прямых солнечных лучей. Гарантийный срок хранения составов 1 год с момента изготовления. После истечения указанного срока составы должны быть проверены на

соответствие требованиям ТУ. Поставляются в стальных бочках на 200 л и железнодорожных цистернах.

Крепитель М-2 — продукт конденсации мочевины с формальдегидом, стабилизированный аммиаком. По внешнему виду — однородная, сиропообразная жидкость плотностью 1150-1200 кг/м³. Растворим в воде до соотношения 1:100. Температура замерзания -18 °С. Выпускается в соответствии с ТУ 6-05-1596-77 Кусковским химзаводом. Крепитель М-2 поставляется в металлических бочках вместимостью 200л. Температура хранения должна быть не выше +25 °С.

Карбамидная смола КС-11 — продукт конденсации карбамида с формальдегидом (сиропообразная жидкость светло-желтого цвета), негорюч, невзрывоопасен, растворим в воде, температура замерзания -18 °С. Выпускается в соответствии с ТУ 6-05-1375-80. Срок хранения при 35 °С - 8 мес, при 45-50 °С - 4 мес. Смолу КС-11 разливают в чистые сухие железнодорожные цистерны (ГОСТ 10674-75.) Смолу хранят в емкостях при температуре не выше +25 °С в герметично закрытой таре, защищенной от воздействия прямых солнечных лучей.

Кероген-70 по внешнему виду представляет из себя порошкообразное вещество светло-коричневого цвета с плотностью 1250 кг/м³. Температура воспламенения 450 °С, удельная поверхность 250-350 м / кг. Допустимое содержание влаги — не более 2,5 %. Выпускается в соответствии с ТУ 38-10940-75 сланцеперерабатывающим комбинатом «Сланцы» (г.Сланцы Ленинградской обл.). Кероген-70 поставляют в мешках массой 25 кг.

Приготовление тампонажного раствора «Ремонт-1» осуществляют с помощью цементирующей воронки при последовательном дозировании состава ТС-10, мочевиноформальдегидной смолы М-2 или КС-11 и Керогена-70.

Дозирование компонентов полимерного тампонажного раствора производят в соответствии с таблицей 5.5.

В зимнее время жидкие компоненты необходимо разогревать до +10 – 20 °С. Разогрев острым паром недопустим.

При работающем агрегате в воронку из бочек или из автоцистерны заливают ТС-10. После слива ТС-10 в воронку начинают сливать карбамидную смолу М-2 или КС-11. Жидкие смолы из бочек допускается сливать вручную или откачивать с помощью цементирующего агрегата.

Таблица 5.5.

Расход материалов для приготовления 1 м³ полимерного тампонажного состава «Ремонт-1» и его характеристики

Компоненты состава			Расте- кае мость, см	Время загустевания, ч, при °С			Предел проч- ности при сжатии, МПа		Предел прочности при изгибе, МПа		Усад- ка при крепле- нии в плас- товых
ТС-10, л	М-2, л КС- 11, л	коро- ген, кг		20	50	100	через 24 ч	через 168 ч	через 24 ч	через 168 ч	
300	300	420	18-19	12-13	2,0-3,0	0,8	4,0	6,0	1,8	2,2	0
300	300	220	24-25		-	-	-	-	-	-	0
300	600	220	24-25		2,0	0,5	4,0	6,0	1,8	2,4	0
300	600	420	18-19		-	-	-	-	-	-	0
300	300	420	18-19		2,0-3,0	0,8	4,5	6,0	2,0	2,5	0
300	300	220	24-25		-	-	-	-	-	-	0
300	600	420	18-19		2,0	0,5	4,5	6,0	2,0	3,0	0
300	300	220	24-25		-	-	-	-	-	-	0

Одновременно со сливом карбамидной смолы начинают подачу Керогена-70 из цементосмесительной машины. При отсутствии цементосмесительной машины допускается загружать Кероген-70 из мешков вручную.

После загрузки всех компонентов продолжается перемешивание раствора еще 10-15 мин. и в конце перемешивания производится контроль качества тампонажного раствора.

Качество полимерного тампонажного раствора контролируется в соответствии с требованиями ОСТ 39-051-77. При этом плотность раствора должна быть не выше 1300 кг/м³, вязкость – 2,5 СПЗ.

Показатели качества тампонажного раствора корректируются путем дополнительного введения ТС-10 (10-20 л на 1 м³ раствора) или Керогена-70 (10-20 кг на 1 м³ раствора). Разбавление тампонажного раствора пластовой водой запрещается.

Полиуретановая композиция «АНКОР» для изоляции водопритоков. Основными компонентами для этой композиции являются полиэфир и изоцианаты. При смешении их с водой происходит реакция с выделением углекислого газа (СО₂) с последующим образованием разветвленного пространственно сшитого эластичного полимера.

Состав полиуретановой композиции:

- компонент А – «Поропласт – плюс А-3017»;
- компонент Б - добавка для регулирования начала и окончания полимеризации.

Компоненты А и Б малотоксичны (4-ый класс опасности по ГОСТ 12.1. 007-76).

Технология: Используется передняя (нижняя) буферная жидкость (растворитель-ацетон) для предотвращения контакта полиуретановой композиции с водой и удаления нефтяной плёнки с металла и горной породы. В качестве задней (верхней) буферной жидкости может использоваться нефть, дизтопливо, метиленхлорид (для удаления нефтяной пленки с горной породы и нефтепромыслового оборудования).

Приготовление: В мернике ЦА-320 готовят технологическую композицию «АНКОР» из компонента А (200-400 кг) и компонента Б (5-25% об.). Компоненты перемешивают циркуляцией по замкнутому кругу в течение 15-20 мин.

Время полимеризации составляет 8-12 часов. Этой полиуретановой композицией можно производить ремонт обсадных колонн (изоляция сквозных дефектов, герметизация резьбовых соединений).

Состав для ремонтных работ в скважинах на основе микродура. «Микродур» – это особо тонкодисперсное минеральное вяжущее вещество (ОТВД) с гарантированно плавным изменением гранулометрического состава (от 6 мкм до 24 мкм). ОТВД микродур производится посредством воздушной сепарации пыли при помоле цементного клинкера. Производится в Германии фирмой «JNTRA-BAUGmbH». Разработка защищена Европейским патентом.

Водная суспензия микродура обладает текучестью, сравнимой с текучестью воды, даже при минимальном водомикродурном отношении (В/М). Температурный режим при применении суспензий на основе микродура соответствует условиям применения обычных цементов. Микродур – это альтернатива жидкому стеклу и полимерным композициям (эпоксидной, карбомидной, фенолформальдегидной и др.)

В состав ремонтной композиции входят 2,0 % – ный водной раствор ПВС (дисперсионная среда – 50,0 % об.), и смесь гипохлорита кальция $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ – 2.0 % об. с микродуром «U» - 48,0 % об. (патент РФ № 2326922).

Взаимное влияние компонентов друг на друга, их синэргетическое действие в данном составе позволяет за счет реакции полимеризации и отвер-

ждения в пластовых условиях образовывать закупоривающий поровое пространство водонасыщенного коллектора любой проницаемости материал, а также и в заколонном пространстве скважины при ликвидации межпластовых (заколонных) перетоков и негерметичности эксплуатационных колонн.

Состав можно применять для водоизоляции и крепления коллекторов любой проницаемости, поскольку он закачивается в пласт в виде маловязкого раствора, а образование тампонажного материала происходит непосредственно в пласте.

Состав на основе цементного раствора с пропантом. Технология изоляции негерметичности эксплуатационных колонн цементным раствором с жестким расклинивающим материалом – пропантом основана на том, что в каналах утечки необходимо создать экраны проницаемые для воды и непроницаемые для цемента. То есть технология и состав предполагают получение обезвоженного цементного теста, которое является более эффективным тампонажным материалом для изоляции негерметичности обсадных колонн в случае высокой приемистости.

При этом сразу же после обезвоживания, цементное тесто становится нетекучим, а благодаря низкому водоцементному отношению (В/Ц) через несколько часов тесто превращается в камень, который на всех этапах твердения имеет прочность в несколько раз большую, чем камень из раствора с В/Ц=0,5, и цементный камень расширяется при твердении.

В качестве жесткого расклинивающего материала используют пропант импортного производства марки 20/40 по API №16 или отечественного производства с аналогичными показателями. Этот пропант, в основном, состоит из частиц размером 1,19 мм, имеет абсолютную плотность частиц 3210 кг/м³, насыпную плотность 1860 кг/м³, имеет прочность при сдвливании не менее 41МПа.

На рис. 5.2 показаны основные виды РИР с применением цементного раствора.

Тампонажный состав готовится следующим образом:

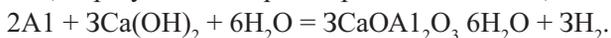
- расчетный объем воды смешивают с глинопопорошком, затем с пропантом;
- на приготовленной жидкости затворяют цемент и полученный тампонажный раствор закачивают в скважину.

Соотношение компонентов (в весовых частях): цемент — 0,58; глинопопорошок — 0,065; пропант — 0,065; вода — 0,29.

Технологию рекомендуется применять при приемистости 280-560 м³/сут., коэффициенте приемистости 70-112 (м³/сут.)/МПа.

Цементный раствор с добавкой пудры алюминиевой пигментной. Пудра алюминиевая пигментная (ПАП) выпускается по ГОСТ 5494-71. Основное ее назначение — приготовление краски серебристого цвета. Благодаря присутствию парафина ПАП является гидрофобной, что затрудняет приготовление водной суспензии. Поэтому для получения равномерной смеси используются растворы поверхностно-активных веществ (канифольное мыло, мылонафт, сульфонол, ГК и др.), которые придают чешуйкам пудры гидрофильность. Расход ПАВ в расчете на сухое вещество составляет 5% от массы пудры.

В результате взаимодействия алюминиевой пудры с гидроокисью кальция, образующейся при гидратации цемента, выделяется водород:



Частицы алюминиевой пудры становятся центрами образования газа, по мере накопления которого возникают и сохраняются сфероидальные ячейки, рассредоточенные по всему объему смеси.

Кинетика этих процессов зависит от свойств и количества алюминиевой пудры, химического состава и температуры смеси, ее начальной подвижности и вязкости, а также от скорости образования структуры с определенными механическими свойствами.

Экспериментально установлено, что в цементном растворе с добавкой алюминиевой пудры в результате реакции и образования газовой фазы возникает напряжение, которое частично или полностью компенсирует уменьшение объема раствора из-за контракции. Раствор расширяется, создавая избыточное напряжение, величина которого определяется количеством алюминия в растворе и значением первоначального гидравлического давления (таблица 5.6).

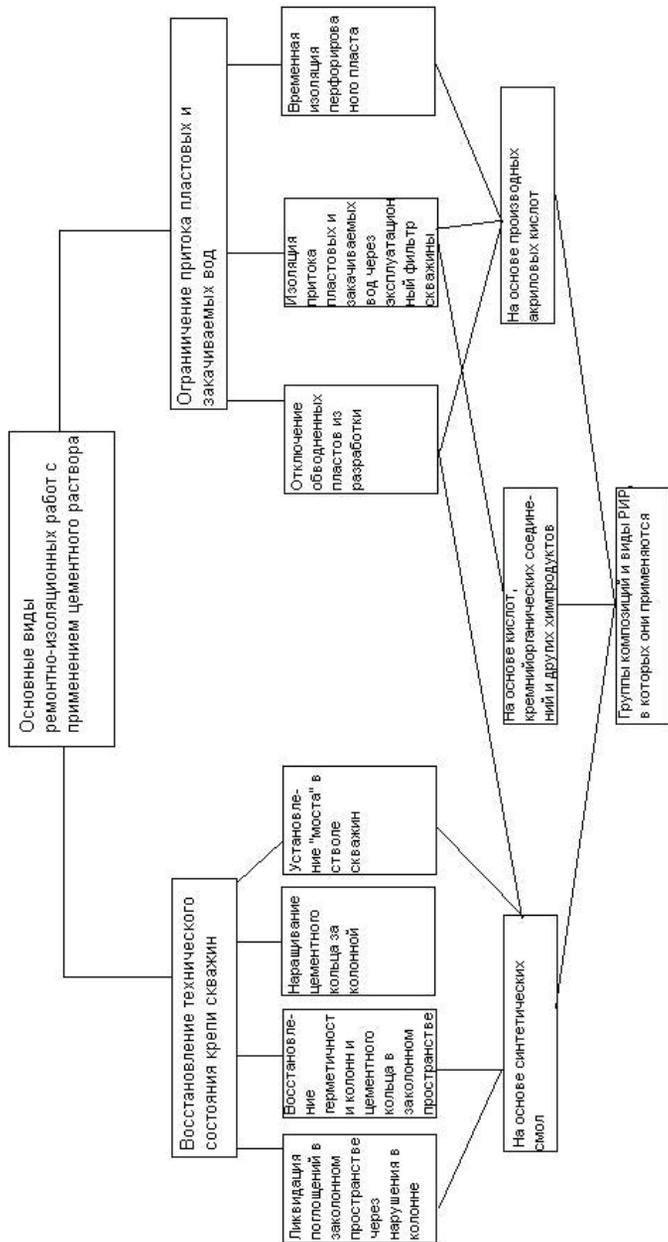


Рисунок 5.2- Основные виды ремонтно-изоляционных работ с применением цементного раствора

Таблица 5.6.

Изменение давления в цементном растворе с ПАП

№ п/п	Количество ПАП, %	В/Ц	Температура, °С	Гидравлическое давление, МПа			Время наступления максимальной репрессии, ч.-мин.
				начальное	конечное	репрессия	
1	0,2	0,45	23	3	12,7	9,7	2-30
2	0,2	0,45	25	10	17,5	7,5	3-00
3	0,2	0,45	21	20	21,1	1,1	3-30
4	0,4	0,45	20	3	19,7	16,7	4-30
5	0,4	0,45	25	20	26,5	6,5	4-00
6	0,4	0,45	25	20	26,3	6,3	4-30
7	0,4	0,60	26	30	33,5	3,5	5-00
8	0,6	0,60	23	30	37,7	7,7	5-40
9	0,6	0,60	50	30	38,5	8,5	2-00

Максимум репрессии (избыточного давления) в цементном растворе с добавкой алюминиевой пудры 0,2 % от массы цемента наступает через 2,5-3 ч, с добавкой 0,4 % пудры — через 4-4,5 ч, с добавкой 0,6 % - через 5-5,5 ч. Нагрев цементного раствора до 50 °С сокращает это время в 2-2,5 раза.

Оптимальная добавка алюминиевой пудры в цементный раствор составляет 0,2 % от массы цемента. При этом без заметного сокращения сроков загустевания цементный раствор становится абсолютно седиментационно устойчивым (сформированный камень обеспечивает герметичность горизонтальных каналов) и, главное, расширяется в процессе твердения (таблица 5.7).

Для приготовления смеси на линии закачки цементного раствора в скважину устанавливают эжектор. В мернике цементировочного агрегата готовят жидкость для затворения цемента: техническая вода + сульфол или превоцел (5-10 % от массы ПАП). На этой жидкости затворяют цемент и закачивают в скважину. Мерной кружкой в эжектор подсыпают расчетное количество алюминиевой пудры (0,2 % от массы цемента).

Цементный раствор с добавкой ПАП рекомендуется применять при приемистости 150-700 м³/сут., коэффициенте приемистости 22-160 (м³/сут.)/МПа.

Таблица 5.7.

Параметры цементного раствора и камня с добавкой алюминиевой пудры (В/Ц отношение = 0,5)

№ п/п	Добавка ПАП, % от веса цемента	Тип воды затворения	Температура воды, °С	Расстекаемость, см	Плотность цементного раствора, кг/м ³	Время схватывания, ч.-мин.		Прочность на изгиб, МПа
						начала	конца	
1	0,2	подтоварная	20	22,7	1810	5-45	8-15	0,3
2	0,2	сеноманская	20	21	1810		24-00	
3	0,2	солевой р-р NaCl уд.веса 1,12 г/см ³	20	17	1880	7-25	22-25	0,7
4	0,2	подтоварная	40	22,7	1810	4-00	4-40	0,8
5	0,2	сеноманская	40	21	1810	5-00	8-45	
6	0,2	солевой р-р NaCl уд.веса 1,12 г/см ³	40	17	1880	4-05	7-35	0,6
7	0,2	подтоварная	65	22,7	1810	2-00	3-55	0,9
8	0,2	сеноманская	65	24,5	1830	2-20	3-30	0,6
9	0,2	солевой р-р NaCl уд.веса 1,12 г/см ³	65	14	1880	8-15		

Цементный раствор с алюмосиликатными микросферами. Алюмосиликатные микросферы (АСМ) являются отходом сжигания каменного угля в ТЭЦ или других производств. Они представляют собой легкий сыпучий порошок серого цвета, состоящий из отдельных полых частиц сферической формы, истинная плотность которого, в зависимости от влажности, составляет 400-500 кг/м³. Минералогический компонентный состав представлен преимущественно SiO₂ - 54,4 %; Al₂O₃ - 25,1 %; Fe₂O₃ - 5,8 %; K₂O - 5,4 %; CaO - 1,7 %; MgO - 1,41 %; Na₂O - 1,07 % и др. Прочность на разрушение при гидростатическом сжатии составляет от 10 до 30 МПа.

Отечественной промышленностью серийно выпускается тампонажный портландцемент с добавкой 20 % - тов алюмосиликатных полых микросфер марки АСМ-500 (ТУ 21-22-37-94).

При В/Ц = 0,5 цементный раствор в нормальных условиях (давление 0,1 МПа, температура 20 °С) имеет плотность 1440 кг/м³, растекаемость по конусу АзНИИ — 22,5 см, время начала схватывания 8 ч 10 мин.

Под давлением 14 МПа, вследствие разрушения микросфер, время загустевания цементного раствора с добавкой 20% АСМ-500 на 40% меньше, чем у цементного раствора с добавкой 15% АСМ-500 (таблица 5.8).

Таблица 5.8.

Свойства облегченных тампонажных растворов с добавкой алюмосиликатных полых микросфер

№ п/п	Состав раствора, вес.ч.	Плотность раствора, кг/м ³	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин., (P=0,1 МПа, t=20 °С)		Время загустевания, (P=14 МПа, t=50 °С) ч-мин.	Водоотстой, мл	Предел прочности камня через 2 сут., МПа		Проницаемость камня через 2сут., x10 ⁻¹¹ см ²
				начало	конец			изгиб	сжатие	
1	1,0ц+0,50в	1830	25,0	7-50	8-30	-	2,5	4,4	16,0	0,35
2	0,90ц+ 0,10АСМ+0,50в	1600	23,0	8-30	10-00	3-10	0,0	2,6	11,2	-
3	0,85ц+ 0,15АМС+0,50в	1500	23,0	8-20	10-10	3-10	0,0	2,3	7,5	1,97
4	0,80ц+ 0,20АСМ+0,50в	1440	22,5	8-10	10-00	1-50	0,0	2,2	7,4	-

Разрушение микросфер сопровождается рядом специфических эффектов, выражающихся в резком повышении плотности раствора (до нормальной), активации цементного раствора за счет гидродинамических микроударов при схлопывании микросфер (кавитационный эффект) и разогреве цементного раствора за счет перехода энергии микроударов в тепловую и за счет сжатия газа в микросферах.

Все эти эффекты способствуют быстрому загустеванию и схватыванию цементного раствора.

Поскольку цемент с добавкой микросфер поступает в заводской готовности, технология изоляции негерметичности колонны сводится к за-

творению цемента, закачке цементного раствора в скважину, продавке его в интервал негерметичности.

Обратной промывкой производят срезку цементного раствора, □приподнимают НКТ на 100 м и оставляют скважину на ОЗЦ (24 ч) под давлением 5-6 МПа. Технологию рекомендуется применять при приемистости 300-700 м³/сут., коэффициенте приемистости 36-87 (м³/сут.)/МПа.

5.2 Ликвидация заколонных перетоков

РИР с применением полимерного тампонажного материала «Ремонт-1». Объем закачиваемого тампонажного раствора при ликвидации заколонных перетоков должен обеспечивать заполнение заколонного пространства в зоне разрушения цементного кольца и восстановление герметичности заколонного пространства. Расчет объема тампонажного раствора для закачивания в скважину производится аналогично расчету при первичном цементировании.

Недопустимо применение «Ремонта-1» при восстановлении герметичности заколонного пространства в слабосцементированных продуктивных пластах, так как при большом объеме заколонной выработки может быть затруднено повторное вскрытие продуктивного пласта.

Чтобы при проведении изоляционных работ и во время ОЗЦ не происходило разбавления тампонажного раствора за счет заколонных перетоков, необходимо непосредственно перед тампонированием охладить зону проведения работ на 20-30 °С ниже геостатической температуры, и подобрать время загустевания тампонажного раствора, исходя из динамической температуры.

После проведения комплекса подготовительных работ при открытом затрубном пространстве в НКТ закачивается 300 л буферной жидкости (нефть, водные растворы КМЦ, пресная вода), тампонажный раствор, 300 л буферной жидкости. Тампонажный раствор продавочной жидкостью доводится до забоя, где располагается таким образом, чтобы находиться на одном уровне в НКТ и затрубном пространстве.

НКТ поднимаются на 30-40 м выше уровня тампонажного раствора, затрубное пространство закрывается. Путем подачи давления в НКТ (но не более $P_{п(продавки)} = 0,5 \cdot P_{г(гидроразрыва)}$) тампонажный раствор залавливается через отверстия перфорации в заколонное пространство. После того,

как давление $P_{п}$ будет устойчиво удерживаться, закачивание тампонажного раствора прекращается, затрубное пространство открывается.

Обратной промывкой удаляются излишки тампонажного раствора из скважины. Объем промывки должен быть не менее 1,5 объемов скважины. В конце промывки, постепенно закрывая трубное пространство, давление в скважине поднимается до величины $P_{п}$. Скважина оставляется на ОЗЦ на 48 ч.

При ликвидации заколонных перетоков, не связанных с продуктивными пластами, необходимо:

- прострелять колонну в интервале зоны поглощения;
- по специальному плану провести работы по изоляции поглощения, например, путем намыва хризотил-асбеста в зону поглощения. Вскрытые перфорационные отверстия при этом не должны быть перекрыты.

Дальнейшие работы проводятся в соответствии с планом работ.

Кремнийорганический водоизолирующий реагент «Продукт 119-204». «Продукт 119-204» имеет ряд специфических преимуществ в сравнении с известными синтетическими тампонажными материалами и композициями, в т.ч. и в сравнении с известными реагентами на основе полифункциональных кремнийорганических соединений. Данный реагент обладает высокой селективной и водоизолирующей способностью, на его активность не оказывают влияние степень минерализации пластовых вод и величина пластового давления, он работоспособен при пластовых температурах от 0 до 200 °С, не замерзает до -50 °С, что особенно важно при использовании реагента на месторождениях Западной Сибири. «Продукт 119-204» является однокомпонентным тампонажным составом и используется в товарном виде, что значительно упрощает технологию его применения.

Олигоорганэтоксихлорсилоксаны («Продукт 119-204») относятся к классу этоксипроизводных кремнийорганических соединений и представляют собой продукт гидролитической этерификации этанолом кубовых остатков производства органохлорсиланов. «Продукт 119-204» является жидкостью от светло-коричневого до черного цвета с характерным запахом соляной кислоты. Основные физические свойства реагента представлены в таблице 5.9.

Основные физические свойства «Продукта 119-204»

Плотность, кг/м ³	Динамическая вязкость, мПа·с	Температура застывания, °С	Гарантийный срок хранения в герметичной таре, год
930-1050	1,5-10,0	Ниже -50	Не менее 1

«Продукт 119-204» растворим в органических растворителях, нефтепродуктах, к нефти инертен и химически с ней не взаимодействует. При смешении с водой вступает с ней в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием неплавких и нерастворимых полиорганосилоксановых полимеров. Вода выступает в роли отвердителя для данного реагента. Минерализация и состав солей пластовых вод не оказывают влияния на процесс поликонденсации.

«Продукт 119-204» представляет собой самокатализирующуюся систему за счет содержащегося в составе олигомеров остаточного хлора (массовая доля гидролизуемого хлора составляет 4,0-8,0 %, ТУ 6-02-1294-84). Он является однокомпонентным составом, не требует приготовлений перед закачкой в скважину и применяется в товарном виде.

«Продукт 119-204» обладает селективными свойствами по отношению к флюидам, насыщающим пласт. При закачке тампонажного состава в нефтеводоносные пласты гидролизуется водой, содержащейся в водоносной зоне, и тампонирует последнюю. Аналогичным образом происходит закупорка водонасыщенных каналов в зоне заколонного перетока воды. С нефтью реагент не взаимодействует, а при разбавлении в ней значительно снижает способность к поликонденсации. При попадании «Продукта 119-204» в нефтенасыщенную (продуктивную) зону пласта он взаимодействует со связанной (реликтовой) водой. Тампонирувания перового пространства не происходит, так как образующийся полимер осаждается на породе в виде тонкой пленки. Селективность метода значительно усиливается вследствие использования в качестве буферных жидкостей водорастворимых гигроскопических агентов. При закачке таких жидкостей в призабойную зону продуктивного пласта (ПЗП) перед задавливанием в нее «Продукта 119-204» происходит «осушка» ПЗП, что предотвращает возможность поликонденсации в ней кремнийорганического реагента и коагулирования продуктивных участков. Опыт применения по предложенной технологии «Продукта 119-204» показал, что со-

держание остаточной воды в продуктивных пластах до 40-50 % не оказывает влияния на результат работ. В большинстве случаев наблюдается улучшение фильтрации нефти из обработанных реагентом продуктивных участков, что объясняется удалением связанной воды с поверхности поровых каналов (т.е, увеличением площади фильтрации) и гидрофобизацией породы.

Время потери текучести «Продукта 119-204» в лабораторных условиях при механическом перемешивании с водой составляет 5-30 мин., при взаимодействии с водой в пористых средах (искусственные и естественные керны продуктивных пластов) 1-3 часа. Температура и давление не оказывают резкого воздействия на скорость поликонденсации.

Значительное влияние на течение реакции и свойства образующегося полимера оказывает концентрация воды в ее смеси с «Продуктом 119-204». При концентрации воды до 5 % от объема смеси гидролиз протекает крайне медленно, при этом твердого продукта реакции не образуется. С увеличением концентрации воды до 25-40 % скорость реакции сначала возрастает, затем несколько снижается. При концентрации более 50-60 % — не изменяется. Наиболее прочный полимер образуется при концентрации воды 30-60 % от объема реагирующей смеси.

Основные физико-химические свойства полимерного материала, образующегося из «Продукта 119-204», при его взаимодействии с пластовой водой, представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10.

Основные физико-химические свойства «Продукта 119-204»

Прочность на сжатие, МПа	Усадка полимера в условиях моделирующих пластовые, %	Устойчивость к действию температур	Устойчивость к химическим воздействиям
0,5-2,0	Не более 3	Термостабилен до 200 °С	Не растворим в органических растворителях, нефти, воде, кислотах. Слаборастворим в горячей концентрированной щелочи

Рекомендуется применение «Продукта 119-204» при следующих геолого-технических условиях (ГТУ):

- тип коллектора — терригенный, поровый;
- коэффициент нефтенасыщенности продуктивного пласта — не менее 50-55%;
- минерализация обводняющих скважину вод — не лимитируется;
- обводненность добываемой продукции — не лимитируется;
- удельная приемистость скважины по воде $15 \leq Q \leq 36$ (м³/сут.)/МПа;
- отношение средневзвешенных коэффициентов проницаемостей водоносного и продуктивного пластов $K_{пр.в.} / K_{пр.п.} > 1,2$;
- отношение коэффициентов гидропроводностей водоносного и продуктивного пластов $\epsilon_v / \epsilon_n \geq 1,0$;
- расстояние от подошвы (кровли) интервала перфорации до источника обводнения (соответственно нижнего или верхнего водоносного пласта) не менее 5 м. Между продуктивным и водоносным пластом должен быть литологический раздел (глинистые, уплотненные прослойки) толщиной не менее 1 м;
- допустимая депрессия на пласт при освоении и эксплуатации скважины после РИР: при толщине литологического раздела 1,0-1,5 м — не более 3-4 МПа, при толщине раздела более 3,0 м — не более 9-11 МПа;
- башмак НКТ должен быть установлен в интервале поступления воды в ствол скважины. При ликвидации заколонных перетоков снизу — у нижних, при ликвидации перетоков сверху — у верхних отверстий интервала перфорации.

В указанных ГТУ технология обладает высокой эффективностью. Успешность РИР превышает 70-75 %, использование технологии рентабельно.

Для предотвращения преждевременной поликонденсации «Продукта 119-204» в трубах, вследствие контакта с водой или солевым раствором, заполняющим НКТ и ствол скважины, в процессе закачки и продавки реагента в зону изоляции необходимо использовать разделительный буфер. В качестве буферной жидкости необходимо применять безводные водорастворимые гигроскопические жидкости, например, полигликоли (кубовые остатки производства гликолей), ацетоновые растворы гликолей (этилен, диэтилен, триэтиленгликоль, полигликоль или их смеси), ацетон. Возможно применение и других аналогичных по физическим свойствам жидко-

стей, например, низких кетонов (метилэтилкетон, диэтилкетон), низших алифатических спиртов (этиловый, пропиловый, изопропиловый).

Необходимое для проведения операции количество буферной жидкости составляет 0,5-0,7 % от расчетного объема «Продукта 119-204», но не менее 2 м³.

Используемый полигликоль должен соответствовать ТУ 6-01-1-328-85 «Полигликоль (кубовые остатки производства гликолей)», или ТУ 6-01-1-7-159-84 «Антиспекатель-1 (кубовые остатки производства гликолей)».

Используемый ацетон должен соответствовать ГОСТ 2768-84. Основные физические характеристики ацетоновых растворов гликолей приведены в таблицах 5.11, 5.12, и 5.13.

Таблица 5.11

Плотность ацетоновых растворов гликолей

Объемная концентрация гликоля в растворе, %	Плотность ацетоновых растворов, г/см ³		
	этилен гликоля	диэтиленгликоля	триэтиленгликоля
10	0,830	0,828	0,828
20	0,865	0,862	0,866
30	0,902	0,897	0,898
40	0,933	0,933	0,936
50	0,967	0,967	0,967
60	0,999	0,996	1,004
70	1,026	1,031	1,036
80	1,062	1,062	1,067
90	1,086	1,092	1,096

Таблица 5.12.

Вязкость ацетоновых растворов гликолей

Объемная концентрация гликоля в растворе, %	Вязкость ацетоновых растворов, мПа·с		
	этиленгликоля	диэтиленгликоля	триэтиленгликоля
10	0,5	0,5	0,5
20	0,7	0,7	0,7

Продолжение таблицы 5.12.

Объемная концентрация гликоля в растворе, %	Вязкость ацетоновых растворов, мПа·с		
	этиленгликоля	диэтиленгликоля	триэтиленгликоля
30	1,0	1,0	1,0
40	1,6	1,5	1,6
50	2,4	2,3	2,3
60	3,6	3,6	4,1
70	5,8	6,3	7,5
80	9,2	11,1	13,3
90	13,9	17,0	24,2

Таблица 5.13.

Температура замерзания ацетоновых растворов гликолей

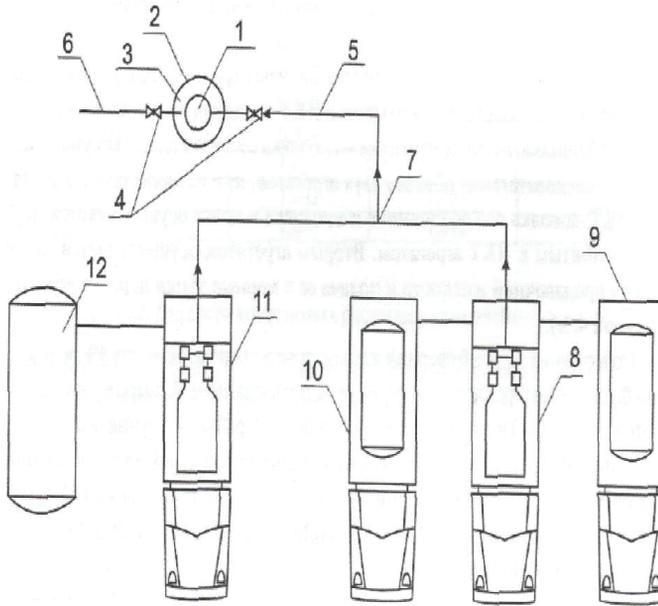
Объемная концентрация гликоля в растворе, %	Температура замерзания, °С		
	этиленгликоля	диэтиленгликоля	триэтиленгликоля
10	-45	-60	-76
20	-43	-59	-69
30	-41	-54	-67
40	-40	-55	-65
50	-39	-49	-61
60	-37	-47	-59
70	-36	-44	-57
80	-54	-42	-55
90	-32	-39	-52

Обвязка агрегатов и оборудования при осуществлении технологического процесса производится таким образом, чтобы в процессе закачки тампонажного состава в скважину и пласт избежать вынужденных остановок для добора в мерные чанки агрегатов ЦА-320 необходимого количества используемых жидкостей. Рекомендуется два вида обвязки, изображенные на рисунках 5.3 и 5.4:

- 1) параллельная обвязка двух агрегатов через тройник, при которой первым агрегатом осуществляется закачка в НКТ тампонаж-

ного состава и доводка его до башмака. Вторым агрегатом - продавка состава в пласт (рисунок 5.3);

- 2) последовательная обвязка двух агрегатов, при которой закачка состава в НКТ, доводка его до башмака и продавка в пласт осуществляется первым, подсоединенным к НКТ агрегатом. Вторым агрегатом осуществляется замер объема продавочной жидкости и подача ее в мерные чанки первого агрегата (рисунок 5.4).[7].

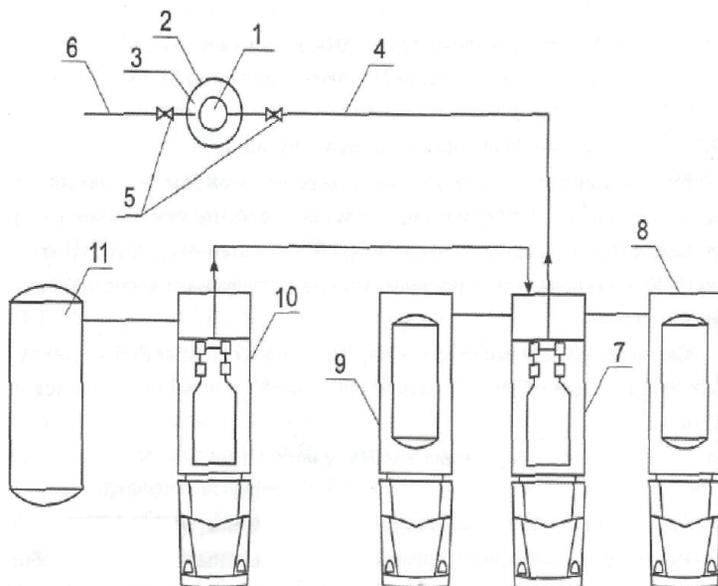


1 - насосно-компрессорные трубы (НКТ); 2 - обсадная колонна; 3 - межтрубное пространство колонны; 4 - запорная задвижка; 5 - нагнетательная линия, подбитая к НКТ; 6 - резервная нагнетательная линия; 7 - тройник; 8 - агрегат ЦА-320М1; 9 - передвижная емкость с буферной жидкостью; 10 - передвижная емкость с «Продуктом 119-204»; 11 - агрегат ЦА-320 №2; 12 - емкость с запасом промывочной и продавочной жидкости (вода или солевой раствор).

Рисунок 5.3 – Схема параллельной обвязки агрегатов при изоляции негерметичности эксплуатационной колонны «Продуктом 119-204».

Содержание воды в буферной жидкости не должно превышать 3%-тов, что должно быть проконтролировано перед ее использованием. Контроль осуществляется службами химических лабораторий: центральной

научно-исследовательской лабораторией нефтегазодобывающих управлений или управлений повышения нефтеотдачи пласта и капитального ремонта скважин (УПНП и КРС). Рекомендуемые методы определения: метод Фишера (ГОСТ 14870-77) или метод газовой хроматографии.



1 - насосно-компрессорные трубы (НКТ); 2- обсадная колонна; 3 - межтрубное пространство колонны; 4 - нагнетательная линия, подбитая к НКТ; 5 - запорная задвижка; 6 - резервная нагнетательная линия; 7 - агрегат ТДА-320 №1; 8 - передвижная емкость с буферной жидкостью; 9 - передвижная емкость с «Продуктом 119-204»; 10 - агрегат ЦА-320 №2; 11 - емкость с запасом промывочной и продавочной жидкости (вода или солевой раствор).

Рисунок 5.4 – Схема последовательной обвязки агрегатов при изоляции негерметичности эксплуатационной колонны «Продуктом 119-204».

Расчет необходимого для осуществления технологического процесса количество «Продукта 119-204»:

$$V = V' \cdot H, \quad (5.1)$$

где V – объем «Продукта 119-204», взятого для РИР, m^3 ;
 V' – объем «Продукта 119-204», приведенный к 1 м интервала перфорации, m^3/m ;

H – толщина интервала перфорации, м.

На основании статистического анализа результатов опытно-промышленных испытаний рекомендуемого метода установлено, что между приведенной приемистостью скважины, приведенным объемом взятого для РИР «Продукта 119-204» и успешностью изоляционных работ существует корреляционная связь.

Согласно полученным результатам, для успешного исхода РИР минимальный приведенный объем «Продукта 119-204» (V'_{\min} , м³/м) определяется по формуле:

$$V'_{\min} = 0,049 \cdot 1,067^Q, \quad (5.2)$$

где Q – приведенная приемистость скважины, м³/(сут·МПа).

Рассчитанные по формуле (5.2) значения минимальных приведенных объемов «Продукта 119-204» в зависимости от конкретных значений приведенной приемистости скважин, указаны в таблице 5.14.

Таблица 5.14.

Расчетные значения приведенных объемов «Продукта 119-204»

Установленная приведенная приемистость скважины. М ³ /(сут·МПа)	Расчитанное по формуле (5.2) значение минимального приведенного объема «Продукта 119-204», V', м ³ /м
16	0,138
18	0,157
20	0,179
22	0,204
24	0,232
26	0,264
28	0,301
30	0,343
32	0,390
34	0,444
36	0,506

При высокой приведенной приемистости скважины (более 25 м³/(сут·МПа)) приведенный объем «Продукта 119-204» берется в 1,2-1,8

раза больше рассчитанного по формуле (5.2) минимального приведенного объема.

При открытой затрубной задвижке с помощью агрегатов ЦА-320 последовательно закачать в НКТ 1,0-1,5 м³ полигликоля или другого водорастворимого гигроскопического агента (нижний буфер); расчетное количество «Продукта 119-204»; 1,0-1,5 м³ водорастворимого гигроскопического агента (верхний буфер) и довести закачанные реагенты до башмака НКТ с помощью продавочной жидкости (технической, сеноманской воды или солевого раствора) из расчета поднятия в межтрубное пространство колонны половины объема нижнего буфера.

Закрывать затрубную задвижку и при давлении, не превышающем максимально допустимое для опрессовки колонны, продавить оставшуюся в НКТ часть нижнего буфера и весь объем «Продукта 119-204» в зону изоляции. Общий объем продавочной жидкости равен объему НКТ минус объем верхнего буфера плюс 0,3-0,5 м³, но не менее объема, необходимо для полной продавки реагента из ствола в зону изоляции.

Процесс закачки «Продукта 119-204» и продавки его в пласт необходимо проводить непрерывно. В каждом конкретном случае, в зависимости от взятого объема «Продукта 119-204», объемов буфера и объема НКТ, работу агрегатов при закачке реагентов в скважину, доводки их до башмака НКТ и продавки в пласт необходимо чередовать таким образом, чтобы избежать остановки для добора в мерные чанки агрегатов ЦА-320 необходимого количества продавочной жидкости.

Оставить скважину закрытой под давлением конца продавки на 36 ч. Для удаления из ствола скважины оставшихся реагентов осуществить обратную промывку допуском НКТ до забоя.

С целью дозакрепления тампонажного материала вблизи ствола скважины опрессовать колонну водой и закачать в прискважинную зону 0,3-0,5 м³ воды (солевого раствора). Закачку воды производить плавно, без гидравлических ударов. Давление нагнетания не должно превышать максимально допустимого для опрессовки колонны.

Оставить скважину дополнительно на 24-48 часов. В течение данного времени на скважине могут производиться работы по ее подготовке к дальнейшей эксплуатации: спускоподъемные операции, при необходимости — кислотные обработки, установка насосного оборудования, замена жидкости в стволе и др. При проведении данных работ не допускаются гидравлические удары и резкие депрессии на пласт.

Технологическим критерием успешности проведенной изоляции может служить повышение давления нагнетания «Продукта 119-204» в зону изоляции в конце продавки в 1,2-1,5 раза в сравнении с начальным. Последнее характерно при проведении РИР на скважинах, вышедших из бурения и не эксплуатировавшихся по причине высокой обводненности. В скважинах, обводнившихся вследствие заколонной циркуляции воды в процессе эксплуатации и имеющих высокую приемистость, значительного понижения давления в процессе закачки продукта в зону изоляции может не наблюдаться. В данном случае, если роста давления не произошло или оно повысилось менее чем в 1,2 раза, необходимо провести второй цикл изоляционных работ.

В случае поломки агрегата ЦА-320 в процессе закачки «Продукта 119-204» в скважину или продавки его в зону изоляции необходимо второй агрегат подсоединить к резервной нагнетательной линии (рисунки 5.2., 5.3.), общающейся с затрубным пространством, и вымыть реагент на поверхность обратной промывкой. Повторная закачка реагента в скважину может осуществляться после выполнения стандартных подготовительных работ.

Если в процессе закачки «Продукта 119-204» в зону изоляции приемистость скважины резко снизится до момента полной продавки его в пласт (рост давления нагнетания на устье до давления максимально допустимого для опрессовки колонны), то реагент необходимо вымыть на поверхность обратной промывкой. После промывки скважину опрессовать водой и оставить в покое закрытой под давлением опрессовки на 24-36 часов. Дальнейшие работы на скважине должны производиться согласно плана работ.

В случае отверждения тампонажного материала в зоне фильтра или на забое интервал перфорации и зумпф должны быть очищены путем пуска НКТ с промывкой до забоя.

При отверждении «Продукта 119-204» в НКТ, трубы после извлечения из скважины, должны быть очищены путем прокаливания до температуры 500-700 °С и последующей промывкой или очисткой скребком.

Тампонажный состав на основе алкилрезорциновой эпоксифенольной смолы. Для ликвидации перетоков в скважинах из пластов с проницаемостью 150-800 мД, в каналы которых не входит обычная водоцементная суспензия, рекомендуется применять маловязкий рабочий раствор на основе алкилрезорциновой эпоксифенольной смолы (АЭФС) с отвердителем ПЭПА (1-5 %).

Для ликвидации перетоков с большой проницаемостью и трещиноватостью (более 800 мД) следует использовать тампонажный портландцемент, затворенный на рабочем растворе АЭФС с содержанием отвердителя до 3 %-тов.

Для ликвидации перетоков за обсадной колонной целесообразно использовать смоляной рабочий раствор и цемент, затворенный на нем, с последовательным их закачиванием и оставлением в скважине моста из смолоцементного камня.

Водорастворимые тампонажные составы. Простота приготовления водорастворимых тампонажных составов (ВТС-1, ВТС-2), высокая технологичность при применении в суровых геолого-климатических условиях ЗСНПП, уникальное сочетание физико-химических, изолирующих и селективных свойств позволяют использовать их при выполнении различных видов изоляционных работ в газовых, нефтяных и нагнетательных скважинах с целью интенсификации добычи нефти из скважин, а также из скважин, эксплуатация которых осложнена прорывами газа в зону перфорации.

Водорастворимый тампонажный состав ВТС-1 включает в себя этиловый эфир ортокремневой кислоты, гликоль и соляную кислоту. Для приготовления ВТС-1 могут быть использованы следующие этиловые эфиры ортокремневой кислоты: этилсиликат-40, этилсиликат-32, этилсиликатконденсат, тетраэток-сисилан. Предпочтительно использовать этилсиликат-40.

В качестве гликоля при приготовлении ВТС-1 могут быть использованы; этилен -, диэтилен - или триэтиленгликоль, полигликоль или Антиспекатель-1. Предпочтительно применять полигликоль и Антиспекатель-1, т.к. эти продукты, в отличие от индивидуальных гликолей, не замерзают в зимнее время, являются дешевыми и недефицитными реагентами.

Концентрация соляной кислоты, применяемой при приготовлении ВТС-1, должна быть 20-24 % масс. Наличие или отсутствие в соляной кислоте ингибитора коррозии не влияет на качество ВТС-1.

Водорастворимый тампонажный состав ВТС-2 включает в себя этиловый эфир ортокремневой кислоты, гликоль, олигоорганозтокси(хлор) силоксан (торговое название — «Продукт 119-204»). В качестве этиловых эфиров ортокремневой кислоты и гликолей при приготовлении ВТС-2 используются реагенты, которые рекомендованы для приготовления ВТС-1. Принципиальным отличием ВТС-1 и ВТС-2 от известных синтетических тампонажных материалов является их способность неограниченно рас-

творяться в воде, что существенно упрощает технологию изоляционных работ, основанную на их применении. Составы типа ВТС-1 и ВТС-2 характеризуются простотой приготовления как в летнее, так и в зимнее время, так как все компоненты составов являются маловязкими незамерзающими жидкостями, легко дозируются и смешиваются с помощью стандартных технических средств без применения ручного труда.

Общими свойствами составов ВТС-1 и ВТС-2 являются низкая вязкость и высокая фильтруемость, преимущественно в водонасыщенные пористые среды, способность к отверждению в водонасыщенной горной породе с образованием монолитного газо-, водонепроницаемого тампонажного материала, имеющего высокую адгезию к горной породе. Степень минерализации пластовых вод не оказывает влияния на процесс отверждения составов. ВТС-1 и ВТС-2 и все компоненты, входящие в их состав, не замерзают при температурах до -50 °С. Тампонажный материал, получающийся при отверждении ВТС-1 и ВТС-2, не растворяется в пластовых флюидах (нефти, воде), но хорошо растворяется в глинокислоте (смеси соляной и плавиковой кислот). Последнее свойство позволяет использовать ВТС-1 и ВТС-2 не только для проведения изоляции водо- и газопритоков в нефтяных скважинах, но и для проектирования осуществления работ по регулированию профиля отдачи нефтяных и профиля приемистости нагнетательных скважин, т.е. в технологических схемах комплексного воздействия на прискважинную зону пласта с целью регулирования процесса разработки залежи.

Механизм селективного действия ВТС-1 и ВТС-2 на нефте- и водонасыщенную горную породу обусловлен следующими факторами:

- фазовая проницаемость нефтенасыщенной горной породы с остаточной водонасыщенностью (до 60 %) для воды и составов типа ВТС очень мала (не превышает 10 % от абсолютной проницаемости). Фазовая проницаемость во донасыщенной горной породе для воды и водорастворимого тампонажного состава высока и приближается к абсолютной проницаемости. Высокое взаимное средство воды и ВТС, их неограниченная взаимная растворимость и существенное различие в фазовой проницаемости ВТС при фильтрации в нефте- и водонасыщенную горную породу обеспечивает преимущественное поступление водоизолирующего состава в водонасыщенную зону пласта;

- при фильтрации воды в нефтенасыщенную зону пласта в последней образуются стойкие водонефтяные эмульсии, обладающие высоким градиентом сдвига. Это явление хорошо известно из промысловой практики. Оно затрудняет, например, освоение нефтяных скважин после глушения в процессе ремонта, обуславливает незначительную приемистость (иногда отсутствие приемистости) в нефтяных скважинах, переводимых под нагнетание воды. В частности, специальными наблюдениями за процессом освоения скважин после их глушения обнаружен вынос пачки стойкой водонефтяной эмульсии. Временно блокирующий нефтенасыщенную зону экран, представленный структурированной водонефтяной эмульсией с высоким градиентом сдвига, препятствует поступлению водоизолирующего реагента в нефтенасыщенную зону пласта и перераспределяет поток ВТС, преимущественно, в промытую водонасыщенную зону;
- составы типа ВТС в водонасыщенной породе образуют монолитный полимер, обладающий высокой адгезией к горной породе, хорошими механическими и изолирующими свойствами. В нефтенасыщенной породе с остаточной водонасыщенностью условия отверждения ВТС резко изменяются, в частности, скорость отверждения резко замедляется, полимер получается непрочным, рыхлым с пористой структурой и при создании депрессии на пласт способен к выносу из породы;
- совокупность перечисленных факторов, действующих в процессе изоляционных работ в одном направлении, обеспечивает высокое селективное воздействие водорастворимых тампонажных составов на нефте- и водонасыщенную горную породу.

Методика выбора рецептуры водорастворимого тампонажного состава и контроль за его качеством. Перед началом приготовления водорастворимого тампонажного состава на химической базе для выбранного соотношения исходных компонентов в лабораторных условиях определяют время гелеобразования ВТС. Для контрольных лабораторных исследований по определению времени гелеобразования, ВТС готовят из тех исходных компонентов, пробы которых отобраны непосредственно из емкостей, в которых они хранятся. Такой анализ необходимо повторять при поступлении каждой новой партии, хотя бы одного из компонентов, а

также при изменении условий применения ВТС, прежде всего при увеличении или уменьшении температуры в зоне изоляции.

Перед приготовлением ВТС-1, помимо определения времени гелеобразования, устанавливают концентрацию соляной кислоты. Для обеспечения надежности и эффективности технологии, исключения осложнений при проведении изоляционных работ на скважинах, категорически запрещается приготовление ВТС без определения времени гелеобразования.

Определение времени гелеобразования составов ВТС-1 в лабораторных условиях заключается в следующем. Из емкостей, в которых хранятся исходные компоненты, отбираются пробы этилсиликата, полигликоля (Антиспекателя-1) и соляной кислоты в количестве не менее 500 мл каждого. Методом кислотно-основного титрования устанавливается концентрация соляной кислоты, которая должна быть в пределах 20-24 % масс. С помощью мерного цилиндра готовится раствор соляной кислоты в полигликоле в объеме 200 мл, приливая кислоту к полигликолю. После перемешивания компонентов стеклянной палочкой в течение 2-3 мин. кислотный раствор готов для приготовления ВТС-1. Эмпирически установлено, что оптимальное объемное соотношение «полигликоля; соляная кислота» находится в пределах 1,5:1 до 2:1. С увеличением объемной доли полигликоля в кислотном растворе время гелеобразования ВТС-1 увеличивается.

С помощью мерного цилиндра готовится ВТС-1 в объеме не менее 3000 мл. Для этого в химический стакан вместимостью 500 мл наливают измеренный объем этилсиликата, к нему, при перемешивании стеклянной палочкой, добавляют измеренный объем раствора соляной кислоты в полигликоле, приготовленного согласно описанной выше процедуре. Перемешивание смеси продолжается в течение 20 мин. За этот период смесь слабо разогревается (не выше 40-45 °С), становится гомогенной и водорастворимой. Приготовленный таким образом состав ВТС-1 используется для определения времени гелеобразования. Эмпирически установлено, что оптимальное объемное содержание этилсиликата в составе варьируется от 60-80 % об., а содержание кислотного раствора - в пределах от 20-40 % об. При увеличении содержания кислотного раствора в указанных пределах время гелеобразования ВТС-1 увеличивается.

После выполнения подготовительных операций в химический стакан вместимостью 100-150 мл с помощью мерного цилиндра приливается 75 мл испытуемого состава ВТС-1, к нему приливают 25 мл воды.

Смесь перемешивается стеклянной палочкой в течение 2-3 мин. до гомогенного состояния и помещается в термостатированную водяную баню, температура которой поддерживается равной температуре пласта в зоне изоляции с точностью ± 1 °С. Отмечается время начала нагрева смеси ВТС-1 с водой. Периодически наклоняя стакан, отмечается также время, когда мениск жидкости перестает смещаться. Указанное время и является временем гелеобразования испытуемого состава. Параллельно проводится не менее трех определений, результаты которых должны отличаться не более, чем на две минуты. Время гелеобразования рассчитывается, как среднеарифметическая величина трех параллельных измерений, и используется при практическом проектировании изоляционных работ на скважине.

Для единообразия представления исходных данных в отчетной документации природу компонентов в составе и их объемное содержание шифруют. После буквенного индекса ВТС (водорастворимый тампонажный состав) ставится цифра «1», которая указывает, что состав ВТС приготовлен из этилсиликата, полигликоля и соляной кислоты. После цифры «1» через черточку ставят цифру, например ВТС-1-25, указывающую объемное содержание в процентах кислотного раствора в составе. После этой цифры в скобках указывают объемное соотношение (в частях) полигликоля и соляной кислоты, взятых для приготовления кислотного раствора. Пример полного шифра: ВТС-1-25 (1,5:1) — это означает, что водорастворимый тампонажный состав приготовлен из этилсиликата и соляной кислоты. Состав содержит 70 % об. этилсиликата в 25 % объеме кислотного раствора, который приготовлен из 1,5 объемных частей полигликоля и 1 объемной части соляной кислоты 20-24 %-ой концентрации.

Методика определения времени гелеобразования составов ВТС-1 и ВТС-2. Из емкостей, в которых хранятся исходные компоненты, отбираются пробы этилсиликата, полигликоля (Антиспекателя-1) и «Продукта 119 - 204» в количестве не менее 500 мл каждого.

С помощью мерного цилиндра готовится смесь этилсиликата и «Продукта 119-204» в объеме 250 мл, сливая компоненты в любой последовательности и примешивая в течение 2-3 мин. Объемное соотношение «этилсиликат: «Продукт 119-204» варьируется от 1:1 до 2:1. С увеличением содержания этилсиликата в смеси время гелеобразования ВТС-2 увеличивается. Практически более удобно задаваться соотношением «этил-

силикат: «Продукт 119-204» равным 1:1, а время гелеобразования регулировать увеличением (уменьшением) содержания полигликоля в смеси от 25 до 40 % объем. При этом следует учитывать, что с увеличением содержания полигликоля в составе время гелеобразования возрастает.

С помощью мерного цилиндра готовится ВТС-2 в объеме не менее 300 мл. Для этого в химический стакан вместимостью 500 мл приливают измеренный объем смеси этилсиликата и «Продукта 119-204», приготовленной как указано выше. К этой смеси при перемешивании стеклянной палочкой прибавляют измеренный объем полигликоля. Перемешивание продолжается в течение 20 мин. За этот период смесь становится однородной и водорастворимой. В отличие от составов ВТС-1, разогрева смеси при смешивании компонентов ВТС-2 не наблюдается. Приготовленный состав ВТС-2 используется для определения времени гелеобразования, аналогично для состава ВТС-1.

Практикой проведения работ установлено, что время гелеобразования состава при температуре, равной температуре пласта в зоне изоляции, должно составлять 25-30 мин., при этом безопасное технологическое время с начала закачки водоизолирующего реагента в пласт до начала обратной промывки скважины составляет 45-50 мин. Увеличение времени гелеобразования ВТС в пластовых условиях обусловлено повышением температуры в зоне изоляции при закачке жидкости в пласт.

При выборе рецептуры и проектировании изоляционной работы задаваться без необходимости временем гелеобразования ВТС (более 25-30 мин.) нецелесообразно, т.к. это может привести к снижению эффективности изоляционной работы из-за возможного перемешивания незагустевшего маловязкого изолирующего реагента в пласте после окончания закачки. Исключением может быть необходимость закачки в пласт больших объемов ВТС, особенно в скважинах с высокой приемистостью. В таблицах 5.15 и 5.16 приведены зависимости времени гелеобразования составов ВТС от соотношения исходных компонентов при различных температурах. Необходимо учитывать, что приведенные зависимости установлены для конкретных партий исходных реагентов и по этой причине являются ориентировочными при выборе рецептуры в общем случае.

В соответствии с требованиями по применению рецептура состава должна уточняться для имеющихся в наличии исходных компонентов с учетом геолого-физических условий использования технологии (тем-

пературы пласта, приемистости пласта по воде, толщины изолируемого интервала).

Технология приготовления водорастворимых тампонажных составов. Процесс приготовления ВТС по трудоемкости составляет приблизительно половину рабочего времени, затрачиваемого на проведение изоляционной работы. Этот процесс осуществляется с помощью стандартных технических устройств. При организации водоизоляционных работ с помощью составов ВТС особое внимание следует обратить на необходимость приготовления составов непосредственно на химической базе. Такая организация работ позволит стандартизировать качество ВТС, сэкономить трудозатраты, материалы и спецтехнику, освободит бригады КРС от несвойственной им работы, повысит производительность труда при проведении РИР.

Таблица 5.15.

Время гелеобразования ВТС-1

Компоненты состава			Температура, °С	Время гелеобразования, мин.
этилсиликат -40, % объем.	смесь полигликоля и 20% соляной кислоты			
	содержание смеси в составе, % объем.	объемное соотношение полигликоль: соляная кислота		
80	20	1,5:1	70	16
80	20	1,5:1	60	29
80	20	1,5:1	50	73
80	20	1,5:1	40	150
70	30	1,5:1	70	18
70	30	1,5:1	60	31
70	30	1,5:1	50	76
70	30	1,5:1	40	175
60	40	1,5:1	70	21
60	40	1,5:1	60	39
60	40	1,5:1	50	95
60	40	1,5:1	40	230
75	25	2:1	70	26

Продолжение таблицы 5.15.

Компоненты состава			Темпера- тура, °С	Время гелео- бра- зова- ния, мин.
этилсиликат -40, % объем.	смесь полигликоля и 20% соляной кислоты			
	содержание смеси в составе, % объем.	объемное соотно- шение полигликоль: соляная кислота		
75	25	2:1	60	43
75	25	2:1	50	80
80	20	3:1	70	20
80	20	3:1	60	30
80	20	3:1	50	77
80	20	3:1	40	105
70	30	3:1	70	30
70	30	3:1	60	51
70	30	3:1	50	115
70	30	3:1	40	250
60	40	3:1	70	45
60	40	3:1	60	65
60	40	3:1	50	120
60	40	3:1	40	350

Таблица 5.16.

Время гелеобразования ВТС-2

Компоненты состава			Темпе- ратура, °С	Время гелео- бра- зова- ния, мин.
смесь этилсиликата-40 и «Продукта 119-204»		полигли- коль, % объем		
содержанке смеси в составе, % объем	объемное соотноше- ние этилсиликат: «Продукт 119-204»			
80	1:1	20	70	12
80	1:1	20	60	16
80	1:1	20	50	34
80	1:1	20	40	55

Продолжение таблицы 5.16

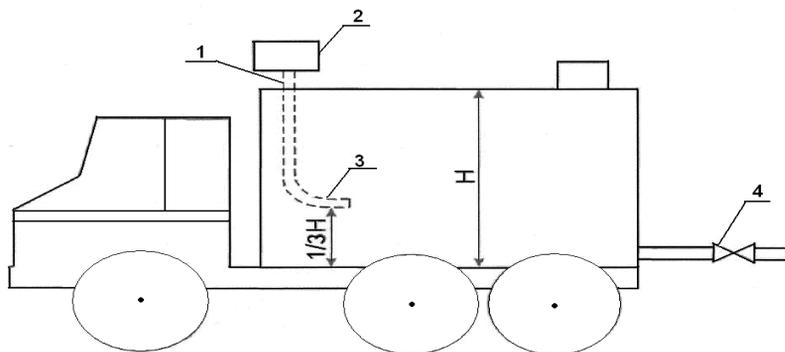
70	1:1	30	70	25
70	1:1	30	60	31
70	1:1	30	50	60
70	1:1	30	40	88
60	1:1	40	70	41
60	1:1	40	60	71
60	1:1	40	50	126
60	1:1	40	40	240
80	1,5:1	20	70	18
80	1,5:1	20	60	33
80	1,5:1	20	50	72
80	1,5:1	20	40	100
70	1,5:1	30	70	26
70	1,5:1	30	60	60
70	1,5:1	30	50	114
70	1,5:1	30	40	315
60	1,5:1	40	70	62
60	1,5:1	40	60	280
60	1,5:1	40	50	1440
80	2:1	20	70	19
80	2:1	20	60	34
80	2:1	20	50	65
70	2:1	30	70	44
70	2:1	30	60	83
70	2:1	30	50	160
60	2:1	40	70	92
60	2:1	40	60	206
60	2:1	40	50	255

Технические средства, применяемые для приготовления ВТС:

- цементировочный агрегат ЦА-320 — 1 шт.;
- автоцистерна - 1 шт.;
- кислотный агрегат «Азинмаш-30» или «Азинмаш-30А» (только для приготовления составов типа ВТС-1) - 1 шт.

Автоцистерна, предназначенная для приготовления ВТС и доставки его на скважину, должна быть дополнительно оборудована, как показано на рисунке 5.5, и не иметь внутренних перегородок. Это дополнительное простое оборудование обеспечивает гарантированную надежность технологии приготовления ВТС за счет улучшения условий смешения компонентов состава. Непосредственно у передней стенки автоцистерны в верхней ее части прорезают отверстие, в которое вставляют и «заваривают» двух дюймовую (60,3 мм) трубу (1). На верхний конец трубы навинчивают быстроразъемное соединение (БРС) (2), с помощью которого автоцистерну обвязывают с выкидным шлангом агрегата ЦА-320. Нижний конец трубы (3), загнутый назад, располагают на высоте от дна цистерны, равной $1/3$ высоты автоцистерны.

Сливной патрубок с запорной задвижкой (4), расположенный непосредственно у дна (лучше на дне), на задней стенке автоцистерны, должен иметь диаметр 100 мм для удобства его соединения с четырех дюймовыми (102 мм) приемным шлангом ЦА-320.



1 - 2-дюймовая труба; 2 - БРС; 3 - нижний конец 2-дюймовой трубы; 4 - сливной патрубок с задвижкой.

Рисунок 5.5 – Схема дополнительного оборудования автоцистерны, предназначенной для приготовления ВТС и доставки его на скважину

Кислотный агрегат «Азинмаш-30», выполняющий вспомогательные функции только при приготовлении состава ВТС-1, используется для перекачки соляной кислоты из емкости, где она хранится, в мерную емкость

агрегата ЦА-320. Сведения об исходных материалах, применяемых для приготовления ВТС-1 и ВТС-2, при ведены в таблице 5.17.

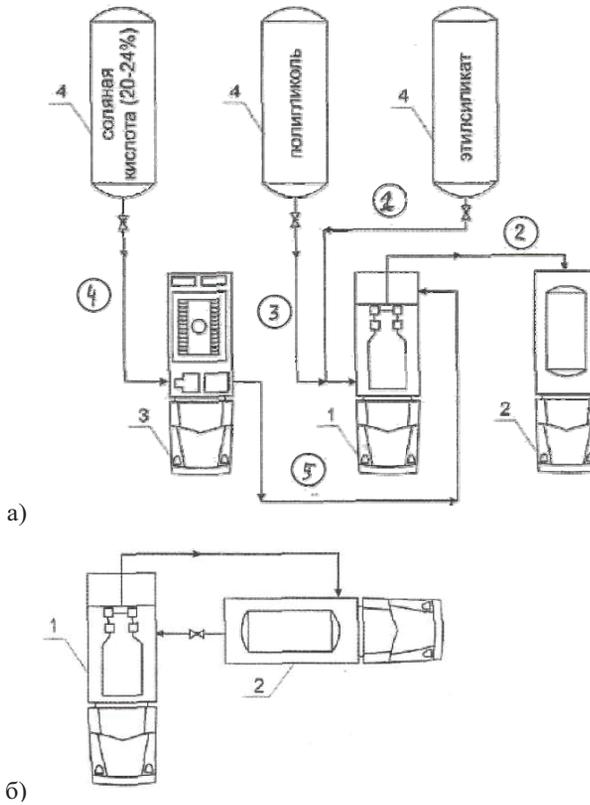
Таблица 5.17.

**Сведения об исходных материалах, применяемых
для приготовления ВТС - 1, ВТС – 2**

Наименование реагента	ТУ, ГОСТ	Завод-поставщик	Средний расход на 1 скв.-опер., т
Этилсиликат-40	ТУ 6-02-895-78	1. Чебоксарское ПО «Химпром» 2 Запорожский завод «Кремнийполимер» (Украина) 3 Данковский химзавод 4. Усольское ПО «Химпром»	4,5
Этилсиликат-конденсат	ТУ 6-02-895-78	Чебоксарское ПО «Химпром»	4,5
«Продукт 119-204»	ТУ 6-02-1294-84	1 Запорожский завод «Кремнийполимер» (Украина) 2. Данковский химзавод 3. Усольское ПО «Химпром»	2,0
Тетраэтоксисилан		Чебоксарское ПО «Химпром»	4,5
Полигликоль	ТУ 6-01-1-7-139-84	Дзержинское ПО «Капролактан»	1,5
Антиспека-тель-1	ТУ 6-01-1-7-139-84	г. Салават, Башкортостан, г. Нижнекамск, Татарстан	-
Соляная кислота	ТУ 6-01-714-77 ГОСТ 857-78	Предприятие п/я Г-4904	0,8

Схема обвязки оборудования при приготовлении ВТС-1 и последовательность операций на стадии дозирования реагентов представлены на рисунке 5.6 а; на стадии смешения компонентов на рисунке 5.6 б.

В мерную емкость цементировочного агрегата ЦА-320 затаривают расчетный объем этил-силиката (операция 1, рисунок 5.5 а) и закачивают его в автоцистерну (операция 2, рисунок 5.5 а).



а) на стадии дозирования компонентов;
 б) на стадии смешивания компонентов состава.

1 - ЦА-320; 3 - кислотный агрегат «Азинмаш-30»; 2 - автоцистерна; 4 - емкости для хранения химреагентов; ① ② ③ ④ ⑤ - обозначения последовательности операций при дозировании компонентов ВТС-1.

Рисунок 5.6 – Схема обвязки оборудования при приготовлении ВТС-1

В одну половину мерной емкости ЦА-320 затаривают расчетный объем полигликоля (операция 3, рисунок 5.6 а). Кислотный агрегат «Азин-

маш-30» затаривает «на себя» соляную кислоту (операция 4, рисунок 5.6 а) и перекачивает кислоту в половину мерной емкости агрегата ЦА-320, где находится измеренный объем полигликоля. Мерная емкость агрегата ЦА-320 используется при этом для измерения расчетного объема соляной кислоты.

Измеренные объемы полигликоля и соляной кислоты, находящиеся в мерной емкости агрегата ЦА-320, перемешивают в течение 7-10 мин. путем циркуляции насосом «на себя». Запрещается производить дальнейшие операции по смешению компонентов состава без предварительного смешения полигликоля и соляной кислоты.

После приготовления кислотного раствора агрегат ЦА-320 и автоцистерну обвязывают по схеме, представленной на рисунке 5.6 б. Приемный шланг агрегата ЦА-320 соединяют со сливным патрубком автоцистерны, а выкидной шланг с агрегата ЦА-320 с помощью быстроразъемного соединения с 2-дюймовой (диаметром 60,3 мм) трубой, размещенной у передней стенки автоцистерны (рисунок 5.5).

Создают круговую циркуляцию этилсиликата по циклу автоцистерна - агрегат ЦА-320 при работе насоса с максимальной производительностью. После начала циркуляции, приоткрывая задвижку, перекрывающую соединение мерной емкости агрегата ЦА-320 с насосом, начинают непрерывную подачу из мерной емкости раствора соляной кислоты в полигликоле в поток циркулирующего по кругу этилсиликата. Скорость подачи кислотного раствора из мерной емкости в поток этилсиликата задают не выше 100 л/мин. Во избежание получения некачественного состава категорически запрещается осуществлять подачу кислотного раствора в поток этилсиликата со скоростью, превышающей 100 л/мин.

После завершения подачи кислотного состава в поток этилсиликата, перекрывают задвижку, отсекающую мерную емкость ЦА-320 от насоса, и продолжают перемешивание состава еще в течение 20 мин. Водорастворимый тампонажный состав после этого готов к употреблению.

Незначительный разогрев смеси (до 40-45 °С) при смешении кислотного раствора с этилсиликатом и последующем перемешивании состава является нормальным явлением. Более сильный разогрев смеси (выше 50 °С) может быть только при нарушении технологии приготовления состава, что может привести к получению некачественного ВТС-1 и к преждевременному гелеобразованию.

Наиболее часто встречающиеся ошибки при приготовлении ВТС-1:

- для приготовления ВТС-1 используется необорудованная автоцистерна, либо автоцистерна имеет внутренние перегородки;
- пропускается промежуточная операция по смешению соляной кислоты и полигликоля;
- кислотный раствор добавляется к этилсиликату со скоростью выше 100 л/мин.

Схема обвязки оборудования при приготовлении ВТС-2 и последовательность операций на стадии дозирования реагентов изображены на рисунке 5.7. На стадии смешения компонентов схема обвязки такая же, как на рисунке 5.6 б.

В мерную емкость агрегата ЦА-320 из емкости хранения закачивают расчетный объем этилсиликата (операция 1, рисунок 5.7). В ту же емкость под слой этилсиликата закачивают расчетный объем «Продукта 119-204» (операция 2, рисунок 5.7).

В освободившуюся после операции 3-мерную емкость НА - 320 из емкости для хранения закачивают расчетный объем полигликоля (операция 4, рисунок 5.7).

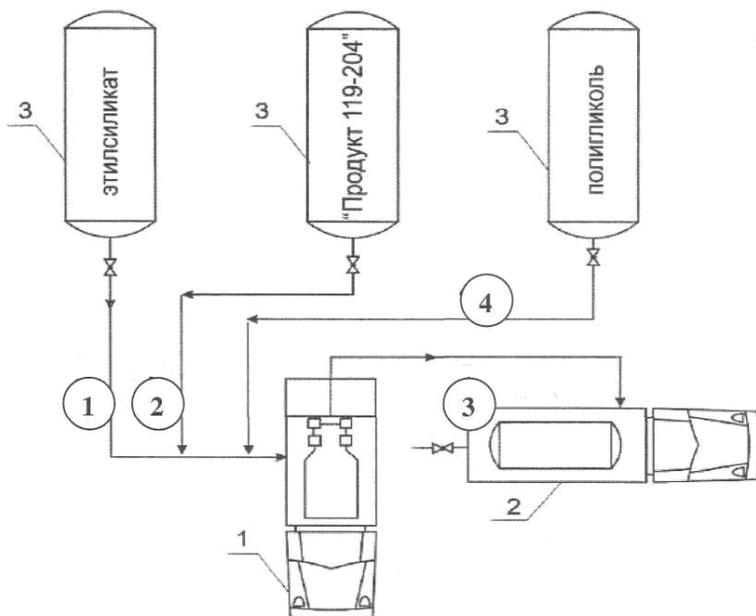
Обвязку агрегата ЦА-320 и автоцистерны осуществляют в соответствии с рисунком 5.7 б.

Из мерной емкости агрегата ЦА-320 в автоцистерну перекачивают измеренный объем полигликоля, и сразу начинают перемешивание компонентов, путем создания круговой циркуляции по циклу автоцистерна - агрегат ЦА-320 при работе насоса с максимальной производительностью. Перемешивание состава продолжается течение 20 мин., после чего ВТС готов к употреблению.

Водорастворимые тампонажные составы ВТС-1 и ВТС-2 должны быть израсходованы на изоляционные работы не позже, чем через 10 часов с момента приготовления. Более длительный срок хранения может привести к изменению свойств, а через 18 часов после приготовления может произойти гелеобразование. Указанные сроки приведены для температуры окружающей среды +25 °С. При минусовых температурах сроки хранения ВТС более длительны.

Водорастворимые тампонажные составы ВТС-1 и ВТС-2 в процессе закачки в скважину разбавляют водой или водным раствором солей. Такое разбавление улучшает условия отверждения состава и существенно

уменьшает стоимость водоизолирующего реагента. Процесс отверждения ВТС происходит в широком диапазоне концентрации воды в составе (до 70 % воды) с образованием монолитного полимера. Оптимальным содержанием воды в составе является 25 % объема. При такой концентрации воды образующийся полимер обладает наилучшими механическими свойствами.



1 - цементировочный агрегат ЦА-320; 2 - автоцистерна; 3 - цистерны с реагентами;
 ① ② ③ ④ - обозначения последовательности операций при дозировании компонентов ВТС-2.

Рисунок 5.7 – Схема обвязки оборудования при приготовлении ВТС-2

Свойства ВТС образовывать тампонирующий материал при больших разбавлениях водой или соевыми раствором, давать изолирующий материал с наилучшими свойствами при концентрации воды в составе, равном 25 % об., следует использовать в технологическом процессе изоляционных работ. Первые порции ВТС можно разбавлять большими объе-

мами воды, а в последние порции реагента воду следует подавать в оптимальном объемном соотношении с ВТС, равном 1:3. Этим достигается существенное увеличение радиуса изоляции и хорошее закрепление изолирующего материала в пласте за счет повышенной прочности последних порций состава.

Технические средства, необходимые для осуществления технологического процесса:

- цементировочный агрегат ЦА-320 - 2 шт.;
- автоцистерна для доставки ВТС на скважину вместимостью до 10м³ - 1 шт.;
- технологическая емкость вместимостью 25 м³ для технической воды или солевого раствора - 1 шт.

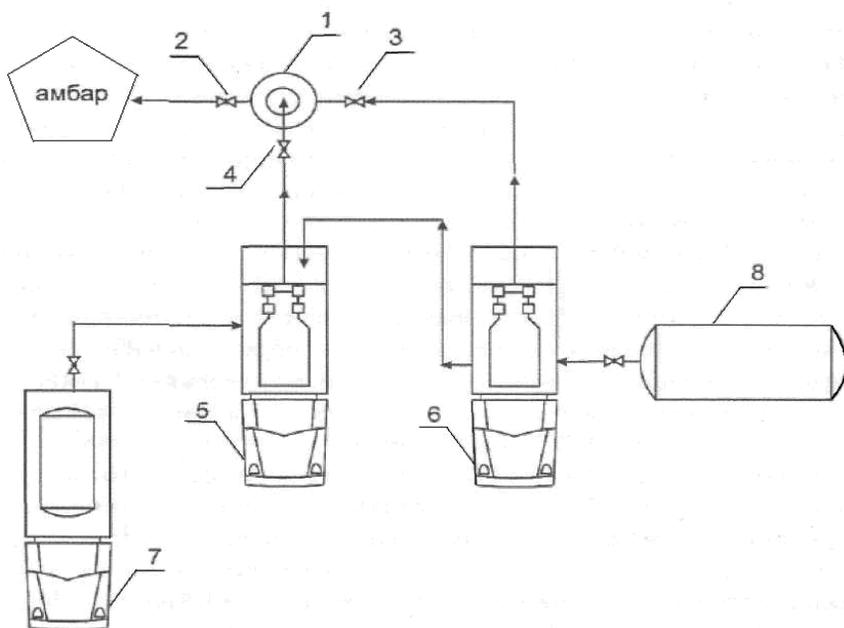
При отсутствии на скважине технологической емкости воду или солевой раствор доставляют на скважину автоцистернами, суммарная вместимость которых должна быть не менее 25 м³.

Запрещается проводить изоляционные работы в скважинах с негерметичными эксплуатационными колоннами. В таких скважинах предварительно необходимо осуществить герметизацию колонны.

Изоляционные работы разрешается проводить в скважинах, у которых приемистость пласта для воды (солевого раствора) не ниже 200 м³/сут. при давлении закачки не выше 13 МПа. В случае более низкой приемистости пласта, проводят работы по ее увеличению любым из известных способов обработки ПЗП. Обычно достаточно провести солянокислотную обработку пласта.

По известным величинам пластовой температуры в зоне изоляции и приемистости пласта выбирается рецептура водорастворимого тампонажного состава ВТС-1 или ВТС-2. ВТС готовят в объеме 4-10 м³ на химической базе и доставляют на скважину. Одновременно доставляют запас технической воды (солевого раствора) в объеме не менее 25 м³.

Обвязывают скважину и оборудование по схеме, изображенной на рисунке 5.8. Опрессовывают нагнетательные линии на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое рабочее давление. Проверяют наличие циркуляции в скважине.



- 1 – устье скважины; 2, 3 – затрубные задвижки; 4 – трубная задвижка; 5 – ЦА-320 (I); 6 – ЦА-320 (II); 7 – автоцистерна для доставки ВТС на скважину; 8 – технологическая емкость (автоцистерна) с водой (солевым раствором)

Рисунок 5.8 – Принципиальная схема обвязки скважины и оборудования при проведении изоляционных работ с помощью ВТС-1, ВТС-2

Для обеспечения надежности технологии изоляционные работы выполняются двумя агрегатами ЦА-320. Запрещается проводить работы одним агрегатом ЦА-320.

Агрегаты ЦА-320 I и II (5, 6 на рисунке 5.8) в процессе изоляционных работ выполняют различные функции. ЦА-320 (I), обвязанный с НКТ и автоцистерной (7), осуществляет закачку ВТС из автоцистерны непосредственно в НКТ, разбавление его водой в процессе закачки в скважину и продавку тампонажной смеси в пласт.

Агрегат ЦА-320 (II), в исходном состоянии обвязанный с затрубным пространством и технологической емкостью с водой (8), выполняет вспомогательные функции. Во-первых, в процессе закачки ВТС в скважину и

пласт ЦА-320 (II) с помощью гибкого шланга добавляет в мерные емкости агрегата ЦА-320 (I) продавочную жидкость. Во-вторых, после завершения продавки ВТС в пласт агрегатом (I) с помощью ЦА-320 (II) проводят обратную промывку скважины. В-третьих, ЦА-320 (II) является резервным агрегатом на случай выхода из строя ЦА-320 (I). Мерные емкости обоих агрегатов заполняются водой (солевым раствором).

После завершения подготовительных операций руководитель работ лично проверяет правильность обвязки оборудования, особенно наличие шланга, подающего продавочную жидкость с агрегата ЦА-320 (II) в мерные чанки ЦА-320 (I), убеждается, что мерные емкости обоих агрегатов полностью заполнены водой, а в автоцистерне с ВТС имеется измерительная планка.

Закачку ВТС из автоцистерны (7) в НКТ производят агрегатом ЦА-320 (I) (рисунок 5.8) по двум вариантам А и В. Вариант А используется, если приемистость пласта находится в пределах от 200 до 300 м³/сут. при давлении закачки до 13 МПа. Закачку осуществляют при открытой трубной (4) и затрубной (2) задвижках, т.е. в положении скважины «на циркуляции». После доведения водоизолирующего реагента до башмака НКТ, закрывают затрубную задвижку (2), и начинают продавку в пласт.

Вариант В применяют, если приемистость пласта выше 300 м³/сут. Закачку производят при открытой трубной (4) и закрытых затрубных (2, 3) задвижках, т.е. скважина в положении «при продавке».

Во время закачки ВТС в НКТ, независимо от выбранного варианта закачки, его разбавляют водой или солевым раствором. Приоткрывая и регулируя задвижку, перекрывающую сообщение мерной емкости ЦА-320 (I) с насосом, добавляют воду из мерной емкости ЦА-320 (I) в поток ВТС, перекачиваемого из автоцистерны (7) в скважину. С помощью упомянутой задвижки на ЦА-320 (I) соотношение «ВТС: вода» задают вначале равным 1:1, после закачки в скважину половины объема ВТС, это соотношение доводят до 3:1. Контроль за соотношением «ВТС: вода», в процессе закачки, осуществляют по мерной планке в автоцистерне (7) и мерной емкости ЦА-320 (I).

Для обеспечения непрерывности процесса закачки ВТС в скважину, разбавления его водой и продавки в пласт, воду (солевой раствор) из мерной емкости агрегата ЦА-320 (I) отбирают поочередно только из одного чанка. После завершения откачки воды из одного чанка, переходят на отбор продавочной жидкости из второго чанка ЦА-320 (I). В это время, агрегат ЦА-320 (II) подает воду (солевой раствор) в первый чанок ЦА-320 (I) и т.д.

Продавку ВТС в пласт осуществляют водой или соевым раствором. Если закачку ВТС в НКТ производили по варианту А, то перед началом продавки делают кратковременную остановку ЦА-320 (I), чтобы перекрыть затрубную задвижку (2). При закачке ВТС в НКТ по варианту В производить остановку ЦА-320 (I) не требуется. После откачки ВТС из автоцистерны на агрегате ЦА-320 (I) быстро переключают задвижки таким образом, чтобы перекрыть сообщение насоса с мерной емкостью.

После доведения ВТС до пласта отмечают время начала продавки. Время полной продавки ВТС, разбавленного водой, в пласт не должно превышать 40 мин., если рецептура состава выбрана в соответствии с изложенными выше рекомендациями. При необходимости время гелеобразования ВТС задают более продолжительным, соответственно увеличивается время продавки.

Объем продавочной жидкости равен объему НКТ, а при высокой приемистости пласта - объему НКТ минус $0,2-0,3 \text{ м}^3$.

После окончания продавки ВТС в зону изоляции, закрывают затрубную задвижку (4) (рисунок 5.8), отсоединяют ЦА-320 (I) от НКТ, и соединяют выкидную линию на амбар с НКТ. Открывают в начале трубную (4), а затем затрубную (3) задвижку, и агрегатом ЦА-320 (II) начинают обратную промывку скважины водой (соевым раствором) в объеме, равном 1,5 объема НКТ. Время от окончания продавки ВТС в пласт до начала обратной промывки скважины не должно превышать 10 мин.

Если по непредвиденным причинам обратную промывку не удастся начать через 10 минут после окончания продавки, то НКТ срочно поднимают на безопасную глубину, а скважину промывают прямой промывкой с допуском НКТ.

После промывки скважину закрывают на 5-10 часов для завершения процесса отверждения ВТС, после чего проводят работы по освоению скважины.[7].

Изоляцию заколонной циркуляции воды в нефтяных скважинах вверх (вниз) проводят по стандартной технологической схеме.

Для ликвидации заколонной циркуляции воды в нефтяных скважинах на 1 скважино-операцию достаточно приготовить 3-5 м ВТС. С учетом разбавления ВТС водой при закачке в скважину объем закачиваемого в зону изоляции тампонажного материала составляет 4-7 м. Объем ВТС увеличивается пропорционально росту приемистости скважины для воды.

Продавку водоизолирующего реагента в пласт осуществляется в начале при минимально возможных давлениях, а при закачке последних 1-2 м³ продавочной жидкости давление продавки увеличивается за счет увеличения расхода жидкости.

Перед освоением скважины после РИР рекомендуется осуществить обработку ПЗП составами на основе глиноокислоты.

Изоляцию заколонных перетоков воды в нагнетательных скважинах вверх (вниз) проводят по общей схеме.

Если после завершения изоляционной работы, приемистость скважины станет ниже минимально допустимой, то проводят глиноокислотную обработку ПЗП кислотным составом, содержание плавиковой кислоты в котором составляет 3 - 5 % мас. Повторную перфорацию пласта рекомендуется проводить только в том случае, если отсутствует глиноокислота, либо глиноокислотная обработка не дала результата.

Работы по изоляции заколонных перетоков флюидов целесообразно совместить с обработкой ПЗП составами на основе глиноокислоты. Эта рекомендация основана на свойстве водорастворимых тампонажных составов. За счет комплексного воздействия на ПЗП (на заключительной стадии РИР) достигается регулирование профиля отдачи нефтяных и профиля приемистости нагнетательных скважин.

Гидрофобный полимерный тампонажный состав. Гидрофобный полимерный тампонажный состав (ГПТС) предназначен для ликвидации перетоков в затрубном пространстве с отсечением нижележащего водоносного пласта. ГПТС характеризуется следующими показателями:

- имеет плотность менее 1000 кг/м³;
- не разбавляется пластовыми водами, т.к. является гидрофобным;
- обладает хорошей текучестью, необходимой для закачивания в скважину и продавливания в изолируемый пласт;
- сроки схватывания или динамика повышения структурно-механических показателей (отверждение) зависят от выбора отвердителя и температуры, существующей в скважине.

Разработаны и выпускаются отечественной промышленностью следующие марки ГПТС : ГПТС 0/40; ГПТС 40/60; ГПТС 60/85; ГПТС 110/140.

Цифрами обозначаются пределы температуры, при которых должен использоваться данный тип ГПТС. По физико-химическим показателям ГПТС должен соответствовать нормам качества, указанным в таблице

5.18. ГПТС представляет собой систему, состоящую из полимера в углеводородной жидкости и отвердителя.

В горячих скважинах ($> +60\text{ }^{\circ}\text{C}$) в качестве отвердителя используется вода (3% к объему ГПТС). В холодных скважинах с температурой менее $+40\text{—}+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ к используемой в качестве отвердителя воде дополнительно добавляется отвердитель типа триэтанолamina или УП-606/2-1 в количестве 1 л на 1 м^3 ГПТС. УП-606/2-1 поставляется совместно с ГПТС.

Таблица 5.18.

Физико-химические свойства ГПТС

Наименование показателей гелей	Норма	Метод испытания
1. Внешний вид	Подвижная масса светло-желтого цвета без посторонних механических включений	Визуально, по методике ЦЛ
2. Вязкость условная по ВЗ-245 (сопло 4) при температуре: $(+20 - +2)^{\circ}\text{C}$, не более, с $(-25 - +5)^{\circ}\text{C}$ не более, с	50 150	ГОСТ 8420-84 и по методике ЦЛ
3. Жизнеспособность (начало отверждения) композиций состава, менее, ч при температуре: $(+40 - +2)^{\circ}\text{C}$ $(+75 - +5)^{\circ}\text{C}$ $(+105 - +5)^{\circ}\text{C}$	>8 5-6 5-6	По методике ЦЛ
4. Внешний вид отвержденной композиции состава через 24-36 ч хранения при температуре $(+20 - +5)^{\circ}\text{C}$	Плотный резиноподобный гель, нефтестойкий	По методике ЦЛ

При ликвидации водопритоков высокой интенсивности в ГПТС рекомендуется вводить цемент в количестве 15-20% к весу полимерного состава (на 200 л ГПТС, 40-50 кг цемента). Добавка цемента повышает закупоривающую способность состава и сокращает срок отверждения до 4 ч в горячих скважинах, в холодных - до 8 ч.

В качестве другой добавки, повышающей закупоривающую способность ГПТС, можно использовать резиновую или каучуковую крошку (КК). В углеводородной жидкости КК способна набухать и диспергироваться до мельчайших частиц, отбирая растворитель, тем самым, повышая концентрацию полимера в тампонажном составе. КК вводится перед началом изоляционных работ.

В таблице 5.19 представлен характер изменения вязкости ГПТС (после ввода отвердителя — 3% воды) при постепенном повышении температуры. В таблице 5.20 приведены данные изменения вязкости ГПТС в зависимости от температуры.

Для исследования был взят ГПТС марки 60/85, отверждаемый водой в количестве 3%. Замеры проводились на ротационном вискозиметре «Реотест». Эффективная динамическая вязкость приведена при градиенте скорости сдвига 145 в минус первой степени в секундах.

Нарастание температуры в таблице 5.20 схематично отражает процесс ее изменения при закачке тампонажного состава в «горячую» скважину.

Таблица 5.19.

**Характер изменения вязкости
при постепенном повышении температуры**

Состав (соотношение основных компонентов, %)	Диапазон температур, °С	Вид конечного продукта
ГПТС - 100 Вода - 3	+20 - +30	Гель. Окончательная полимеризация через 24-36 ч
ГПТС-100 Вода - 3 Отвердитель - 0,1	+20 - +30	Гель. Сроки полимеризации 16-24 ч
ГПТС - 100 Вода - 3 Отвердитель - 0,1 Цемент - 40	+20 - +30	Плотный гель. Начало полимеризации через 12-16 ч, окончание через 24-36 ч
ГПТС - 100 Вода - 3 (при температуре +40 °С рекомендуется добавка отвердителя типа УП 606/2)	+40 - +60 +75 - +85 >85	Плотный гель. Начало отверждения через 6-8 ч

Таблица 5.20.

Изменение вязкости ГПТС в зависимости от температуры

Температура, °С	Время, мин.	Вязкость эффективная, Пз
30	5	1,00
40	10	0,89
50	15	0,60
60	20	0,47
70	30	0,33
70	40	0,33
70	50	0,36
70	60	0,40
70	120	0,70
70	180	2,60
70	240	6,00

Данные, приведенные в таблице 5.20, показывают, что операции по изоляции нарушений в скважине с применением ГПТС технологически безопасны.

Материалы и спецтехника для осуществления процесса включают:

- ЦА-320 — 2 агрегата;
- нефтевоз — 1 шт.;
- водовоз — 1-2 шт.;
- машина с ГПТС (с автокраном) - 1 шт.

При необходимости восстановления цементной крепи в интервале перфорации должен планироваться СМИ-20.

Усредненный типовой набор материалов для проведения одной операции с ГПТС:

а) нефть:

- нефть в объеме 0,2 м - первый буфер перед закачкой ГПТС;
- нефть в объеме 0,2 м³ - второй буфер после закачки ГПТС. Всего нефти - 0,4 м³;

б) ГПТС:

- средний расход на скважину с высокой приемистостью - не менее 1,5 м³, с пониженной - 0,6-1,0 м³;

- ГПТС доставляется на скважину на машине с краном, который затем используется для снятия бочек с ГПТС с платформы и поддержания бочки навесу во время слива из нее состава (жидкости) в малую емкость ЦА-320. До начала операции все бочки с ГПТС должны быть заранее открыты;

в) отвердители для ГПТС:

1) для «холодных» скважин при температурах до + 40 - + 60 °С рекомендуется следующий комплекс отвердителей:

- вода – 3 %;
- УП 606/2 – 0,1 %;
- цемент – 20 % (на 200 л ГПТС 40 кг);

2) для «горячих» скважин при температуре более + 60 °С в качестве отвердителя применяется вода в количестве 3 %;

д) наполнители:

- при высокой приемистости рекомендуется дополнительно вводить около 20 кг цемента на 200 л ГПТС;
- в ГПТС могут использоваться практически все известные наполнители. Не рекомендуется использовать глинопорошок, т.к. он понижает прочность отвердевшего состава.

Состав для изоляции воды в высокообводненных нефтяных пластах.

При высокой обводненности пласта любой закачиваемый химический реагент будет вступать в реакцию (полимеризации, поликонденсации и др.) не со всем объемом связанной воды, находящейся в породе-коллекторе, а только с ее частью, и на твердой поверхности породы будут располагаться сначала гелемгольцовский двойной электрический слой, диффузные слои Гуи-Чемпена, а затем уже полимерная пленка.

То есть образовавшийся полимер будет соприкасаться не с твердой поровой поверхностью породы-коллектора, а со слоем связанной воды.

При эксплуатации скважины полимерная пленка за счет знакопеременных колебаний приходит в движение, и затем полностью разрушается и исчезает.

Поэтому в данном составе (патент РФ 2280156) для разрушения, отмывания и поглощения слоев связанной воды с твердой поверхности породы-коллектора используется ацетон в смеси с сепаролом, а в качестве крепящей композиции – кремнийорганические соединения. Причем объем закачиваемой кремнийорганической жидкости (экс-40, модифика-

торы 113 – 63; 113 – 65 и др.) не должен превышать объема закачиваемого влагопоглотителя.

Состав включает в себя, (на 1 м³):

- ацетон 0,499 м³;
- сепарол 0,001 м³;
- ЭТС-40 (модификатор 113.63; 113.65) 0,500 м³.

Изоляция притока подошвенной воды и крепления ПЗП газовых скважин месторождений с АНПД. Состав изоляционной композиции включает в себя поливиниловый спирт (ПВС) и гидрофобизирующую жидкость (патент РФ № 2245438).

Технология проведения РИР заключается в следующем.

В скважину спускаются НКТ на 2,0 м ниже нижних отверстий интервала перфорации и при открытой затрубной задвижке в скважину закачивается конденсат. При достижении конденсатом башмака НКТ затрубная задвижка закрывается и в скважину последовательно закачивается 10%-ный водный раствор ПВС, затем буферная жидкость (конденсат) и ГКЖ. Осуществляется продавка композиции в пласт, промывка скважины с противодавлением и оставление скважины на полимеризацию изолирующей композиции.

Ограничение водопритоков составами АКОР применимо при различных видах обводнения скважин (подошвенная вода, межпластовые перетоки, нарушение герметичности эксплуатационной колонны и др.)

Комплекс работ по селективной изоляции водопритока выполняется в следующей последовательности:

- скважина обвязывается с необходимым технологическим оборудованием, нагнетательные линии опрессовываются на полуторократное ожидаемое давление;
- готовится водоизолирующий состав в объеме, необходимом для изоляции водопритока в зависимости от толщины пласта и радиуса обработки;
- рассчитывается время реакции с учетом объемного соотношения АКОР – БН – вода и типа применяемого реагента;
- приготовленный состав закачивается через НКТ в скважину и продавливается в пласт расчетным количеством продавочной жидкости;
- при невозможности осуществить продавку состава в пласт, осуществляют обратную промывку с противодавлением на пласт, равным конечному давлению продавки;

- в процессе выполнения работы осуществляется контроль за расходом изоляционного состава, продавочной жидкости, давлением закачки и продавки;
- скважина закрывается и оставляется на время реагирования состава в течение 24 ч.

При осуществлении технологического процесса используется стандартное оборудование устья скважины, механизмы и агрегаты, применяемые при капитальном ремонте скважин и обработке ПЗП.

Селективные водоизолирующие составы на основе реагентов группы АКОР – БН могут быть рекомендованы для проведения РИР в любых геологических условиях, обеспечивающих создание надежных блок-экранов для эффективной изоляции притоков воды, как при их ликвидации, так и при предупреждающих (превентивных) обработках пластов. Данные материалы находят успешное применение на месторождениях Западной Сибири, Казахстана, Белоруссии, Кубани и др.

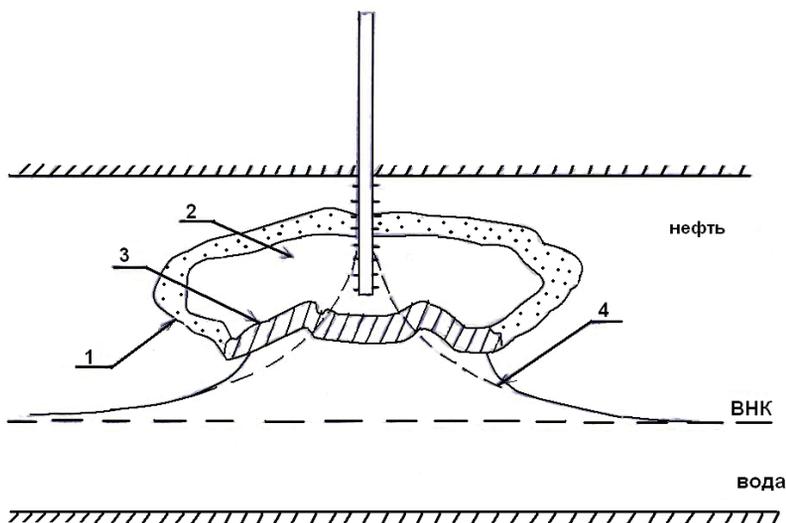
Селективная изоляция притока пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах. Изоляция притока пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах заключается в закачке в водонасыщенный пласт селективный водоизолирующей композиции, оттеснением ее вглубь пласта закачкой гидрофобизирующей жидкости или газа (азот) на расстояние, равное радиусу создаваемого экрана (патент РФ № 2247224).

В результате закачки и продавки в пласт состав примет форму оболочки, нижняя часть которой при контакте с водой становится непроницаемой для закачиваемых вслед за ним, гидрофобизирующей жидкости или газа, а верхняя часть выносится в скважину при ее пуске в работу.

В скважину закачивается расчетный объем состава для селективной изоляции, затем закачивается гидрофобизирующая жидкость или газ для того, чтобы оттеснить от забоя селективный состав на расстояние, равное радиусу создаваемого экрана, и, одновременно очистить ПЗП. При этом селективный состав примет форму оболочки, нижняя часть которой при контакте с водой станет непроницаемой и не сможет быть прервана закачиваемой вслед за ним гидрофобизирующей жидкости или газа, а верхняя часть будет вынесена в скважину при ее пуске в работу (рисунок 5.9).

Способ изоляции притока пластовых вод в горизонтальной нефтяной и газовой скважине. При этом способе (патент РФ № 2235873)

изоляция пластовых вод может осуществляться в скважинах с обсаженным или открытым забоем, а также с хвостовиком – фильтром на забое с помощью колтюбинговой установки, используя безмуфтовую длинномерную трубу (БДТ).



1- состав для селективной изоляции; 2- гидрофобизирующая жидкость; 3- нижняя часть оболочки селективного состава; 4- образующая конуса пластовой воды:

Рисунок 5.9 – Схема образования водоизоляционного экрана на границе раздела пластовой воды и состава для селективной изоляции

Технология изоляционных работ заключается в следующем.

В скважину до забоя спускают БДТ, по ней закачивают блокирующую жидкость в объеме горизонтального участка ствола скважины, причем блокирующая жидкость продавливается жидкостью глушения. Затем поднимают БДТ выше уровня блокирующей жидкости и скважину заполняют жидкостью глушения, после чего в БДТ подается водоизолирующая композиция и доводится до башмака БДТ.

После этого БДТ спускают до глубины нижней части изолируемого интервала, продавливают водоизолирующую композицию в интервал изоляции методом уходящей заливки, при котором скорость заполнения

изолируемого интервала горизонтального ствола должна соответствовать скорости подъема БДТ.

При достижении башмаком БДТ верхней части изолируемого интервала затрубное пространство закрывают и водоизолирующую композицию задавливают в пласт продавочной жидкостью. Поднимают БДТ выше блокирующей жидкости и скважину оставляют на полиляризацию компонентов водоизолирующей композиции под давлением закачки.

Ликвидация перетока между нефтяным и водопроявляющим пластами. Чаще всего эта операция производится по «неправильной» технологической схеме, т.е. через обводнившийся нефтяной пласт, что всегда связано с риском уменьшить продуктивность пласта. Но такие операции проводятся часто, поэтому имеется необходимость рассмотреть применение ГПТС в этих случаях.

При выполнении работ по «неправильной» схеме предлагаются следующие рекомендации по применению ГПТС:

- закачка буфера из нефти 200-300 л;
- закачка 1/3 объема ГПТС без отвердителя с добавкой 1-3% резиновой или каучуковой крошки;
- закачка 1/3 объема ГПТС без отвердителя;
- закачка 1/3 объема ГПТС с отвердителем;
- закачка буфера из нефти - до 500 л с добавкой 3-5% - тов. резиновой или каучуковой крошки;
- закачка цементного раствора вслед за ГПТС для восстановления цементной крепи в интервале перфорации. Рекомендуется во всех случаях, особенно если этот интервал перфорировался несколько раз.

5.3 Ликвидация прорыва нагнетаемой воды

Полимер-дисперсная система со стабилизирующими добавками.

Полимер-дисперсная система (ПДС) приготавливается на основе полимеров как отечественного, так и зарубежного производства, таких как ПАА, DKS, RD и др.

Полиакриламиды (ПАА) — синтетический высокомолекулярный материал, получаемый полимеризацией акриламида. Полиакриламиды, в зависимости от технологии их получения, различаются по своим физико-

химическим и эксплуатационным свойствам (молекулярной массе, степени гидролиза, растворимости в воде, вязкости растворов, стойкости к различным видам деструкции, фильтрационным характеристикам растворов в пористой среде и др.).

В технологии применения ПДС могут использоваться полиакриламида любых марок, употребляемые в технологических процессах добычи нефти. Наиболее широко применяются полиакриламиды марок PD и PDS (фирмы «Nitto»), CS («Sanyo Chemical»), Accotrol («Mitsui Zianamid»), DKS-OPP («Dai Iti Koge Seyaku»). Из отечественных могут применяться полиакриламид сухой дробленый (ТУ 6-16-2531-81), полиакриламид-гель (ТУ 6-01-1049-01). Характеристики отдельных представителей указанных марок полимеров приведены в таблице 5.21.

Таблица 5.21.

Характеристика полиакриламидов, рекомендуемых к использованию в технологии применения ПДС со стабилизирующими реагентами

Показатели	Марки полимеров						
	PDA-1020	PD-1030	CS-35	Accotrol 623	DKS-OPR-40NT	Полиакриламид отечественный (ТУ 6-12-2531-81)	Полиакриламид-гель (ТУ 6-01-104-81)
Внешний вид	Белый порошок с размерами частиц не более 1,7 мм					Порошок и гранулы желтого или светло-коричневого цвета	Гелеобразная вязкая масса от белого до зеленоватого цвета
Содержание основного вещества, % масс, не менее	95	95	60	90	92	50 (в растворимой части)	5-7
Молекулярная масса, $\times 10^6$	10-13	12,1	13	11,5	13	3-5	3,5-4,5
Степень пиролиза, % моль	15-20	22	20	15	13,3	1,5-6	1,5-6
Время растворения, мин.	240	55	240	65	60	210-480	до 200

В технологии могут быть использованы новые марки полиакриламидов, удовлетворяющих следующим основным техническим требованиям:

- товарная форма – порошок;
- дисперсность – суммарное количество частиц размером менее 0,25 и более 1,0 мм – не больше 20 % мас.;
- характеристическая вязкость (в растворе хлористого натрия концентрацией 10 г/дл при 25 °С) - 15 ÷ 20 дл/г;
- содержание карбоксильных групп (степень гидролиза) 5 ÷ 30 % моль;
- время растворения в пресной воде не более 60 мин., в минеральной воде – не более 240 мин.

Необходимым условием применения новых марок полимеров является включение их в «Перечень химических продуктов, разрешенных к применению в технологических процессах нефтеотдачи», согласованный Миннефтепромхимом.

Применяемый полиакриламид должен пройти входной контроль качества. Применение полиакриламида с истекшим гарантийным сроком хранения допустимо при проведении его испытания на соответствие требованиям ТУ или техническим требованиям, действующими во внедряющей организации. Использование других полимеров-флокулянтов допустимо при наличии решения на их применение.

Глина является материалом для получения глинистой суспензии. В технологии используется глинопорошок, применяемый при приготовлении буровых растворов (ОСТ 39-202-86) марок КЕ и КЕМ. При отсутствии глинопорошка может быть использована карьерная глина, хорошо распускаемая в воде. Для приготовления раствора полимера и суспензии глины используется вода техническая (ГОСТ 24902-81) или сточная вода из системы ППД (ГОСТ 39-225-88).

В качестве стабилизирующего реагента (сшивателя) применяются катионы поливалентных металлов. Для приготовления «сшитой» ПДС используют ацетат хрома (ГОСТ 5831-77), хромкалиевые квасцы (ГОСТ 5831-77) и др.

Избирательность закупоривания ПДС и «сшитой» ПДС прослоев повышенной проницаемости обусловлена следующими факторами:

- свободным и глубоким проникновением компонентов ПДС в прослой повышенной проницаемости, благодаря более крупным размерам в них поровых каналов;

- образующиеся в поровых каналах флокулы полимердисперсной системы превышают размеры исходных частиц в десятки раз, остаточный фактор сопротивления при этом возрастает по мере увеличения проницаемости пористой среды;
- «сшивание» ПДС ионами поливалентных металлов приводит к дополнительному увеличению остаточного фактора сопротивления, модуля упругости и адгезии к породе.

Технология воздействия ПДС со стабилизирующими добавками может осуществляться закачиванием реагентов, как через добывающие скважины, так и через нагнетательные, путем циклического ввода компонентов в пласт в следующей последовательности: раствор ПАА - буферный объем воды 5 м³ - глинистая суспензия - буферный объем воды 5 м³. Объемное соотношение раствора ПАА и глинистой суспензии составляет 1:1.

Объем ПДС, закачиваемый в пласт, рассчитывается по формуле:

$$V = Z \cdot Q \quad (5.3)$$

где V - объем ПДС, м³;

Z- параметр, определяемый по таблице 5.22;

Q - приемистость скважины при устьевом давлении 10 МПа, м³/сут.

Таблица 5.22.

Зависимость рабочей концентрации ПАА и глины в суспензии от удельной приемистости скважин

Удельная приемистость, (м ³ /сут)/м (К)	Параметр Z		Рабочие концентрации, кг/м ³	
	для нагнетательной скважины	для добывающей скважины	полиакриламида, С _{ПАА}	глины в суспензии, С _{ГД}
менее 50	3,0	1,0	0,40	20
50-100	3,7	1,2	0,55	35
100-150	4,5	3,5	0,70	60
150-200	5,2	1,7	0,85	75
более 200	6,0	2,0	1,00	80

Рабочая концентрация ПАА и глины в суспензии зависят от удельной приемистости скважин и определяются из таблицы 5.22. Удельная при-

емкость рассчитывается как отношение приемистости (Q , 10 МПа·м / сук.) к работающей толщине пласта (h , м):

$$K = \frac{Q}{h} \quad (5.4)$$

Потребность ПАА ($P_{ПАА}$, кг) и глинопорошка ($P_{ГЛ}$, кг) – для приготовления растворов на одну скважину определяется по формулам:

$$P_{ПАА} = C_{ПАА} \cdot \frac{V}{2}; P_{ГЛ} = C_{ГЛ} \cdot \frac{V}{2}, \quad (5.5; 5.6)$$

где $C_{ПАА}$ и $C_{ГЛ}$ - концентрация ПАА и глины в рабочем растворе соответственно, кг/м³;

V - объем ПДС, м³.

Технологическая схема предусматривает закачку готовых растворов ПАА и глинистой суспензии или дозирование в скважину, находящуюся под нагнетанием, концентрированного раствора ПАА (концентрации 0,002-0,008 г/см³) и концентрированной глинистой суспензии (содержание глины 0,1-0,25 г/см³). Разбавление до рабочей концентрации происходит на устье или в стволе скважины при смешении с водой, одновременно закачиваемой с указанными реагентами.

После завершения закачки расчетного объема ПДС производится нагнетание «сшитой» полимердисперсной системы со стабилизирующими добавками — СПДС. СПДС состоит из ПАА, глинопорошка и сшивающего агента. Концентрация ПАА составляет 0,05-0,08 %, содержание глинопорошка — 2 - 4 %, сшивающего агента 0,3-0,4 вес. части к одной вес. части ПАА.

Объем СПДС составляет 30-40 м³ на 1 м работающей толщины пласта.

В зависимости от типа сшивающего агента воздействие на пласт СПДС предусматривает два варианта:

- последовательная закачка равными объемами чередующихся порций компонентов — ПАА, глинистая суспензия, сшивающий агент (хром-калиевые квасцы и др. сшиватели), или последовательная закачка ПАА, смеси глинистой суспензии и раствора сшивающего агента;

- образование СПДС, путем смешивания растворов компонентов, и последующая закачка смеси в скважину (ацетат хрома и другие реагенты, медленно сшивающие полимеры).

Процесс закачки СПС продолжается до повышения давления нагнетания не выше 20 - 25 % давления нагнетания ПДС.

При необходимости прерывания процесса закачки компоненты ПДС, находящиеся в стволе скважины, продавливаются в пласт водой объемом 15-20 м³, и скважина останавливается.

При закачке компонентов ПДС в пласт давление нагнетания не должно превышать допустимого на эксплуатационную колонну. В случае резкого повышения давления на 20 - 30 % от установившегося, процесс закачки приостанавливается, скважина осваивается и включается в работу в прежнем режиме эксплуатации.

После закачки ПДС и СПДС в пласт задавливается 20-30 м³ воды, скважина оставляется под давлением на 24 часа, затем осваивается по обычной технологии.

Волокнисто-дисперсная система и полимер-дисперсная наполненная система. Осуществление технологии изоляции основано на последовательно-чередующейся закачке в пласт водных суспензий волокнисто-дисперсной системы (ВДС) (3-4 цикла), состоящих из дисперсных частиц древесной муки (ДМ) и глинопорошка (ГП), а затем обработке скважины полимер-дисперсной наполненной системой (ПДНС), представляющей собой вязко-упругий состав (ВУС) на основе полиакриламида (ПАА), наполненный древесной мукой. Закачку ВДС осуществляют с целью создания протяженного водоизолирующего экрана, способного заметно сдерживать высокий напор закачиваемой воды в ПЗП, а ПДНС выполняет роль закрепляющего тампонирующего агента. При введении в состав ВУС древесной муки, между полимером и последней возникают физико-химические силы, приводящие к улучшению таких показателей, как напряжение и скорость сдвига, модуль упругости, снижающих величину деформации образующейся тампонирующей массы.

В среднем, по сравнению с показателями для самого ВУС, структурно-механические свойства ПДНС улучшаются от 2 до 8 раз. Глубокопроникающий протяженный водоизолирующий экран, созданный ВДС, и высокие структурно-механические свойства образующейся ПДНС препятствуют выносу реагентов из пласта при освоении и эксплуатации скважины после РИР.

При ремонтных работах применяются следующие материалы:

- полиакриламид импортный (марок PDA, PDS, DKS-ORPF-T, CS, Syran, DK-drill, Accotrol и др.);
- ацетат хрома (импортный);
- квасцы хром-калиевые (ГОСТ 4162-79) или хром-натриевые;
- бихромат калия (ГОСТ 2652-78) или натрия (ГОСТ 2651-78Е);
- неонол АФ-9-12 (ТУ 38.10772-85) или АФ-9-6 (ТУ 38. 507-63-171-91);
- в технологии могут быть использованы водорастворимые неионогенные ПАВ на основе оксиэтилированных алкилфенолов, к примеру, СНПХ-1-М, с содержанием основного вещества не менее 80%;
- кислота соляная техническая (ГОСТ 857-78) или кислота соляная ингибированная (ТУ 6-01-04689381-85-92 или ТУ 39-05765670-ОП-212-95);
- мука древесная марок 140, 160, 180, 200, Т (ГОСТ 16363-87);
- глинопорошок (ОСТ 39-202-86), используемый при приготовлении буровых растворов;
- вода пресная (ГОСТ 24902-81);
- вода техническая (из системы ППД) (ГОСТ 39-225-88).

Технология изоляции притока вод осуществляется в две стадии:

1. закачиваются суспензии волокнисто-дисперсной системы (ВДС) 3-4 цикла;
2. закачивается тампонирующий состав для последующего закрепления.

Технологические параметры для первой стадии выбираются в зависимости от приемистости. При приемистости скважины до 500 м³/сут. параметры процесса выбираются следующим образом.

Волокнисто-дисперсную систему закачивается при концентрациях водных суспензий древесной муки и глинопорошка, соответственно 0,4-0,5 и 3-6 %.

Общий объем оторочек суспензий определяется, исходя из удельного расхода древесной муки 0,12-0,15 т и глинопорошка 1,2-1,5 т на 1 м водопроявляющего интервала. Закачку суспензий древесной муки и глинопорошка необходимо осуществлять циклически в последовательно-чередующемся режиме. Количество циклов закачки составляет 3-4, объемы оторочек в цикле 40-50 м³.

Расчетное значение снижения приемистости определяется, исходя из геолого-промысловой характеристики скважины, и составляет 2-3 раза (возможно и более раз, но приемистость должна быть не менее 150 м³/сут.) при давлении закачки, превышающем первоначальное значение не более чем на 30 %.

Если в ходе осуществления работы давление закачки растет быстро и достигает в течение одного цикла 130 % от первоначального, то закачка суспензий немедленно прекращается, и производится продавка воды объемом, исходя из объема НКТ плюс 10 м³.

Если давление закачки растет постепенно и после 3 циклов (или ранее) стабилизируется при заданной степени снижения приемистости, производится закачка тампонирующего состава.

Если после закачки расчетного объема ВДС приемистость скважины снижается менее чем в 2 раза от рассчитанного, то осуществляется закачка 4-го цикла ВДС с концентрациями суспензий и удельным расходом древесной муки и глинопорошка, увеличенными в два раза по сравнению с расчетными, после чего закачивается тампонирующий состав. Закачку 4-го цикла вести осторожно, при быстром росте давления закачка суспензий немедленно прекращается, и производится продавка воды объемом, исходя из объема НКТ м³.

При первоначальной приемистости скважины более 500 м³/сут. концентрацию суспензии древесной муки увеличить до 0,7-1,0% при одновременном увеличении ее удельного расхода. Объемы оторочек суспензии древесной муки и глинопорошка остаются прежними.

При осуществлении второй стадии обработки в качестве закрепляющего и тампонирующего материала необходимо использовать ПДНС. При использовании в качестве тампонирующего материала ПДНС, последний готовится по одной из приведенных в таблице 5.23 рецептур. Конкретную рецептуру ПДНС необходимо подобрать исходя из наличия спецтехники, реагентов, их сорта, соображений технологичности, простоты приготовления и закачки в пласт изолирующего состава.

Объем ПДНС берется, исходя из расчета 5-6 м³ на 1 м водопровяляющего интервала, но не более 25-30 м³ ПДНС.

Половину расчетного объема ПДНС приготовить и закачать без применения ПАВ, в качестве которых используются водорастворимые неонылы (окси-этилированные алкилфенолы АФ-9-12, АФ-9-6 и др.).

После реагирования ПДНС в течение 24 часов в пласт закачать 40-50 м³ ВДС с добавлением в него ПАВ из расчета 0,3-0,5 кг на 1 м³ суспензий.

Содержание ДМ и ГП в суспензиях должны быть снижены в 2 раза, по сравнению с предыдущими пунктами.

Остальную часть ПДНС приготовить и закачать с ПАВ, согласно рецептурам в таблице 5.23.

Этот способ закачки рекомендуется при толщине водопроявляющего интервала 4 и более метров. При меньших толщинах в скважину закачивают сразу весь объем ПДНС без ПАВ и ВДС.

Приготовление и закачку ПДНС осуществлять с использованием эжекционного насоса, емкости и насосного (цементировочного) агрегата.

После закачки в пласт первой части ПДНС и ВДС, их реакции, провести закачку в скважину воды в объеме НКТ VT м, после закачки оставшейся части ПДНС - в объеме НКТ плюс 10м³.

Таблица 5.23.

Рецептуры приготовления ПДНС

Технологический состав ПДНС	Компоненты состава	Содержание, массовая доля, %	Расход на приготовление 1 м ³ состава, кг
ВУС, наполненные древесной мукой	Полиакриламид	0,5	5
	Ацетат хрома	0,05	0,5
	Древесная мука	3,3-3,6	33-36
	Неонол АФ-9-12	0,03-0,05	0,3-0,5
	Вода пресная		остальное
	Полиакриламид	0,5	5
	Квасцы	0,04	0,4
	Хром-калиевые	3,3-3,6	33-36
	Древесная мука		остальное
	Вода пресная		
	Полиакриламид	0,5	5
	Бихромат калия	0,07	0,7
Неонол	0.03-0.05	0,3-0.5	
Соляная кислота	1,6-1,8	17,5-20 л	
Древесная мука	3,3-3.6	33-36	
Вода пресная		остальное	

Примечание. Количество ацетата хрома приведено в таблице в расчете на чистое вещество. В случае жидкой товарной формы ацетата хрома (обычно 10-15 % водный раствор, точнее концентрация, определяется по сертификату на конкретную партию) необходим перерасчет по следующей формуле:

$$P_{\text{тф}} = \frac{100P}{m},$$

где $P_{\text{тф}}$ – необходимое количество товарной формы, кг;

P – расход чистого вещества на 1 м^3 , м^3 ;

M – концентрация ацетата хрома в товарной форме, % вес.

ПДНС приготовить объемом по $6-10 \text{ м}^3$ по общепринятой схеме приготовления ВУС с использованием емкости через эжекционный насос при параллельном дозировании, а последние $2-3 \text{ м}^3$ раствора расчетного количества древесной муки (в расчете на 10 м^3 состава) при тщательном перемешивании раствора в течение 30 мин. по циркуляционному контуру « цистерна - насос агрегата (или центробежный насос автоцистерны) ». Сшиватель готовится в виде концентрированного (30 - 40 %) раствора (в случае использования порошкообразного продукта). Ввести его в состав за 20-30 мин. до начала закачки его в скважину.

Максимальное давление при закачке ПДНС не должно превышать $0,7 \cdot P_{\text{грп}}$, где $P_{\text{грп}}$ - среднее по пласту давление гидроразрыва, МПа.

После закачки тампонирующего состава и продавки системы водой, скважина останавливается на 24 часа.

Суспензии высокодисперсных порошков «Полисил». В данном разделе рассматривается применение «Полисил» марки П-1, П-3 ОАО «Ри-тэк» или гидрофобного, используемого Самарским УПНПиКРС.

Материал « Полисил », используемый в виде взвеси в нефти, при закачке в пористую среду, приводит к сильной гидрофобизации коллектора, что повышает проницаемость коллектора по нефти. Обработка пористой среды 0,5 % - ной взвесью материала « Полисил » с последующей закачкой нефти, а затем воды, приводит к увеличению фазовой проницаемости, которая превышает абсолютную проницаемость ядра, замеренную при однофазной фильтрации нефти.

Материал « Полисил » обладает сильными водо- и кислотоотталкивающими свойствами, хорошо закрепляется на пористой поверхности как терригенных, так и карбонатных коллекторов.

Увеличение приемистости нагнетательных скважин обусловлено повышением водопроницаемости пласта при закачке малых концентраций (0,05-0,1 %) порошка «Полисил».

При закачке «Полисил» в добывающие скважины с большей концентрацией (свыше 1,0 %) суспензия обладает тампонажными свойствами, ограничивая водоприток из промытых прослоев, не препятствуя при этом фильтрации нефти, что приводит к увеличению добывающих возможностей пласта, производительности скважин и снижению обводненности продукции.

Основными компонентами суспензии «Полисил» являются высокодисперсный материал «Полисил» и углеводородная дисперсионная среда (растворитель).

Материал «Полисил» представляет собой тонкодисперсный порошок белого цвета с низкой насыпной плотностью (400-800 кг/м³) и средним размером индивидуальных частиц от 5 до 50 мкм на основе двуокиси кремния.

В качестве дисперсионной среды (растворителя) используется смесь предельных углеводородов C5-C12, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и другие, которые вместе с «Полисилом» образуют устойчивую суспензию. Помимо перечисленных углеводородов, можно использовать нестабильный бензин, газовый конденсат, дизельное топливо, а также маловязкие нефти.

В качестве продавочной жидкости для добывающих скважин используется нефть, а для нагнетательных скважин — вода (любая имеющаяся на месторождении, с рН не более 8).

В зависимости от параметров обработки возможны режим общего увеличения проницаемости и режим избирательного улучшения фильтрации только по нефти, с отсечением воды.

Второй режим обработки применяется для увеличения дебита нефти в обводненных скважинах. Рецепт суспензии «Полисил» подбирается в каждом конкретном случае индивидуально, в зависимости от проницаемости пласта, типа коллектора, обводненности скважин и эффективной толщины пласта, вскрытой перфорацией. Оптимальные рецептура и концентрации материала отработаны в результате промышленных экспериментов и подтверждены промысловым опытом.

Необходимый объем для закачки реагента в ПЗП, как показала практика, должен составлять не менее 1,0 м³ приготовленной суспензии на 1 м вскрытой перфорацией эффективной толщины пласта.

В случае, если обводненность скважины выше 95%, концентрация «Полисила» должна быть увеличена до 10-12 кг на 1 м³ растворителя. После закачки всего объема суспензии производится продавка нефтью и скважина выдерживается на реагировании 48 ч.

Концентрация «Полисила» для обработки добывающих скважин выбирается в соответствии с таблицей 5.24.

Таблица 5.24.

Зависимость концентрации суспензии «Полисил» от обводненности скважин и проницаемости изолируемого пласта

Проницаемость.	Обводненность, %				Время реакции, ч
	0-60	60-70	70-80	80-90	
	концентрация, кг на 1 м ³ растворителя				
10-50	1,0-1,2	1,2-1,5	1,5-1,7	1,7-2,0	72
50-200	1,5-2,0	2,0-2,5	2,5-3,8	3,8-5,0	48
более 200	2,0-3,0	3,0-4,5	4,5-6,0	6,0-7,5	24

Вследствие высокой дисперсности и гидрофобности суспензии «Полисил», закачка его в пласт может производиться при давлениях, превышающих давление опрессовки эксплуатационной колонны. В этом случае, необходимо использование герметизирующего пакера. Наибольший эффект достигается, если (в случае благоприятных геологических условий) до закачки суспензии «Полисил» произвести очистку ПЗП методом мгновенных циклических депрессий струйным аппаратом УГИС.

Нефтесернокислотная смесь. Нефтесернокислотная смесь (НСКС) представляет собой смесь, приготовленную из нефти и алкотированной серной кислоты (АСК) при соотношениях 2,5:1 или 2:1.

АСК представляет собой отходы процессов алкилирования парафиновых углеводородных олефиновыми фракциями в присутствии в качестве катализатора концентрированной серной кислоты. Указанные отходы содержат 10-13 % сульфокислот со средним молекулярным весом, равным 258, 3-7 % смолисто-масляных веществ и 80-85 % серной кислоты. Количество мех-примесей после фильтра с диаметром пор 3-10 мкм не более 70 мг/л, содержание органических веществ не более 12%.

При понижении температуры вязкость ее значительно возрастает и составляет: при +10 °С - 0,058 Па·с; при -10 °С - 0,2 Па·с; при -20 °С более 0,7 Па·с.

Пригодность АСК для изоляционных работ должна определяться СТП 2.19-73 Новоуфимского НПЗ.

При взаимодействии концентрированной серной кислоты с углеводородами безводной нефти образуются алкалисульфокислоты и алкилсульфокислоты, реакция сопровождается окислением и конденсацией наиболее высокомолекулярной части с переходом ее в окисленный гудрон. Образование гудрона происходит сравнительно интенсивно и заканчивается за 20-25 мин. Количество образующегося гудрона зависит от исходной нефти и серной кислоты и повышается с увеличением асфальтсмолистых веществ в нефти. Вязкость гудрона растет во времени в результате структурирования.

Образование водоизолирующего состава в пластовых условиях основывается на комплексном химическом взаимодействии серной кислоты с нефтью, карбонатными породами пласта и пластовой водой.

Кислый гудрон имеет достаточно высокую адгезию с горными породами. Являясь гидрофобной жидкостью, гудрон снижает фазовую проницаемость среды относительно воды, что позволяет создать прочный экран и снизить проницаемость водонасыщенной части пласта за счет закупоривания каналов пористой среды.

Применение НСКС для водоизоляции рекомендуется проводить в «холодных» скважинах как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах.

Необходимый объем НСКС берется из расчета 3,5-5,0 м³ на 1 м толщины обводненной части пласта, если приемистость его менее 20 м³/ч при давлениях, соответственно более 10 МПа и не менее 10 МПа; 5,0-7,0 м³ на 1 м обводненной части пласта, если приемистость более 20 м³/час, при тех же давлениях соответственно.

Закачивание НСКС в пласт производится одной порцией. Во избежание разбавления смеси водой в процессе прокачки по кольцевому пространству, необходимо прокачивать буферный объем из нефти 0,4-0,5 м³ до и после НСКС. Закачивание АСК производить агрегатом «Азинмаш-ЗОА», а нефти — ЦА-320М при одновременной работе на режимах, обеспечивающих оптимальное объемное соотношение подачи АСК и нефти.

Во избежание закупоривания смесью нефтеносного пласта конечное давление продавки не должно быть более 20 % от первоначального. Скважину оставить под давлением продавки на время ожидания затвердевания смеси (ОЗС) не менее чем на 48 ч, после чего произвести пуск скважины в эксплуатацию.

Гидролизированный полиакрилонитрил. Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) – однородная вязкая жидкость от желтоватого до темно-коричневого цвета с запахом аммиака. Согласно МРТУ 6-01-166-74, гипан является продуктом омыления водной суспензии полиакрилонитрила гидроокисью натрия. Омыленный продукт является водным 16-22 % - ным раствором линейного сополимера полиакрилата натрия, полиакриламида и полиакрилонитрила.

Гипан растворяется в пресной воде неограниченно и без расслоения. Температура замерзания (-10 °С). Для изоляции пластовых минерализованных вод хлоркальциевого типа применяется гипан 7-10 % - ной концентрации, вязкость 0,1-0,22 Па·с. Вязкость 1 % - ного водного раствора гипана при +20 °С составляет 0,01-0,022 Па·с, с повышением температуры величина вязкости водных растворов гипана повышается.

При смешении с электролитами, содержащими ионы поливалентных металлов (Ca^{+2} , Mg^{+2} , Al^{+3} и других) гипан образует эластичную массу, плотность которой со временем увеличивается.

Рекомендуемые области применения гипана приведены в таблице 5.25.

Таблица 5.25.

Рекомендуемые области применения гипана (с конц. 10 %)

Степень минерализации изолируемой воды	Тип изолируемого коллектора	Проницаемость коллектора. мкм ²	Пластовая температура, °С
1,16 и выше	Терригенный	0,4-1,0	Не выше 75

В промышленных условиях наиболее доступными и дешевыми электролитами для получения эластичной массы из гипана являются минерализованная пластовая вода хлоркальциевого типа полностью 1160-1190 кг/м³, в которой содержится не менее 20 кг/м³ ионов Ca^{+2} и Mg^{+2} , или водный раствор хлористого кальция 15-30 % - ной концентрации. В качестве электролитов могут быть использованы водные растворы других вышеуказанных поливалентных металлов.

Эластичная масса гипана, образованная путем смешения с электролитами, содержащими ионы поливалентных металлов Ca^{+2} и Mg^{+2} , сравнительно хорошо растворяется в пресной воде, в водном растворе каустической соды, азотной кислоте.

Изоляция посторонних минерализованных вод, поступающих в скважину, достигается за счет заполнения и закупоривания гипаном как нарушений в заколонном пространстве скважины, так и водоносного (или обводнившейся части нефтеносного) пласта.

Проникая в нефтенасыщенную часть пласта, гипан остается в жидком состоянии и легко вытесняется нефтью при освоении и эксплуатации скважины, что обеспечивает сохранение проницаемости нефтенасыщенных интервалов. Закачивание 8-10 % - ного раствора гипана в скважину производится одной порцией.

В таблице 5.26 приведены оптимальные объемы рабочего раствора гипана для условий нефтяных месторождений типа Ромашкинского в бобриковском и девонском горизонтах в зависимости от приемистости обводненного пласта. Данные получены по успешности проводимых ВИР на указанных нефтяных месторождениях.

При необходимости задавливания более 5 м³ гипана необходимо применять технологическую схему, предусматривающую повторное и порционное закачивание в пласт.

Таблица 5.26.

Оптимальные объемы рабочего раствора гипана в зависимости от приемистости обводненного пласта

Приемистость пласта, м ³ /ч	Количество гипана в м ³ при давлении нагнетания, МПа	
	более 10	менее 10
менее 15	3-4	5
более 15	5-6	6-7

Для отключения отдельных пропластков или целых пластов объем гипана определяется из расчета 1м на 1 м перфорированной толщины отключаемого пласта, а общее количество гипана берется с учетом коэффициента потерь $K_{\text{н}} = 1,2-1,3$, учитывающего возможные потери и частичное проникновение гипана в нефтенасыщенный пласт.

Буферная жидкость (пресная вода) закачивается до и после полимера, предназначена для предотвращения смешения его с электролитом при транспортировании по трубам. В пластовых условиях излишнее количество пресной воды является препятствием ионообменным процессам между полиме-

ром и ионами пластовой воды. Поэтому ее количество в зависимости от диаметра труб и объемной скорости движения в трубах, закачивается в минимальных объемах. Полученные на основании промысловых экспериментов оптимальные объемы буферной жидкости, необходимые для предотвращения преждевременного осаждения полимера в колонне труб, приведены в таблице 5.27.

Таблица 5.27.

Объемы буферной жидкости, необходимые для предотвращения преждевременного осаждения полимера в колонне труб

Показатели	Объемная скорость закачки, л/с	Объем буферной жидкости, м ³	
		до закачивания гипана	после закачивания гипана
Условный диаметр труб, мм			
60	3-5	0,5-0,6	0,8-1,0
73	3-5	0,6-0,8	1,0-1,2
Кольцевое пространство труб, мм			
146-73	3-5	0,6-0,8	0,8-1,0
146-60	3-5	0,8-1,0	1,0-1,2

В таблице 5.28 приведены технологические параметры и условия применения различных технологических схем изоляции с применением гипана в терригенных породах Ромашкинского месторождения, определенные на основе промысловых исследований.

После окончания продавливания гипана задвижки на устье необходимо перекрыть, и оставить скважину под давлением на время ожидания затвердевания гипана (ОЗГ) не менее чем на 48 ч.

Сополимер метакриловой кислоты с ее диэтиламмониевой солью. Изолирующий реагент на основе сополимера метакриловой кислоты с ее диэтиламмониевой солью (МАК-ДЭА) представляет собой однородную жидкость от светловатого до темно-коричневого цвета. Получается путем полимеризации метакриловой кислоты в присутствии диэтиламина при молярном соотношении 0,6:0,4. В качестве инициатора полимеризации используются порофоры марки «ЧХЗ-67». Полимеризация протекает при температуре 70 °С в

течение 8 ч, после чего реакционная масса разбавляется пятикратным количеством воды и дополимеризовывается при постоянном охлаждении в присутствии перекиси водорода. Реагент химически стойкий, негорюч, нетоксичен.

Таблица 5.28.

Технологические параметры и условия применения гипана

Технологическая схема	Состав рабочего раствора и посл. подачи компонентов	Объем, м ³	Условия применения
1	Пресная вода Гипан Пресная вода Электролит (CaCl ₂)	0,5-0,6 3-5 0,3-1,0 2,0-2,5	1. В скважинах с приемистостью обводненного пласта менее 20м ³ /ч, при P>10МПа 2. В скважинах с приемистостью обводненного пласта более 20м ³ /ч, при P>10МПа рекомендуется повторная закачка по данной технологической схеме через 2-3 сут. после проведения первой операции. В случае снижения приемистости после первой обработки объем гипана уменьшается до 2-3 м ³ 3. В скважинах с обводненными водонефтяными пластами толщиной более 10 м, приемистость которых превышает 25м ³ /ч, при P≤6,0МПа. Указанное количество компонентов последовательно закачивают в пласт в два цикла
2	30%-ый р-р CaCl ₂ Пресная вода Гипан Пресная вода 30%-ый р-р CaCl ₂	1,5-2,0 0,7-0,8 5-6 0,8-1,0 2,0-3,0	1. В скважинах с приемистостью обводненного пласта более 20м ³ /ч, при P<8МПа
3	Соляная кислота Пресная вода Гипан Пресная вода Электролит (CaCl ₂)		2. В скважинах с приемистостью обводненного пласта менее 10м ³ /ч. при P>10МПа

К применению на скважинах рекомендуется реагент МАК-ДЭА не менее 10 % (мас.) концентрации. Он должен соответствовать требованиям ТУ 6-01-10-52-79. При поступлении к потребителю его качество проверяется по определенным показателям, приведенным в таблице 5.29.

Таблица 5.29.

Показатели качества реагента МАК-ДЭА

№ п/п	Наименование показателя	Норма
1	Внешний вид	Вязкая жидкость темно-коричневого цвета
2	Наличие посторонних показателей	Допускаются механические включения
3	Массовая доля основного вещества (сополимера) в % менее	85
4	Плотность 1 %-ого раствора сополимера при +20 °С в г/см ³	0,99-1,01
5	Вязкость 1%-ого водного раствора сополимера, в Па·с	0,0015-0,005

Вязкость и плотность исходного сополимера МАК-ДЭА при разбавлении водой резко снижается. При +20 °С значения вязкости и плотности МАК-ДЭА приведены в таблице 5.30.

Таблица 5.30.

Зависимость некоторых свойств сополимера МАК-ДЭА от концентрации

Концентрация МАК-ДЭА, %	Вязкость, Па·с	Плотность, кг/м ³
18,5	0,112	1,037
15,0	0,020	1,026
10,0	0,010	1,018
8,0	0,008	1,012
5,0	0,006	1,005
3,4	0,004	1,002

При температуре -3 - -4 °С МАК-ДЭА (18,5 % - ной концентрации) замерзает, повышение температуры приводит к резкому снижению вязкости. Неоднократное повторение цикла «замораживание-размораживание» не изменяет основных физико-химических свойств (плотности, вязкости) МАК-ДЭА.

При взаимодействии с минерализованными пластовыми водами и электролитами происходит выделение (осаждение) полимера из раствора, либо его полное структурирование во всем объеме. При смешении с пластовой водой девонского горизонта плотностью 1,10-1,18 г/см³ выделяется следующее количество осадка с одного объема реагента: 5,0%-ный раствор – 0,44; 10,0%-ный раствор – 1,04; 15,0%-ный раствор – 1,10; 18,5%-ный раствор – 1,12.

Выдержка осадка в среде пластовой воды приводит к его упрочнению, а в пресной воде к разбуханию и постепенному растворению. Осадок растворяется в 10 %-ной соляной и концентрированной серной кислоте. В нефти осадок растворяется медленно. После выдержки в течение трех суток в среде пластовой воды осадок в нефти не растворяется. При смешении с чистой нефтью МАК-ДЭА (10,0 и 18,5 % - ной концентрации) не образует осадка и эмульсии, происходит расслоение фаз.

Обработка образцов породы, насыщенных минерализованной водой, плотностью 1100-1180 кг/м³, реагентом МАК-ДЭА приводит снижению их водопроницаемости. Средний эффект изоляции (по минерализованной воде девонского горизонта) равен(в процентах): 10,0%-ный раствор – 70,5; 18,5%-ный раствор – 81,1.

Рекомендуемые области применения реагента МАК-ДЭА приведены в таблице 5.31.

Таблица 5.31.

Рекомендуемые области применения реагента МАК-ДЭА

Степень минерализации изолируемой воды, г/л	Тип изолируемого коллектора	Проницаемость коллектора, мкм ³	Пластовая температура, °С
1,12 и выше	Терригенный	0,2-0,7	Не выше 75

Технология проведения работ с использованием МАК-ДЭА аналогична технологии закачки гипана. Основные параметры технологической схемы закачки сополимера МАК-ДЭА приведены в таблице 5.32.

Таблица 5.32.

Основные параметры технологической схемы закачки сополимера МАК-ДЭА

Приемистость пласта, м ³ /ч	Количество сополимера в м ³ при давлении нагнетания, МПа		Объем буферной жидкости (пресной воды), м ³		Объем электролит за сополимером, м ³	Время ожидания затвердевания сополимера, ч.
	менее 10,0	более 10,0	до реагента	после реагента		
менее 20,0	4,0	3,0	0,5	0,4	1.5-2,5	48

Гелеобразующий состав для селективной изоляции продуктивных пластов. Для приготовления гелеобразующего состава используют следующие реагенты:

- лигносульфонат аммония порошкообразный (ЛСАП) производства Соликамского ЦБК (ТУ ОП 13-0278924-01-89);
- бихромат калия (ГОСТ 2652-78);
- кальций хлористый (ГОСТ 450-77);
- продукт АКОР-Б100 (ТУ 39-1331-88);
- вода техническая или сеноманская (из системы ППД)(ОСТ 39-225-88).

При осуществлении технологических процессов могут быть использованы в качестве гелеобразующего реагента: концентрат сульфитно-дрожжевой бражки — КБП (с содержанием основного вещества 50 %) (ТУ 81-04-225-79); конденсированная сульфит – спиртовая барда КССБ - 2 (ТУ 39-094-75), представляющая собой порошкообразный продукт; в качестве сшивателя — бихромат натрия; в качестве регулятора скорости гелеобразования — натрий хлористый (ГОСТ 4233-77); в качестве структурирующих добавок — «Продукт 119 - 204» (ТУ 6-02-1294-84), «Продукт 119-29 б» (ТУ 6-02-1-553-87), АКОР-Б100 (ТУ 39-1331-88).

Применение иных реагентов, выполняющих функции регуляторов скорости гелеобразования, шшивателя и структурообразующих добавок, допускается по рекомендации разработчика технологии и согласованию с исполнителем работ по закачке. Гелеобразующий состав готовится исходя из приводимой в таблице 5.33 рецептуры.

Таблица 5.33.

Рецептура приготовления гелеобразующего состава

Компонент	Содержание, %	Количество компонента в 1 м ³ состава, кг
Литносульфонат порошковый	10	100
АКОР-Б100	3-4	30-40
Бихромат калия	2	20
Хлористый кальций	3-5	30-50
Вода	остальное	доводится 1 м ³ состава

Вместо бихромата калия и хлористого кальция могут быть использованы бихромат натрия и хлористый натрий, а вместо АКОР-Б100 - «Продукт 119-204» или «Продукт 119-296» в тех же количествах.

Конкретное количество каждого из компонентов выбирается исходя из общего объема закачиваемого реагента, температуры пласта в изолируемом интервале, минерализации используемой воды (для контроля за общим состоянием хлористого кальция в составе) и определяется заданным временем гелеобразования. Общий объем состава берется, исходя из удельного расхода 15-20 м³ на один метр водопроявляющего интервала. Точный состав для каждой обработки определяется исходя из промыслово-геофизических характеристик объекта разработки.

Процесс приготовления состава заключается в последовательном смешении расчетных количеств исходных компонентов. Лучше всего состав готовится последовательно в двух автоцистернах, что позволяет совместить процесс приготовления и закачки.

В первую очередь готовится на скважине или на базе раствор хлористого кальция. Затем в этот раствор дозируется литносульфонат, совместно с бихроматом калия. Для этого можно использовать цементосмеситель, в бункер которого равномерно загружается древесная мука вперемешку с расчет-

ным количеством бихромата калия. Шнеком цементосмесителя производится дозирование лигносульфоната с бихроматом калия на струю раствора хлористого натрия, подаваемой в корыто или иную емкость объемом не менее 200 л. Суспензия набухшего лигносульфоната из емкости смешения отсасывается на циркулирование в емкость автоцистерны с целью полного дорастворения (в течение 1 часа). После завершения дозирования лигносульфоната в приготовленный раствор вводится АКОР-Б100. Время перемешивания состава после введения АКОР-Б100 составляет 10-15 мин. Состав продавливается расчетным объемом воды, равным объему НКТ с учетом перепродавки 0,5 м на 1 м водопроявляющего интервала.

ГОС для выравнивания профиля приемности на основе ацетата хрома. Для выравнивания профиля приемности в нагнетательных скважинах применяется гелеобразующий состав на основе ацетата хрома, ПАА и воды.

5.4 Изоляция водопроявляющих пластов

Тампонажные составы ВТС-1, ВТС-2 для отключения водопроявляющих пластов. Изоляционные работы по отключению верхних (нижних) пластов в нефтяных и нагнетательных скважинах выполняются по общей технологической схеме для материалов ВТС-1 и ВТС-2, приведенной в разделе 5.2, с учетом следующих рекомендаций:

- при определении необходимого объема ВТС исходят из толщины перфорированного интервала пласта и приемности скважины. Объем неразбавленного водой ВТС, приходящийся на 1 м перфорированной толщины пласта, должен составлять 0,3-0,5 м³;
- в случае большой приемности скважины не рекомендуется увеличивать объем ВТС более 0,3-0,5 м³ на 1 м перфорированной толщины пласта. Более целесообразно изоляционные работы выполнить по схеме «циклической закачки», т.е. сделать двухкратную заливку пласта с интервалом через 12-24 ч;
- продавку водоизолирующего реагента в пласт следует производить при максимально возможном давлении;
- опрессовку эксплуатационной колонны для оценки качества изоляционной работы производить не ранее, чем через 12 часов после завершения продавки водоизолирующего реагента в пласт.

При неудовлетворительных результатах опрессовки изоляционные работы следует повторить.

Гидрофобный полимерный тампонажный состав для изоляции водопроявляющих пластов. При изоляционных работах в скважинах с высокой приемистостью - 20-40 м³/ч (работа ЦА-320 на 3-й скорости) при избыточном давлении 20-40 кгс/см³ технологическая схема следующая:

- закачка буфера из нефти (предпочтительно вязкой) в объеме 0,25 м³, что обеспечивает снижение адгезии ГПТС при прокачке ее по НКТ;
- закачка ГПТС (рекомендуемый объем - 1-1,5 м³) производится ЦА-320, который закачивал буфер из нефти;
- в процессе слива ГПТС в нее вводится 7 л воды на 200 л ГПТС и откачивается в скважину.

При ликвидации интенсивных водопритоков в «холодных» скважинах:

- сначала в ГПТС вводится цемент (40 кг на 200 л);
- смесь перемешивается механическим способом. Затем в эту смесь вводится 7 л воды с добавкой химотвердителя типа УП 606/4 - 200 см³. Состав откачивается в скважину;
- в последнюю порцию ГПТС (200 л) рекомендуется ввести каучуковую крошку (30-50). Этим обеспечивается сокращение сроков отверждения и повышение вязкостных свойств у состава.

Во всех случаях, когда производятся изоляционные работы в скважине с высокой приемистостью, необходимо производить закачку цементного раствора из 1,5-2,0 т цемента для восстановления крепи в затрубном пространстве.

«Продукт 119-204» для изоляции водоносных пластов. Для предварительной изоляции обводненной ПЗП «Продукт 119-204» следует применять при коэффициенте приемистости скважины не свыше 28-30 м³/(сут. ·МПа). Рекомендуемый радиус обработки водоносного пропластка составами ГОС - не менее 5 м, предпочтительно 10-15 м. Радиус последующей обработки кремнийорганическим реагентом - не менее 0,4 м, предпочтительно 0,8-1,0 м.

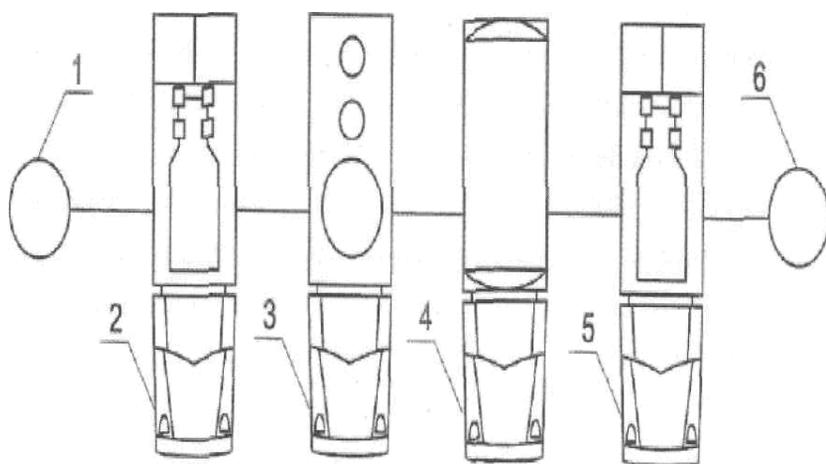
Работы выполняются в соответствии с требованиями технологии проведения изоляции с применением ВТС.

Смесь этилсиликатов с «Продуктом 119-204» для изоляции водопроявляющих пластов. При обводненности продукции более 50% и коэффициенте приемистости скважины от 24 до 38 м³/(сут·МПа) предварительную изоляцию обводненных пропластков можно осуществлять составом на основе смеси этилси-ликага и «Продукта 119-204 ». Рекомендуемый радиус обра-

ботки составляет при обводненности 50-85 % - 0,3-0,5 м, при обводненности более 85 % - 0,5-1,5 м. Работы выполняются в соответствии с требованиями технологии проведения изоляции с применением ВТС.

Если в конце продавки водоизолирующего реагента в пласт, приемистость скважины будет превышать 220 м³/сут. при давлениях нагнетания на устье менее 12-15 МПа, то в процессе закачки в последние порции реагента (0,5-1,0 м³) необходимо подавать воду (жидкость глушения) путем нагнетания ее в межтрубное пространство вторым агрегатом ЦА-320. Оптимальное объемное соотношение реагент: вода составляет от 4:1 до 1:1. Расход воды замерять по мерным емкостям второго агрегата ЦА-320. Давление нагнетания воды не должно превышать максимально допустимого для опрессовки эксплуатационной колонны.

Гелеобразующие составы с докреплением кремнийорганическими реагентами для ограничения и ликвидации водопроявлений. При проведении водоизоляционных работ необходимо руководствоваться положениями разделов 5.3 и 5.4 настоящей работы. Обвязка техники производится согласно рисунку 5.10.



1- водовод или емкость с запасом 50-75 м воды; 2- агрегат ЦА-320; 3- пескосмеситель УСП-50, затаренный порошкообразной смесью ГОС; 4 - осреднительная емкость или глиномешалка; 5 - агрегат ЦА-320 или АН-700; 6 - скважина.

Рисунок 5.10 – Схема обвязки устья скважины при водоизоляционных работах составами ГОС

При приготовлении состава и необходимости остановки закачки ГОС следует сначала отключить шнек-питатель УСП-50 с порошком ГОС без остановки гидромешалки во избежание образования труднорастворимых комков компонентов ГОС.

Дозировку сухого порошка ГОС необходимо начинать с наименьших концентраций: ГОС-1 - 0,025-0,030 г/см³; ГОС-2 - 0,010 - 0,012 г/см³.

По мере закачки раствора ГОС в пласт следить за давлением нагнетания. При отсутствии роста давления или его незначительном повышении (на 0,5-1,0 МПа) после закачки первых 10-15 м³ состава в пласт дозировку порошка увеличить: ГОС-1 на 0,003-0,005 г/см³; ГОС-2 на 0,002-0,003 г/см³. Постепенное повышение концентрации порошка ГОС до предельных значений (ГОС-1 0,04 г/см ; ГОС-2 - 0,016 г/см) по мере закачки состава в пласт производить до роста давления на затрубном пространстве устья скважины не более, чем до 11,5-12,0 МПа. При достижении указанного давления подачу сухого порошка прекратить. Закачанную в скважину суспензию-раствор ГОС продавить водой в пласт.

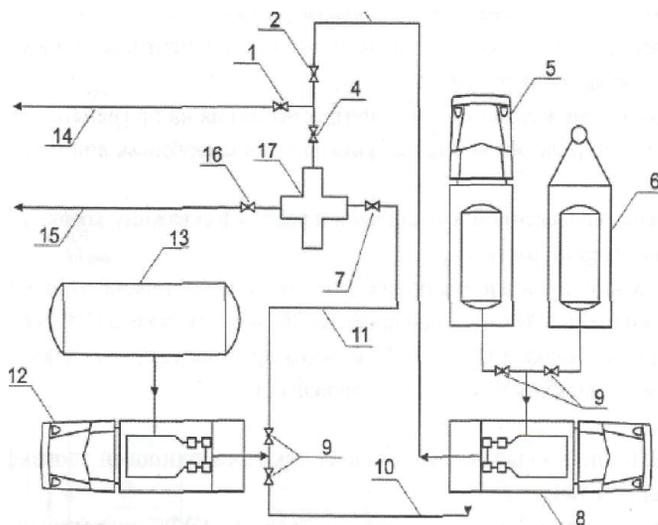
Произвести переобвязку спецтехники, согласно рисунку 5.11. Произвести докрепление изолирующего экрана закачкой в пласт кремнийорганического реагента в соответствии с требованиями технологии проведения изоляции ВТС или «Продукта 119-204».

5.5. Изоляция прорыва газа в нефтяные скважины

Водорастворимые тампонажные составы ВТС-1 и ВТС-2. Общие сведения об этих материалах приведены в разделе 5.2, где так же описывается:

- методика подбора рецептуры составов, способы контроля за их качеством;
- технология приготовления водорастворимых тампонажных составов, технологическое оборудование, используемое как для приготовления составов, так и для проведения процесса;
- технология изоляционных работ, основанная на применении составов ВТС-1, ВТС-2 при обязательном выполнении следующих дополнительных условий:
 1. перед проведением изоляционной работы в скважину закачать 10-15 м³ воды или солевого раствора;

2. изоляционные работы по отключению газового пласта выполнять в соответствии с общей технологией проведения работ составами ВТС после предварительной закачки в пласт 30-50 м³ воды при минимальных давлениях закачки с выполнением положений раздела 5.2.

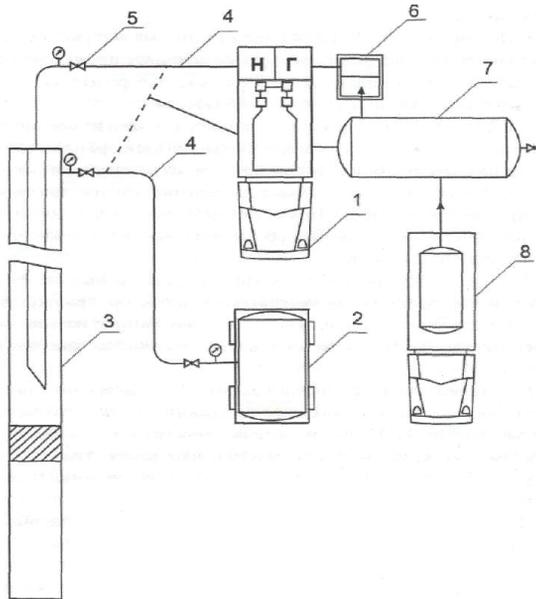


1 - линейная задвижка; 2 - буферная задвижка; 3 - линия нагнетания по НКТ; 4 - центральная (аварийная задвижка); 5 - емкость с водоизолирующим реагентом; 6 - емкость с буферной жидкостью; 7 - затрубная задвижка на линии нагнетания в затрубное пространство; 8 - агрегат ЦА-320 №1; 9 - запорные задвижки; 10 - гибкий резиновый шланг для долива в мерники ЦА-320 необходимого количества продавочной жидкости; 11 - линия нагнетания в затрубное пространство; 12 - агрегат ЦА-320 №2; 13 - емкость с запасом промывочной и продавочной жидкости или реагентом; 14 - выкидная линия с НКТ; 15 - выкидная линия с затрубного пространства; 16 - затрубная задвижка на выкидной линии; 17 - крестовина устья скважины.

Рисунок 5.11 – Схема обвязки устья скважины при водоизоляционных работах кремнийорганическими реагентами

Тампонажный состав на основе алкилрезорциновой эпоксиэфирной смолы (АЭФС). Физико-химические и механические свойства АЭФС и технология приготовления изолирующего раствора на основе АЭФС и рекомендуемое оборудование для осуществления процесса, приведены в разделе 5.1.

Технология изоляции межколонных газопроводов и перетоков за обсадной колонной с помощью АЭФС «скользящей заливкой» с противодействием на устье без разрушения моста рекомендуется для месторождений, разбуриваемых кустовым методом и наклонно-направленных скважин всех категорий, а также вертикальных и одиночных скважин (рисунок 5.12).



1 - ЦА-320М; 2 - УКП-80, 3 - обрабатываемая скважина; 4 - нагнетательные линии; 5 - задвижки; 6 - чанок; 7 - осреднительная емкость; 8 - цистерна; Н- нефть; Г - ГТМ-3.

Рисунок 5.12 – Схема обвязки оборудования при изоляции межколонных газопроводов и перетоков за обсадной колонной с помощью АЭФС «скользящей заливкой» с противодействием на устье без разрушения моста

Обвязать ЦА-320М с кольцевым пространством, а колонну НКТ с мерной емкостью, и приготовить рабочий раствор, предварительно промыв нефтью насосы НА и манифольдную линию. В правую половину мерной емкости ЦА-320М загрузить необходимое количество буферной жидкости (безводные: нефть, дизтопливо или дистиллят) и своим насосом перекачать в левую. Одновременно со сливом из бочек в чанок заданного количества АЭФС, равномерно ввести требуемое количество (1-5 %)

отвердителя (ПЭПА). Смесь откачать в освободившуюся правую мерную емкость ЦА-320М и при круговой циркуляции перемешивать в течение 5-10 мин., после чего рабочий раствор готов для нагнетания в скважину.

При избыточном давлении (3,0-8,0 МПа) на устье, по кольцевому пространству последовательно закачать: 100-200 л буферной жидкости (нефть, дизтопливо), расчетное количество рабочего раствора смолы и вторую порцию буферной (продавочной) жидкости, при этом следить, чтобы давление на устье не превышало предельно допустимого для данного размера обсадной колонны.

Подачу рабочего раствора смолы в интервал негерметичности и в зону перетоков за обсадной колонной и его задавливание производить способом «скользящей заливки» при малых расходах, с кратковременными остановками и избыточным давлением на устье (3,0-5,0 МПа)

Количество остановок следует выбирать исходя из толщины изолируемого интервала, объема закачанного смоляного раствора и давления приемистости, а продолжительность остановки определять темпом падения давления. Снижение последнего будет свидетельствовать о перекрытии тампонажным раствором негерметичного интервала. В этом случае, необходимо создать максимально допустимое для данной обсадной колонны давление и поддерживать его в течение 20-30 мин.

После 30 мин. выдержки скважины под избыточным давлением на устье, к кольцевому пространству подключить компрессор, приоткрыть кран на колонне НКТ, постепенно опорожнить ствол скважины от оставшегося рабочего раствора смолы и буферной жидкости, выход которых замерить на поверхности.

Если величина избыточного давления, создаваемого компрессором, будет недостаточной для опорожнения скважины от рабочего раствора, в работу включить ЦА-320М, по кольцевому пространству закачать 3-5 м³ нефти, продавочную жидкость, и вымыть оставшийся рабочий раствор смолы. Поднять 50-80 м НКТ, и произвести обратную промывку скважины промывочной. После этого скважину под избыточным давлением закрыть и оставить на 16-72 часа для полимеризации рабочего раствора смолы, и колонну испытать на герметичность опрессовкой.

Качество изоляционных работ оценить снижением уровня в обсадной колонне и опрессовкой интервала нарушения в ней, в соответствии с действующей инструкцией по испытанию скважин на герметичность.

Неонолсодержащие водорастворимые тампонажные составы (НВТС) и кремнийорганические шитые системы (КРОСС). Скважины, выбранные для проведения газоизоляционных работ этими составами должны удовлетворять следующим требованиям:

- выбирают скважины, эксплуатирующиеся с высоким газовым фактором (выше 600 м³/т) и высоким буферным давлением (выше 5 МПа), вследствие прорыва газа по пласту (образование конуса газа в монолитном пласте), по наиболее проницаемым пропласткам, либо вследствие затрубной циркуляции газа;
- интервал перфорации и зумпф должны быть свободны от осадка и посторонних предметов;
- обсадная колонна должна быть герметична;
- пластовая температура не лимитируется, но она должна быть известна до начала изоляционных работ;
- приемистость скважины по воде должна быть не менее 150 м³/сут. при давлении нагнетания на устье не более 12 МПа. При недостаточной приемистости проводят ОПЗ одним из стандартных методов. Верхний предел приемистости не лимитируется.

Оборудование, технические средства и материалы, необходимые для осуществления технического процесса, при капитальном ремонте и обработке ПЗП:

- цементировочный агрегат ЦА-320 - 2 шт.;
- автоцистерны вместимостью 10 м³ для доставки раствора полиакриламида (ПАА) с химической базы, либо приготовления в них раствора ПАА у устья скважины - 2-3 шт.;
- автоцистерна для доставки на скважину смеси этилсиликата и «Продукта 119-204», либо АКОР-Б100 - 1 шт.;
- автоцистерна для доставки на скважину неонола, либо гликоля — 1 шт.;
- пароперемещаемая установка ППУ-3М (в зимнее время) - 1 шт.,

Из нестандартного оборудования для приготовления водного раствора ПАА используют эжектор - 1 шт. На кусту необходимо иметь запас продажной жидкости (воды, солевого раствора) в объеме 25-30 м³.

Для приготовления гелеобразующих составов, предназначенных для осуществления технологического процесса (ТП) изоляции газопри токов, должны использоваться водорастворимые полимеры: импортный

полиакриламид (ПАА) марок DKS, МСУ, либо карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) (ОСТ 6-05-336-80), либо жидкое стекло (ГОСТ 13078-91). В летнее время допускается применение отечественных марок ПАА. При этом концентрацию ПАА в рабочем водном растворе увеличить до 0,7 - 0,8 %, в отличие от импортных марок ПАА, для которых рабочая концентрация водных растворов по основному веществу составляет 0,5 - 0,6 %.

При приготовлении гелеобразующих составов в рецептуру может быть включен бихромат калия (ГОСТ 2652-78).

При приготовлении гелеобразующих составов типа КРОСС и закрепляющих составов типа ВТС, НВТС, предназначенных для осуществления ТП, должны использоваться один из индивидуальных кремнийорганических реагентов, либо их смеси: этилсиликат (ГОСТ 26371-84); этилсиликат-конденсат (ТУ 6-02-02-67-86); «Продукт 119-296 » (ТУ 6-02-1-553-87); «Продукт 119-204» (ТУ 6-02-1294-84); АКОР-Б100 (ТУ 39-1331-88); алкилсиликонаты натрия (ГКЖ-10, ГКЖ-11) (ТУ 6-02-696-75); петросил (ТУ 6-02-1296-84).

Приготовление водорастворимых кремнийорганических закрепляющих составов должно осуществляться с применением одного из перечисленных ниже поверхностно-активных веществ: неонола АФ9-12 марок СНО-3А, СНО-3Б, СНО-4Д, СППХ-1М, СНПХ-Ш (ТУ 38-103625-87); МЛ-72, МЛ-80 (ТУ 84-509-1-82), сульфанола (ТУ 6-01-1043-79); либо одного из гликолей: полигликоля (ТУ 6-01-328-85, ТУ 6-01-7-159-87 и ТУ 6-01-26-12-80); этиленгликоля (ГОСТ 19710-83); диэтиленгликоля (ГОСТ 10136-77).

В технологическом процессе используется вода любого типа, минерализация воды не лимитируется. Вместо закачки воды на первом этапе выполнения ТП допускается закачка в пласт водного раствора эмульгатора, загущенного с помощью водорастворимого полимера воды, водного раствора жидкого стекла, либо раствора водорастворимого кремнийорганического реагента.

В качестве гелеобразующих составов при реализации ТП, помимо составов типа КРОСС, могут быть использованы составы типа ВУС, ГОС, силикатно-полимерные составы, жидкое стекло и другие составы, образующие в пластовых условиях гелеобразные структуры.

В качестве закрепляющих составов в ТП, помимо кремнийорганических составов, могут применяться комбинированный закрепляющий состав, включающий кремнийорганический тампонажный состав и цементный раствор, либо цементный раствор.

Подготовка газоизолирующих растворов к работе. При реализации технологической схемы РИР по изоляции газопритоков в пласт последовательно закачивается три типа изолирующих составов: вначале вода; затем гелеобразующий (вязко-упругий состав) и в последнюю очередь закрепляющий водорастворимый кремнийорганический тампонажный состав, либо комбинированный закрепляющий состав, включающий закачку кремнийорганического тампонажного состава и цементного раствора, либо в качестве закрепляющего состава цементный раствор.

Вода берется из системы ППД, установив для отбора воды специальную дублирующую задвижку. Перед закачкой в пласт не требуется какой-либо дополнительной подготовки воды.

Вязко-упругий состав и водорастворимый кремнийорганический тампонажный состав готовятся непосредственно перед закачкой в пласт у устья скважины. Некоторые оговоренные ниже операции по приготовлению указанных составов целесообразно производить на химической базе. Используя перечисленный выше набор химреагентов можно приготовить несколько рецептур вязко-упругих и кремнийорганических изолирующих составов. Выбор конкретных рецептур определяется наличием химреагентов и соображениями технологичности, простоты приготовления и закачки в пласт изолирующих составов.

Рецептура и технология приготовления неонсолдержащего водорастворимого тампонажного состава (НВТС-1). НВТС-1 готовят путем смешения двух незамерзающих жидкостей: АКОР-Б100 и неосола СНО-ЗБ в объемном соотношении от 1:1 до 3:2. Эта операция осуществляется либо в автоцистерне, в которой состав доставляют на скважину, либо компоненты состава доставляются на скважину порознь и смешиваются в мерной емкости агрегата ЦА-320. После дозирования компоненты состава перемешивать в течение 10-15 минут, после чего состав готов к использованию.

Качество приготовленного НВТС-1 легко определяется визуально. После добавления неосола к АКОР-Б100 смесь вначале становится мутной, а при перемешивании быстро становится гомогенной, прозрачной и водорастворимой, что свидетельствует о качественном приготовлении НВТС-1. Не допускается хранение приготовленного НВТС-1 более 12 часов, что необходимо учитывать при заблаговременном приготовлении НВТС-1 на химической базе.

Общий объем НВТС-1 готовят из расчета расходования его в объеме 0,4-0,6 м³ на каждые 10 м³ 0,5 % - ного водного раствора ПАА плюс 2-5 м³, которые закачивают в пласт в чистом виде для «закрепления» предварительно закачиваемых в него воды и вязко-упругого состава.

НВТС-1 выполняет, таким образом, две функции.

Во-первых, при добавлении к водному раствору ПАА он является «сшивающим» агентом и позволяет получить вязко-упругий состав типа КРОСС-1 (кремнийорганическая сшитая система).

Во-вторых, НВТС-1, закачиваемый вслед за КРОСС-1 в пласт в чистом виде, выполняет роль «закрепляющего» тампонирующего материала.

Рецептура и технология приготовления неолсолдержавшего водорастворимого тампонажного состава НВТС-2 заключается в смешивании трех незамерзающих жидкостей: этилсиликата, «Продукта 119-204» и неолола.

Вначале необходимо смешать один из типов этилсиликатов с «Продуктом 119-204» в объемном соотношении 2:1. Эту операцию осуществлять либо в автоцистерне, в которой смесь доставляют на скважину, либо заблаговременно на химической базе непосредственно в емкости, предназначенной для хранения этой смеси. Последний вариант более предпочтителен, т.к. смесь является незамерзающей, устойчивой при длительном хранении (при хранении в емкости, закрытой от попадания воды), а заблаговременное приготовление смеси кремнийорганических реагентов существенно упрощает технологию приготовления НВТС-2.

В отдельных автоцистернах на скважину доставляется смесь кремнийорганических реагентов (смесь этилсиликата и «Продукта 119-204» в соотношении 2:1) и неолола АФ9-12.

Приготовление НВТС-2 осуществляется непосредственно на скважине путем смешения смеси кремнийорганических реагентов с неололом в мерной емкости агрегата ЦА-320 в объемном соотношении 1:1.

Для того, чтобы НВТС-2 выполнял в технологической схеме РИР не только роль «закрепляющего» материала, но и роль «сшивающего» полиакриламид агента, в него дополнительно вводится бихромат калия из расчета 4 кг на 1 м³ готового НВТС-2.

Совмещение компонентов при приготовлении НВТС-2 необходимо начинать с растворения бихромата калия в неололе. Для этого в мерную емкость агрегата ЦА-320 из автоцистерны перекачать расчетное количе-

ство неонола. Затем расчетное количество бихромата калия растворить в минимальном количестве воды (лучше подогретой до 70-80 °С), и при перемешивании насосным агрегатом водный раствор бихромата калия добавить к неонулу. После растворения бихромата калия в неонуле к нему добавить расчетное количество смеси кремнийорганических реагентов. Все компоненты состава перемешиваются в течение 10-15 минут при работе насосного агрегата «на себя». Качество приготовленного НВТС-2 легко определяется визуально, т.к. при смешении компонентов смесь вначале становится мутной, а при перемешивании быстро становится однородной, прозрачной, водорастворимой и имеющей зеленоватый цвет, что свидетельствует о качественном приготовлении НВТС-2.

Общий объем НВТС-2 готовится из расчета расходования его в объеме 0,5-0,8 м³ на каждые 10 м³ 0,5 %-ного водного раствора ПАА плюс 2-3 м³, которые закачивают в пласт в чистом виде для «закрепления» предварительно закачиваемых в него воды и вязко-упругого состава.

Рецептура и технология приготовления водорастворимых тампонажных составов типа ВТС-1, ВТС-2 изложена в разделе 5.2. Составы ВТС-1 и ВТС-2 готовятся аналогично НВТС-1 и НВТС-2, только вместо неонола в рецептуру вводится один из типов гликолей (раздел 5.5). При этом составов ВТС-1, предназначенный для реализации данной технологии, готовить только с использованием АКОР-Б100. Для придания ВТС-2 «сшивающих» свойств, в него добавляют бихромат калия.

Рецептура и технология приготовления вязко-упругого состава КРОСС-1. Кремнийорганические сшитые системы типа КРОСС относятся к классу вязко-упругих составов и отличаются от последних повышенной адгезией к горной породе, повышенным напряжением сдвига и более высокой (до 120 °С) термостойкостью.

Вязко-упругий состав типа КРОСС-1 готовится смешением 0,5-0,6 %-ного водного раствора ПАА с НВТС-1, либо ВТС-1, из расчета 0,4-0,6 м³ НВТС-1 (ВТС-1) на 10 м³ раствора ПАА. Бихромат калия в смесь при этом не добавляется. Вначале с помощью эжектора готовится 0,5-0,6 %-ный водный раствор ПАА (из расчета 50-60 кг сухого ПАА на 10 м³ воды с любой степенью минерализации). Эту операцию можно выполнять в двух вариантах. В летнее время раствор ПАА предпочтительно готовить заблаговременно на химической базе и доставлять его на скважину в готовом виде. В зимнее время раствор ПАА готовится на скважине, исполь-

зую подогретую до 40-50 °С пресную воду или солевой раствор. В случае приготовления ПАА у скважины, после смешения порошкообразного ПАА с водой с помощью эжектора, водный раствор в обязательном порядке перед использованием выдержать в течение 1-1,5 часов. При этом необходимо осуществлять круговую циркуляцию раствора ПАА по циклу автоцистерна — агрегат ЦА-320. Только при соблюдении этого условия из свежеприготовленного у скважины водного раствора ПАА можно приготовить качественный ВУС.

Заключительная операция по приготовлению КРОСС-1 осуществляется путем дозирования с помощью агрегата ЦА-320 тампонажного состава НВТС-1 (ВТС-1) в автоцистерну, в которой находится раствор ПАА. После дозирования компонентов смесь перемешивают по циклу автоцистерна — агрегат ЦА-320 в течение 15-20 мин., после чего КРОСС-1 закачивают в скважину и в пласт.

Рецептура и технология приготовления вязко-упругого состава КРОСС-2. Вязко-упругий состав типа КРОСС-2 готовит 0,5-0,6 %-ного водного раствора ПАА с НВТС-2, с обязательным добавлением к нему бихромата калия, либо с ВТС-2 из расчета 0,5-0,8 м³ НВТС-2 (ВТС-2) на 10 м³ водного раствора ПАА.

Заключительная операция по приготовлению КРОСС-2 осуществляется путем смешения водного раствора ПАА с НВТС-2 (ВТС-2), содержащим бихромат калия, непосредственно при закачке в скважину.

Для этого агрегатом ЦА-320 из автоцистерны откачать водный раствор ПАА, и из мерного чанка ЦА-320, приоткрывая и регулируя задвижку, перекрывающую сообщение мерной емкости ЦА-320 с насосом, добавить НВТС-2 (ВТС-2) в поток водного раствора ПАА, перекачиваемого из автоцистерны в скважину. При этом, наблюдая за расходом НВТС-2 (ВТС-2) по мерной рейке агрегата ЦА-320, а за расходом раствора ПАА по мерной планке в автоцистерне, добиться соотношения объемов реагентов из расчета 0,05-0,08 м³ НВТС-2 (ВТС-2) на 1 м³ раствора ПАА.

Рецептура и технология приготовления вязко-упругого состава на основе ПАА и ацетата хрома. Вязко-упругий состав на основе ПАА марки DKS или МСУ готовить смешением 0,6 %-ного водного раствора ПАА с водным раствором ацетата хрома, концентрация которого в готовом составе составляет 0,09 %.

Водный раствор ПАА готовится в автоцистерне вместимостью 10 м³. Водный раствор ацетата хрома готовится в мерной емкости агрегата ЦА-320, для чего в мерную емкость необходимо набрать 1 м³ воды и при круговой циркуляции «на себя» влить в воду 9 л ацетата хрома. Для получения однородного водного 0,9 %-ного раствора ацетата хрома круговую циркуляцию продолжать 15 мин.

Заключительная операция по приготовлению ВУС осуществляется путем смешения 0,6 %-ного водного раствора ПАА с 0,9 %-ным водным раствором ацетата хрома в соотношении 10:1 по объему в процессе закачки в скважину. Конечная концентрация ацетата хрома в результате такого смешения становится равной 0,09 %.

Процесс смешения водного раствора ПАА с водным раствором ацетата хрома осуществляется следующим образом.

Из автоцистерны агрегатом ЦА-320 откачать в скважину водный раствор ПАА, а из мерного чанка ЦА-320, приоткрывая и регулируя задвижку, перекрывающую сообщение мерной емкости ЦА-320 с насосом, добавлять в поток раствора ПАА раствор ацетата хрома. При этом, наблюдая за расходом раствора ацетата хрома по мерной рейке агрегата ЦА-320, а за расходом раствора ПАА по мерной планке в автоцистерне, добиться равномерного смешения реагентов из расчета 0,1 м³ водного раствора ацетата хрома на 1 м³ водного раствора ПАА.

5.6 Изоляция подошвенной воды

Водорастворимые тампонажные составы ВТС-1 и ВТС-2. Изоляцию подошвенной воды в нефтяных скважинах проводят в соответствии с указаниями раздела 5.2, но объем ВТС увеличивают до максимально возможного.

Полимер-коллоидная система (ПКС) и полимер-дисперсная наполненная система (ПДНС). Технология с применением этих систем предназначена для осуществления РИР по изоляции притока подошвенных вод в добывающих скважинах с монолитным строением пласта.

Обрабатываемая скважина должна вскрывать пласт с терригенным коллектором перового типа. Скважина не должна находиться в зонах нарушений пласта и ранее подвергаться гидроразрыву пласта. Пласт должен иметь хорошие коллекторские свойства, средняя проницаемость нефтенасыщенной части пласта должна быть не менее 200 мД (максимальное значение проницае-

мости не ограничивается). Суммарная эффективная толщина пласта должна быть не менее 12 м, а нефтенасыщенная - не менее 6м.

Пласт в разрезе скважины может иметь монолитное строение, внутри которого могут быть выделены до четырех интервалов песчаника, разделенные между собой глинистыми или карбонатными прослоями - менее 1,0 м.

Пласт в разрезе скважины может иметь и неоднородное строение. Наиболее благоприятным для обработки является скважина, имеющая в разрезе продуктивного пласта высокопроницаемую подошвенную часть, не вскрытую перфорацией.

Степень выработки запасов нефти по скважине на момент воздействия должна быть не более 80 % от извлекаемых запасов.

Скважина должна обводняться пластовой подошвенной водой или закачиваемой водой, поступающей по подошвенной части пласта. Обводненность добываемой продукции должна быть не менее 90 %, а дебит скважины по жидкости не менее 30 м³/сут.

Приемистость скважины по воде должна быть не менее 250 м³/сут. при давлении нагнетания на устье 10 МПа. Верхний предел приемистости скважины не лимитируется. При реализации технологического процесса в качестве осадкообразующих веществ используются хлористый кальций и один из нижеперечисленных реагентов, имеющих щелочную реакцию:

- едкий натр (каустическая сода) - чешуируванная или плавленая масса белого цвета - ГОСТ 2863-79;
- углекислый натрий (кальцинированная сода) – мелкокристаллический порошок или гранулы белого цвета - ГОСТ 10689-75;
- фосфорнокислый натрий (тринатрийфосфат) - кристаллическое вещество белого цвета - ГОСТ 201 -76;
- стекло натриево жидкое (жидкое стекло) марки «содовое» - ГОСТ 13078-81. Указанные реагенты разрешены к применению в нефтяной промышленности органами Санэпиднадзора и Миннефтехимпрома.

В качестве полимера используется импортный частично гидролизованный полиакриламид марок серии: DKS-ORP, PDA, CS, Accotrol S 622 и др.

Для приготовления растворов жидкого стекла используют пресную воду, а другие растворы готовят на пресной по ГОСТ 24902-81 или технической воде (сточная или из системы ППД) по ОСТ 39-225-88.

Могут быть использованы и иные реагенты, выполняющие функции осадкообразующих веществ:

- ацетат хрома (импортный);
- квасцы хром-калиевые по ГОСТ 4162-79 или хром-натриевые;
- бихромат калия по ГОСТ 2652-78 или натрия по ГОСТ 2651-78Е;
- кислота соляная техническая по ГОСТ 857-78 или кислота соляная игибированная по ТУ 6-03-04689381-85-92 или ТУ 39-05765670-ОП-212-95;
- мука древесная марок 140, 160, 180, 200, Т по ГОСТ 16361-87;

Все применяемые в технологии химреагенты и материалы включены в перечень допущенных Росгортехнадзором к использованию в процессах нефтедобычи.

Осуществление технологии основано на последовательно-чередующейся закачке в пласт ПКС, состоящей из растворов осадкообразующих веществ и полиакриламида (1-2 цикла), а затем обработке скважины ПДНС, представляющей собой ВУС, на основе ПАА, наполненный древесной мукой. Закачку ПКС осуществляют с целью создания протяженного водоизолирующего экрана, способного прекратить приток воды из обводненного пропластка. ПДНС выполняет роль закрепляющего тампонирующего агента. При введении в состав ВУС древесной муки между полимером и последней возникают физико-химические силы, приводящие к увеличению таких показателей как напряжение и скорость сдвига, модуль упругости, снижающих величину деформации образующейся тампонирующей массы.

В среднем, по сравнению с показателями для самого ВУС, структурно-механические свойства ПДНС улучшаются от 2 до 8 раз, что позволяет образующейся системе выдерживать сильный напор поступающей в скважину воды. Глубокопроникающий протяженный водоизолирующий экран, созданный ПКС, и высокие структурно-механические свойства образующейся ПДНС препятствуют выносу реагентов из пласта при освоении и эксплуатации скважины после РИР, что позволяет прогнозировать продолжительность технологической эффективности проделанной обработки. До разработки настоящей технологии в нефтепромысловой практике отсутствовали технологические процессы РИР с созданием вышеуказанного экрана на основе дешевых отечественных реагентов.[2,7,13].

Технология изоляции подошвенных вод осуществляется в две стадии:

1. закачивается до 2 циклов ПКС, состоящей из водных растворов осадкообразующих агентов. Цикл закачки реагентов производится по схеме:
 - 30-40 м² 2 %-ного раствора кальцинированной соды;
 - 30-40 м³ 2 %-ного раствора хлористого кальция;
 - 30-40 м³ 2 %-ного раствора полиакриламида.

Между растворами агентов и после них производится продавка буфером воды в объеме НКТ плюс м³.

Объемы закачки агентов и количество циклов в первой стадии обработки выбираются в зависимости от приемистости добывающей скважины.

Расчетное значение снижения приемистости определяется исходя из геолого-промысловых характеристик скважины и обычно составляет 2-3 раза (может и более раз, но приемистость должна быть не менее 100 м³/сут), при этом давление закачки в цикле не должно превышать первоначальное значение более, чем на 30 %.

2. закачивается тампонирующий состав для последующего закрепления ПКС в пласте.

Если в ходе осуществления работы давление закачки растет быстро и достигает в течение одного цикла более 30 % от первоначального, то закачка агентов немедленно прекращается и производится продавка воды объемом, исходя объема НКТ плюс 10 м³.

Если давление закачки растет постепенно и стабилизируется при заданной степени снижения приемистости (но не менее, чем на уровне 100 м³/сут), а если после выполнения цикла ПКС приемистость скважины снижается менее чем в 2 раза от рассчитанного, то осуществляется закачка 2-го цикла с концентрациями реагентов, увеличенными в два раза по сравнению с расчетными, после чего закачивается тампонирующий состав.

При осуществлении второй стадии обработки в качестве закрепляющего и тампонирующего материала используется ПДНС, но без применения неонола.

Конкретная рецептура ПДНС подбирается исходя из наличия реагентов, их сорта, наличия спецтехники, соображений технологичности, простоты приготовления и закачки в пласт изолирующего состава, поэтому первый состав более предпочтителен.

Объем ПДНС берется исходя из расчета 5-6 м³ на 1 м водопроявляющего интервала, но не более 25-30 м³ ПДНС в целом.

Приготовление и закачка ПДНС осуществляется с использованием эжекционного насоса, емкости и насосного (цементирующего) агрегата.

ПДНС готовится объемом по 10 м³, по общепринятой схеме приготовления ВУС с использованием емкости, через эжекционный насос, при параллельном дозировании в последние 2-3 м раствора расчетного количества древесной муки (в расчете на 10 м³ состава), при тщательном перемешивании раствора в течение 30 минут по циркуляционному контуру «цистерна - насос агрегата (или центробежный насос автоцистерны)». Сшиватель готовится в виде концентрированного (30-40 %) раствора (в случае использования порошкообразного продукта) и вводится в состав за 15-20 минут до начала закачки его в скважину.

Максимальное давление при закачке ПДНС не должно превышать $0,7 \cdot P_{\text{гри}}$, где $P_{\text{гри}}$ - среднее по пласту давление гидроразрыва.

После закачки тампонирующего состава осуществляется продавка системы расчетным количеством воды, равным объему НКТ плюс 10 м³, после чего скважина останавливается на реагирование в течение 24 часов.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Классификация тампонажных материалов

С целью более обоснованного подхода к выбору тампонажных материалов, свойства которых должны полнее соответствовать решению поставленной при РИР задаче, а также расширения возможностей маневрирования в использовании взаимозаменяемых материалов в исходных геолого-промысловых условиях и технологических схемах обобщена классификация тампонажных химических реагентов и композиций, основанная на физико-химических принципах их воздействия на вмещающую среду с учетом их дисперсного состояния и механизма формирования пространственной структуры в гелеобразных композициях и твердых телах.

Основываясь на теоретическом фундаменте химических наук, в частности, на общих представлениях, развитых в коллоидной химии и физико-химической механике дисперсных систем, подобный подход позволяет привлечь внимание специалистов не к химическим особенностям состава тампонажных материалов, а к функциональным возможностям каждого класса, определяемым преимущественно их физическим состоянием, дисперсностью, структурно-механическими свойствами, характером взаимодействия модифицирующих и изоляционных материалов с сопредельными поверхностями, а после отверждения материала – типом пространственной структуры, энергией связи структурообразующих элементов, степенью его наполнения твердой фазой.

По предлагаемой классификации растворы химических соединений и поликомпонентные композиции, используемые при РИР, можно разделить на 4 основных типа.

1. Твердеющие вяжущие вещества – концентрированные дисперсии неорганических и органических веществ в водной и неводной дисперсионной среде, образующие прочную конденсационно- кристаллизационную структуру по всему объему материала. К ним относятся:
 - дисперсии органических и кремнийорганических смол с химическими отвердителями. Изолирующие свойства камня зависят от прочности химических связей, микроструктуры твердого тела, наличия наполнителей;

- дисперсии неорганических вяжущих гидратационного твердения, обусловленного образованием новых гидратных соединений и их срастания. Изолирующие свойства камня зависят от химического состава вяжущего, степени заполнения объема камня твердой фазой, армирования наполнителем.
2. Гели – системы с неорганической или органической твердой фазой высокой степени дисперсности, с водной и неводной дисперсионной средой, в которых имеется пространственная структура. К ним относятся:
- классические гели – чаще всего обладают структурой коагуляционного типа из первичных частиц или агрегатов (доменов, агломератов) связи, между которыми отличаются низкой энергией, легко разрушаются под влиянием механического воздействия и восстанавливаются в покое. Их изоляционные свойства основаны на высокой проникающей способности (создание протяженных экранов в тонкопористых средах) и устойчивости пространственной структуры к влиянию внешних агрессивных сред;
 - частично отверждаемые гели, получающиеся в результате взаимодействия первичного геля с флюидами, породой, химическими реагентами, температурного превращения, введения химически активного наполнителя, в котором частично взамен коагуляционных связей возникли химические; причем возможно взаимопроникновение двух типов структур: коагуляционной и конденсационно-кристаллизационной с широким спектром энергий связи;
 - ксерогели – отвержденные вследствие образования химических связей гели, тем или иным способом утратившие дисперсионную среду (растворитель).
3. Наполнители – неорганические и органические порошки различной степени дисперсионности и их взвеси в водных или углеводородных жидкостях, не изменяющие своего физического состояния при введении в изолируемые полости и после отфильтровывания жидкой фазы, воздействие которых на вмещающую среду обусловлено стерическим соответствием размеров частиц (агрегатов) и полостей. Эти же соединения могут выступать в ка-

честве организаторов пространственной структуры в гелях полимеров, смол, дисперсиях из неорганических вяжущих, что в отдельных случаях может сопровождаться поверхностными химическими реакциями. Основные представители: пирогенные кремнеземы, молотые природные и техногенные алюмосиликаты, асбест, графит, кальцит, песок, гранулированные и непереработанные отходы твердых полимерных материалов, вспученные минералы, минеральные и углеводородные волокна и т.д.

Особым видом наполнителей следует считать твердые осадки из дискретных частиц или агрегатов, глобул, флокул, образующихся после закачивания в изолируемые полости двух или нескольких водных растворов вследствие химического воздействия последних или снижения растворимости первично закачанного (импрегнированного) истинного раствора полимера органической или неорганической природы. Последних от гелей отличает отсутствие пространственной структуры, объединяющей агрегаты в коагуляционной сетке кремнезема. Сюда относятся комбинации из различных солей, осадки от коагуляции жидкого стекла, золи аэросилов, осадки разбавленных водорастворимых полимеров.

4. Адсорбтивы – химические соединения, воздействующие на поровые или иные поверхности, приводящие к изменению ее природы за счет ионного обмена, химической или физической адсорбции, химической реакции в тонком поверхностном слое. К ним относятся:

- гидрофилизаторы – разбавленные растворы водорастворимых полимеров, ПАВ и др.;
- гидрофобизаторы – кремнийорганические низкомолекулярные соединения, жирные кислоты, ПАВ, эмульсии лиофобных полимеров в неводной среде и др.;
- катион – или анионоактивные электролиты, соли, основания, кислоты.

При планировании ремонтно-изоляционных работ следует учитывать, что значительное влияние на выбор типа тампонажного состава и его компонентов оказывают размеры каналов в скважине, в которые производится нагнетание. Анализ конкретных скважинных условий, а также дисперсной фазы суспензий позволит осуществить правильный выбор тампонажного состава, его проникающей и кольматирующей способ-

ности. Поэтому следует учитывать размеры частиц основных компонентов тампонажных составов, которые приведены в приложении 1 (таблица П.1.1), а данные о размерах флюидопроводящих каналов в породах приведены в приложении 1 (таблица П.1.2).

Таблица П.1.1.

Сведения о размерах частиц дисперсной фазы в составах для РИР

№	Название материала	Размер частиц, мм
1	Электролиты, ПАВы, ионно- и молекулярно-дисперсионные растворы	(0,3 – 1,0) 10 ⁻⁶
2	Олигомерные кремнийорганические соединения, полимеры с низкой молекулярной массой в разбавленных растворах, растворы силиката натрия	(1 – 5) 10 ⁻⁶
3	Пирогенные кремнеземы (аэросилы), в т.ч. в золях, мицеллярные растворы ПАВ	(5 – 40) 10 ⁻⁶
4	Высокомолекулярные полимеры с большой молекулярной массой в концентрированных растворах (полиакрилаты)	(0,1 – 1) 10 ⁻⁶
5	Латексы	(1 – 5) 10 ⁻⁶
6	Гелеобразующие полимеры	(0,01 – 10) 10 ⁻³
7	Смолы в исходном состоянии	(0,1 – 10) 10 ⁻³
8	Цементы	(10 – 80) 10 ⁻³
9	Природные и техногенные наполнители	(10 – 500) 10 ⁻³

Таблица П.1.2.

Средние значения медианного диаметра фильтрующих поровых каналов (D) и структурного коэффициента эффективного порового пространства (S_k) терригенных и карбонатных пород-коллекторов в зависимости от проницаемости K (по А.А. Ханину)

Параметры пористой среды	Проницаемость пород, K 10 ⁻¹⁵ м ² (мД)				
	1 – 10	10 - 100	100-500	500-1000	более 1000
Терригенные породы					
D , мкм	< 5	5 - 11	11- 20	20 - 26	³ 26
S_k	< 0,4	0,4 - 1,6	1,6 – 4,1	4,1 – 6,0	³ 6
Карбонатные породы					
D , мкм	< 6,5	6,5 – 12,0	12 - 22	22 - 30	³ 30
S_k	< 0,8	0,8 – 1,9	1,9 – 4,5	4,5 – 6,2	³ 6,2

Примечание: $S_k = D m_3$, где m_3 – эффективная пористость пород

Тампонажные составы на минеральной основе с добавками органоаэросилов, полимеров, латекса и асбеста.

1. Органоаэросилы - модифицированные вещества разновидности аморфного пирогенного кремнезема, представляют собой белый сыпучий высокодисперсный порошок удельной поверхности $175 - 380 \text{ м}^2/\text{г}$ с размером частиц $(5 - 40) \cdot 10^{-6}$ мкм. Химический состав диэтиленгликольаэросила (АДЭГ), метилаэросила (АМ), аминоэтилаэросила (АЭА), бутилаэросила (БА), карбоксиаэросила (КОА) приведен в п. 6 настоящего приложения. Органоаэросилы по ГОСТу 14922-77; диэтиленгликольаэросил (ТУ 6-18—910-79), бутилаэросил (ТУ 6-18-159-78), метилаэросил и аминоэтилаэросил (ТУ 39-08-125-77, ТУ 6-18-185-74, ТУ 6-18-12-80), карбоксиаэросил (КОА). Асбест хризотилковый марки М-6-40 по ГОСТу 1228871-67.

2. Стабилизаторы тампонажных аэросилсодержащих растворов: полиэтиленоксид (ПЭО), поливиниловый спирт (ПВС), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), латекс карбоксильный дивинилстирольный БСК-70/2, 75/21 (ТУ 38400376-76, производство опытного завода Воронежского филиала ВНИИСК).

3. Электролиты: сода каустическая, сода кальционированная, хлорид кальция, хлорид натрия.

4. Вяжущие материалы: портландцементы тампонажные по ГОСТу 1581-96, цемент шлакопесчаный ШПЦС-120 по ГОСТу 39-017-80.

5. Классификационные группы тампонажных составов (таблица П.2.1):

1 – портландцементный раствор с микродобавкой органоаэросила; применяется при установке разделительных мостов и обсадных колоннах, в том числе при ликвидации скважин;

2 и 3 – портландцементный и шлакопесчаноцементный растворы с добавкой органоаэросилов; применяются при установке разделительных мостов, ликвидации заколонных перетоков, отключении пластов или части пластов, при РИР в скважинах с нормальной и повышенной приемистостью;

4 – цементный раствор с «большой» добавкой АДЭГ или АМ; применяется при ликвидации заколонных перетоков и отключении пластов;

5, 6 и 7 – цементно-латексный раствор с добавкой КОА (5) и цементно-полимерные растворы с добавкой АДЭГ (6 и 7) имеют близкие свойства и дифференцируются по температурному интервалу применения за счет изменения типов полимеров и вида цемента; применяются преимущественно при ликвидации заколонных перетоков и отключении пластов;

8 и 9 – цементно-асбестовый раствор с добавкой АМ; применяется при РИР в условиях повышенной (8) и высокой (9) приемистости скважины.

Состав и свойства цементных тампонажных растворов отражены в таблице П. 2.1.

6. Выбор типа тампонирующего состава в зависимости от поглотительной способности изолируемой зоны. Тип тампонирующего состава выбирается в зависимости от поглотительной способности изолируемой зоны, которая приближенно характеризует величину раскрытости каналов. Для оценки поглотительной способности используется коэффициент удельной приемистости

$$q = \frac{Q}{P},$$

где Q – расход жидкости при определении приемистости, м³/час;

P – давление при определении приемистости, МПа.

Глубина и степень коагуляции пористой среды и каналов с малой величиной раскрытости повышается с увеличением количества высокодисперсной фракции в объеме тампонажного раствора. В каналах с большой раскрытостью коагуляция производится грубодисперсными частицами.

По степени возрастания дисперсности твердой фазы тампонажные составы располагаются в следующей последовательности (таблица П.2.1):

$$5 < 4 < 6 < 1 < 7 < 2 < 3 < 8 \ll 9.$$

В зависимости от приемистости скважины рекомендуется применять следующие составы:

1,4 - 2,1 мЗ/(ч МПа) - составы 4, 5, 6 и 7;

2,1 – 2,8 мЗ/(ч МПа) - составы 8, 2 и 3;

более 2,8 мЗ/(ч МПа) - состав 9.

Состав 4 применяется при комбинированном способе тампонирувания, остальные – при прямом.

Таблица П.2.1

Состав и свойства тампонажных растворов с добавками органиоэрозилов, полимеров, латекса и асбеста

	Тип вяжущего	Дисперс. добавка к вяжущ., в %	Темпер. интервала применения, оС	Состав раствора, %					Краткая характеристика раствора и камня
				Вяжущее	Дисп. добавка	Электролиты	Полимеры	Вода	
1.	ПЦТ-ШШ-СС-50	0,04-0,15 Органоэрозиловы	20-80	66,5-66,4	0,02-0,10	По необходимости	-	33,4-33,5	Нормальная плотность и вязкость р-ра. Повышен. прочность и пониж. газопропускн. цемент-ного камня
2.	ПЦТ-50	0,4-0,5 то же	20-80 (20-50)	66,0-66,5	0,30-0,36	-	-	33,0-35,0	Нормальная плотность, повышен. вязкость и стабильность р-ра. повышен. адгезия, корроз. стойкость, газонепрониц. Долговечн. цементного камня
3.		0,4-1,5 -	90-150	66,0-68,0	0,3-1,0	-	-	31,0-34,0	То же в другом темпер. интервале
4.	ПЦТ-50	1-2,5 (АМ и АДЭГ)	20-60	61,8-53,2	0,62-1,35	-	-	37,7-45,5	Пониженная плотность (1,60-1,75 г/см ³) и вязкость р-ра; тиксотропность и пониж. значеня напряж. сдвига и вязкости после выдержки в покое; способность к запл. микротрещин при стандарт. физико-химич. св-вах цемент. камня. Короткие сроки твердения

Продолжение таблицы П.2.1.

	Тип вяжущего	Дисперсн. добавка к вяжущ., в %	Темпер. интервала применения, оС	Состав раствора, %				Краткая характеристика раствора и камня
				Вяжущее	Дисп. добавка	Электролиты	Полимеры	
5.	ПЦТ-50	0,35-1,6 Органоаэросилы (КОА)	20-50	63,0-66,5	0,2-1,38	NaCl 1,2-1,3 КОА: NaCl=1: (3-5)	Латекс 0,66-1,50	Повышен. стабильность тампонажного р-ра, способность к заполнению микропрещин. Высокая прочность и корроз. стойкость цементного камня; повыш. адгезия и деформативная стойкость к ударным воздействиям
6.	ПЦТ-50	0,05-1,50 (АДЭГ)	20-90 (45-75)	60,0-66,6	0,03-1,80	-	ПЭО, ПВС, КМЦ 0,1-0,5	Повыш. стабильность, низкая водоотдача р-ра. Повышенные прочность и адгезия
7.	ШПЦС	0,8-1,5 то же	90-150 (120)	63,0-68,0	0,5-1,2	-	ПЭО, КМЦ 0,1-0,5	То же, в другом температурном интервале
8.	ПЦТ-50	0,8-1,4 (АМ+асбест)	20-50	61,0-63,0	0,1-0,4 АМ 0,5-1,0 асбест	По необходимости	-	Повышенные кольматационные и адгезионные свойства
9.	ПЦТ-50	1,5-3,0 то же	20-50	50,0-60,0	АМ 0,5-1,0 асбест 1,0-2,0	То же	-	Пониженная плотность р-ра. Повышенные закупоривающие и адгезионные свойства

Применение: ПЦТ – тампонажный поргланцемент, СС- сульфатостойкий, 50- для низких или нормальных температур (ГОСТ 1581-96) ШПЦС-(ШПЦС-120); в скобках указаны преимущественные рекомендации

Гелеобразующие тампонажные составы (ГОС)

Гелями называются структуры, образуемые коллоидными частицами или молекулами полимеров в форме пространственных сеток, ячейки которых заполнены жидкостью, обычно исходным растворителем. В зависимости от природы образующих их веществ различают гели, построенные из жестких частиц (или хрупкие гели), и гели, образованные гибкими макромолекулами (или эластичные гели-студни).

Гели на основе полимеров получают в результате образования в исходном растворе полимера пространственной сетки за счет «сшивки» макромолекулярных цепей химическими реагентами. Химические связи придают системе свойства малой подвижности, упругости и эластичности под действием внешнего силового поля. Такого рода гели способны сохранять структуру при значительных деформациях и восстанавливать частично или полностью свою форму после снятия нагрузки. К этому классу гелей относят вязкоупругие составы типа ВУС, ВУГ, ГФС. Эластичные гели способны сильно изменять свой объем (в несколько раз) при контакте с различными водными растворами при общем сохранении структуры и свойств.

К хрупким гелям относятся составы на основе неорганических силикатов, которые имеют конденсационную структуру, что обуславливает достаточно высокую механическую прочность (твердость) в сравнении с полимерными гелями. Однако эти гели в силу своего строения не способны выдерживать существенные деформации и необратимо разрушаются при нагрузках, превышающих их предел прочности. Хрупкие гели мало изменяют свой объем при смене жидкой фазы или изменении минерализации контактирующей воды. В связи с особенностями образования и строения этих гелей необходимо, чтобы в момент схватывания (образования структуры) в пластовых условиях составы находились в покое, т.е. процесс закачки и продавки в пласт был закончен.

Из всех гелей наиболее прочным, обладающим ярко выраженными свойствами твердого тела является состав АКОР на основе органических силикатов.

Полимерные гели в течение нескольких месяцев «стареют», что приводит к их существенной усадке (синерезису); наиболее устойчивы во

времени гели на основе ПАА + смола (ТС-10 и др.) + формалин. Хрупкие гели в условиях, исключающих испарение воды, сохраняют свою структуру без заметного изменения объема в течение нескольких лет.

Объемные изменения тампонирующих гелей сильно зависят от вида контактирующих с ними жидкостей, интенсивности массообмена в зоне контакта. Основные сведения по рекомендуемым к применению гелям, помогающие обоснованно планировать их использование, приведены в таблице П.3.1. В условиях пористых сред, где тело геля пронизано каркасом коллектора, объемные и структурные изменения самого геля будут сказываться на водоизолирующей способности. В трещиноватых коллекторах такие изменения могут существенно ухудшать эту способность во времени, в связи с чем во многих случаях при обработке скважин целесообразна операция дополнительного цементирования.

Выбор конкретных рецептов гелеобразующих составов зависит от геолого-технических условий скважин каждого месторождения и требует использования специальных руководящих документов на их применение. При планировании и использовании гелеобразующих составов обязательно проведение контрольных анализов сроков гелеобразования выбранных составов для каждой партии поступающих исходных веществ и при необходимости - корректировка рецептов.

Положительным свойством полимерных гелей является возможность модификации их рецептов в зависимости от поставленной задачи. Например, полимерные гелеобразующие составы могут использоваться в обводненных нефтяных скважинах для доставки в пласт, хранения и дозированного выделения во времени различных химических реагентов (ПАВ, полимеров, ингибиторов солей и парафиноотложений). Для этого подбирается состав (содержащий как добавку химреагент), гель которого в пластовых условиях медленно растворяется или распадается за счет деструкции; при этом происходит постепенное в течение времени выделение химреагента. Такой принцип реализован технологией обработки обводненных фонтанных скважин, разработан совместно институтом ВНИ-Инефть и НГДУ «Приазонефть». Технология направлена на ограничения притока подошвенной воды и основана на порционно-последовательной закачке и продавке в пласт 8 – 16 м³ раствора ПАА с добавкой ПАВ и 8 – 16 м³ гелеобразующего «редкосшитого» состава (ПАА, бихромат натрия или калия, гипосульфит натрия) с ПАВ. На первом этапе происходит не-

посредственное блокирование путем прямой фильтрации подошвенной воды в скважину. В дальнейшем вода, обтекая созданный экран, обогащается полимером и ПАВ. Постепенное растворение и температурная деструкция «редкосшитого» полимерного состава обеспечивает длительность действия эффекта. Присутствие в продукции фонтанной скважины полимера и ПАВ облегчает запуск скважины после обработки, повышает эффективность газожидкостного подъемника и продлевает период устойчивого фонтанирования высокообводненных скважин. Технология применима в условиях гранулярного коллектора с температурой 50 – 100о С.

Сведения о тампонирующих составах на основе полимеров, минеральных веществ с различными модифицирующими добавками приведены в приложениях 4, 5.

Основные сведения о тампонажных гелеобразующих составах

Гелеобразующий состав	Влияние повыш. темп-ры на структурную прочн. гелей	Изменение объема геля при контактировании с			
		высокоинерализованной водной хлоркальциевого типа, $\rho = 1800$ кг/м ³	малоинерализованной водой, $\rho = 1010$ кг/м ³	10% р-ром соляной кислоты	10% р-ром едкого натра
ПАА + смола (ТС10, ГРС) + формалин	Несущественное	Усадка на 10-20%	Незначительная усадка 2-5%	Сильная усадка на 20-40%	Набухание на 10-15%
ПАА + хром-калиевые квасцы	Сильно ухудшается	Усадка на 5-10%	Набухание на 10-20%	Набухание на 20-30%	Растворяется
ПАА + хромпик + гипосульфит	Сильно ухудшается	Усадка на 10-30%	Усадка на 5-15%	Растворяется	Растворяется
Силикат натрия + соляная кислота (или хлористый аммоний)	Сильно ухудшается	Усадка на 10-30%	Усадка на 10-15%	Усадка на 20-40%	Набухание на 30-40%
АКОР-2, АКОР-4 + кристаллогидрат хлорного железа (кислоты, кислые соли) + вода (водный раствор солей)	Несущественное	Незначительная усадка на 2-5%		Незначительная усадка	Растворяется
	Несущественное	Усадка на 10-20%	Усадка на 10-15%	Усадка на 10-20%	Разрыхляется без потери агрегативной устойчивости

Тампонирующие составы на основе полимеров, осадкообразующих и других веществ (классификация согласно приложению 1)

Тампонажный состав (перечень компонентов, входящих в состав)	Свойства исходного состава					Физико-механич. свойства	Усадка, V, %
	ρ, кг/м ³	μ, мПа·с	t, °C	Взаимодействие с пластовыми флюидами			
				нефть	вода пресная		
1. Твердеющие вязкие вещества							
1. Состав на основе ТС-10, ТДС - 9: формалин или уротропин, вода или глинистая суспензия	1030-1100	10-40	5-80	Н/вз	Разб.	Разб.	ВП.В.= 0,5 VM.V.= 10
2. Состав ГТМ-3 ПЭПА, смола АЭФС (портландцем.)	1050	200	20-80	Н/вз.	Коаг.	Коаг.	Тв. тело sизг=7-19 МПа сжж=14-30 МПа
3. Кремнийорганический состав ППС-2 олигомер ППС-2, смесь силианов, порошкообразный мел	1070	10	20-150	Н/вз.	Отв.	Отв.	Тв. тело сжж=2,6 МПа
4. Составы типа АКОР: смолка этилсиликатов с кристаллогидратом хлорного железа	900-1300	1-500	30-120	Разб.	Разб.	Разб.	Гель, тв. тело сжж=9 МПа

Продолжение табл. П.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5. «Продукт 119-204»	930-1050	1,5-10,0	0-200	Н/вз.	Отв.	Отв.	Тв.тело сжж=0,5-2,0 МПа	V = 3
6. Состав «Ремонт-1» ТС-10, КС-11, кероген	1160-1180	20-200	5-80	Н/вз.	Разб.	Разб.	Тв. тело сжж=6-10 МПа	-
2. Гели								
1. ВУС на основе ПАА:								
а) ПАА; б) ПАА; ТС-10; хром.; Формалин квасцы.	1050	20-200	10-80	Н/вз.	Разб.	Разб.	Гель	-
2. Гипано-формалин. смесь	1050-1070	2-40	20-90	Н/вз.	Разб.	Коаг.	Гель	VM.B. = 5
3. Нефте- сернокислотная смесь: алкилсерная кислота, нефть	1660	60-1400	20-100	Загущ.	Разб.	Коаг.	Вязкая масса	-
3. Наполнители								
1. Ореховая скорлупа	Н/д	-	Не регл.	Н/вз.	Н/вз.	Н/вз.	Без изм.	-
2. Улок волокнистый	Н/д	-	Не регл.	Н/вз.	Н/вз.	Н/вз.	Без изм.	-
3. Пенны: ПАВ, вода, полимер	500-900	1-150	Н/д	Разруш.	Н/вз.	Пена	-	-



Продолжение табл. П.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.Латексы	Н/д	Н/д	15-100	Н/вз.	Разб.	Коаг.	Вязкая масса	-
5.Гипан	1600-1200	16-20	15-100	Н/вз	Разб.	Коаг.	Гель или тв.тело	-
6.Реагент МАК-ДЭА	1050	5-500	5-100	Н/вз.	Разб.	Коаг.	Гель	-
7.Гранулированный магний	2600	-	20-100	Разб.	Обр.	Обр. осад.	Тв.тело (мелко-дисперсн.)	-
8. Гипан с жидким стеклом	1070-1200	10-20	15-100	Н/вз.	Разб.	Коаг.	Гель	-
9.Углеводородные цементные растворы: нефть (диз-топливо), портландцемент, ПАА Жидкость отверждения: вода ПАВ, щелочь	1600-2000	16-25	15-100	Разб.	Отв.	Отв.	Тв.тело сизг.= 2,7-6,2 МПа	-
4. Адсорбтивы								
1.Разбавленные растворы полимеров	1010-1030	3,3	20-80	Н/вз.	Разб.	Коаг.	Гель на поверх. пор	-
а) ПАА б) гипан вода вода								

Примечание: Р – плотность; m - вязкость; Т – температура, при которой состав технологически применим; V – усадка образцов материала в пресной воде (ВП.В.) или минерализованной воде (VM.В.); н/д – нет данных; н/вз. – не взаимодействует с пластовым флюидом; набух. – состав набухает при воздействии на него; загуц. – состав загущается при воздействии на него; отв. – отверждается. Физико-механические свойства – характеристика состава в «отвержденном» состоянии, прочность (s)

Сведения о минеральных тампонажных материалах

№ п/п	Тампонажный материал	Нормат. докт	Реком. ин-л при-менения, оС	Водо-цемент-ное от-ношение	Плот-ность, кг/м ³	Расте-кае-мость, см	Схватывание раствора				Прочность камня			
							Тем-ра, оС	Дав-лен., МПа	Нача-ло, ч/мин	Ко-нец, ч/мин	Тем-ра, оС	Дав-лен., МПа	Вре-мя	Проч-ность на из-гиб, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Портланд-цем. для хо-лодных сква-жин	ГОСТ 1581-96	15-40	0,5	1810	>18	22	0,1	>2	10	22	0,1	48	2,7
2.	Портланд-цем. для го-рячих сква-жин	ГОСТ 1581-96	40-100	0,5	1810	>18	75	0,1	>1-45	5	75	0,1	24	3,5
3.	ШПЦС-120	-	80-60	0,43	1820	18-20	90	40	>2	8	120	40	24	2,5
4.	ШПЦС-200	-	160-220	0,4	1820	18-20	160	60	>3	8	200	60	24	4,5
5.	ШПЦА-120	ТУ 39-909-83	80-160	0,43	1820	18-20	120	40	>2	7	120	40	24	2,5

Продолжение табл.П.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6.	ШПЦА-200	ТУ 39-909-83	130-250	0,4	1820	18-20	200	60	>3	8	200	60	24	4,5
7.	ОЦГ	ТУ 39-01-08-469-79	30-150	0,9	1450	21	75	0,1	Время загрузка 90 минут		75	0,1	48	1,1
8.	УЦГ-1	ТУ 39-01-08-535-80	20-100	0,4	2060-2150	18-21	75	0,1	>1,95	5-00	75	0,1	48	2,0
9.	УЦГ-2	ТУ 39-01-08-535-80	20-100	0,38	2160-2300	18-21	75	0,1	>1,45	5-00	75	0,1	48	2,0
10.	УШЦ-1-120	ОСТ 39-014-80	80-160	0,35	2060-2150	18	120	40	>2	8	120	40	24	2,5
11.	УШЦ-2-120	ОСТ 39-014-80	80-160	0,33	2160-2300	18	120	40	>2	8	120	40	24	2,5
12.	УШЦ-1-200	ОСТ 39-014-80	160-250	0,35	2060-2150	18	200	60	>3	10	200	60	24	2,5
13.	УШЦ-2-200	ОСТ 39-014-80	160-250	0,33	2160-2300	18	200	60	>3	10	200	60	24	2,5

□

Тампонажные составы на минеральной основе, обработанные ускорителями и замедлителями схватывания

№ п/п	Вид цемента	В/Ц	Наименование реагента	Макс. температур. прир. мен. оС	Экстр. дозир. % от мас.	Кол-во реактен. %	Температура, оС	Время схватывания, ч/мин		Прочие воздействия
								начало	конец	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Составы, обработанные ускорителями схватывания										
1	ПЦТ-50	0,5	Диэтаноламин	Не регла.	0,1-1	0 0,25 1,0	75 75 75	2-45	3-15	Уменьшает прочность камня, до 0,1% - замедлитель
	ПЦТ-50	0,5						2-15	2-40	
	ПЦТ-50	0,5						0-50	1-10	
2	ПЦТ-50	0,5	Силикат натрия (жидкое стекло)	"-	0-3 до 15	0 15	22 22	9-00	10-00	Быстрый набор прочности камня в ранние сроки, меньшая прочность позже
	ПЦТ-50	0,5						0-15	0-25	
3	ПЦТ-50	0,5	Кальцироvanная сода (углекисл. натрий)	"-	1-10	0 10	22 22	6-00	7-30	Пластификатор. При добавках 0,5-1% - замедлитель
	ПЦТ-50	0,5						0-20	0-30	

Продолжение табл.П.5.2

1											11	
4	ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,45 0,45	Каустическая сода (едкий натр.)	-“-	0-1	0 0,5	22 22	9-30 3-15	10-30 5-20	При введении более 3% уменьшает прочность камня		
5	ПЦТ-50 ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,5 0,5 0,5	Поваренная соль (хлористый натрий)	-“-	0-5	0 4 5	22 22 22	11-00 9-00 8-00	13-00 10-00 8-00	Пластификатор. Увеличивает прочность камня		
6	ПЦТ-50 ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,5 0,5 0,5	Поташ (карбонат калия)	Не регла.	0-5	0 4 5	22 22 22	11-00 9-00 9-00	13-00 10-00 10-00	Пластификатор. Увеличивает прочность камня		
7	ПЦТ-50 ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,45 0,45 0,45		-“-	0-5	0 3 5	22 22 22	9-30 5-10 1-05	10-30 7-00 2-20	Загущает раствор, увеличивает прочность камня		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ПЦТ-50 ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,5 0,5 0,5	Триэтноламин	-“-	0,05-1,00	0 0,25 0,75	75 75 75	2-45 2-15 1-20	3-15 2-35 1-35	Пластификатор, снижает прочность камня. До 0,05% - замедлитель
9	ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,45 0,45	Хлористый алюминий	-“-	0-5	0 5	22 22	9-05 3-30	10-20 5-10	Загущает раствор
10	ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,45 0,45	Хлористый калий	-“-	0-5	0 3	22 22	11-20 7-20	12-05 7-50	Загущает раствор. Увеличивает прочность камня
11	ПЦТ-50 ПЦТ-50 ПЦТ-50 ПЦТ-50	0,5 0,5 0,5 0,5	Хлористый кальций	-“-	0-6	0 4 6 8	22 22 22 22	11-00 5-00 4-00 2-30	13-00 6-30 5-00 3-00	Повышает раннюю прочность камня. Уменьшает динамическое сопротивление сдвига, увеличивает структурную вязкость
Составы, обработанные замедлителями схватывания										
12	ПЦТ-100	0,5	Борная кислота	130	0-1	0,5+ 1,25 ВКК	200	1-20	1-45	Повышает прочность камня. Рекомендуются к применению с ВКК. При добавлении более 4% загущает раствор
13	ПЦТ-100	0,5	Бура	150	0-1	1,00+ 1,5 ССБ	140	1-50	2-20	Пластификатор. Рекомендуются к применению с ССБ

Продолжение табл.П.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	ПЦТ-100	0,5	Винно-каменная кислота	160 (с H2ВО3 до 250оС)	0-1,5	0	120	0-20	0-30	Пластифицирует, увеличивает прочность камня, улучшает его структуру, уменьшает проницаемость
15	ПЦТ-100:Б+=3:1 МБ ПЦТ+Б=3:1 -“- -“-	0,6 0,5 +0,3 хромп. 0,6 0,5 0,5	Гидролизванный полиакрилонитрил (гипан)	140 с хромп. до 200оС	0-2	0 0,3 0 0,4+ 0,15 хромп 0,5+ 0,25 хромп	120 120 120 120 120 150	0-30 2-00 0-20 12-00 8-00	0-50 2-30 0-50 14-20 9-00	Уменьшает водоотдачу. Загущает порландцементный раствор Рекомендуется применять с хромпиком
16	ПЦТ-100 ПЦТ-100	0,5 0,5	Карбамид (мочевина)	75	0-1	0 1	75 75	2-45 3-30	3-20 4-00	Пластифицирует, уменьшает прочность камня

Продолжение табл.П.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	ПЦТ-100	0,5	Карбок-симе-тилцел-люлоза КМЦ	130 с хромп до 160оС	1-1,5	0	75	2-40	3-05	Уменьшает водоотдачу, седиментацию, уменьшает прочность камня
	ПЦТ-100	0,5				0,5	75	4-30	5-00	
	ПЦТ-100	0,5				1,0	75	8-00	8-50	
	ПЦТ-100	0,5				0,3	90	2-00	2-20	
	ПЦТ-100	0,5				1,5	130	2-40	3-00	
18	ПЦТ-100	0,5	Концент-риро-ванная сульфит-спиртовая барда КССБ	200	0-7,5	0	75	2-00	2-30	Пластифицирует, уменьшает водоотдачу, вспенивает (меньше, чем ССБ)
	ПЦТ-100	0,5				0,4	75	3-10	3-50	
	ПЦТ-100	0,5				0	150	0-20	0-30	
	ПЦТ-100	0,5				7	150	2-10	2-40	
19	ПЦТ-100	0,5	Л-6, Л-7	250	0-3	2	170	2-50	3-50	Пластифицирует, повышает прочность, уменьшает проницаемость камня
	ПЦТ-100	0,45				2	180	3-00	4-00	
20	ПЦТ-100	0,5	Сульфит-спиртовая барда ССБ	150	0-1,5	0	100	0-50	1-00	Пластифицирует, уменьшает водоотдачу и прочность камня на 10-15%, вспенивает р-р при конц. более 0,5%
	ПЦТ-100	0,5				1,5	100	3-00	3-30	
	ПЦТ-100	0,5				0	150	0-20	0-25	
	ПЦТ-100	0,5				1,5	150	1-00	1-15	

Продолжение табл.П.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	ПЦТ-100 ПЦТ-100	0,5 0,5	Сульфит- нодрож- жевая бражка СДБ	150		0 1,5	100 100	0-50 3-00	1-00 3-30	Пластифицирует, умень- шает водоотдачу
22	ПЦТ-100	0,5	Сунил (суль- финиро- ванный нитро- лигнин)	150	0-1	1	150	2-40	3-15	Пластифицирует, умень- шает водоотдачу
23	ПЦТ-100 ПЦТ-100	0,5 0,5	Техниче- ский вин- ный ка- мень, ТВК	200	0-3	2,5 3,0	200 200	10-00 12-00	11-00 13-00	Увеличивает прочность, уменьшает проницае- мость камня, улучшает его структуру
24	ПЦТ-100 ПЦТ-100 ПЦТ-100	0,4 0,4 0,4	Триполи- фосфат натрия	Не регл.	0-1	0 0,1 0,2	60 60 60	2-10 3-40 4-10	2-40 4-15 5-00	Пластифицирует, умень- шает проницае-мость каменя

Продолжение табл.П.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	ПЦТ-100	0,5	Хлористый натрий (поваренная соль)	Не регла.	Более 8	0	22	8-00	9-00	Пластифицирует. При концент. в воде более 20% уменьшает прочность камня
	ПЦТ-100	0,5				18	22	16-00		
	ПЦТ-100	0,5				0	60	6-10	3-45	
	ПЦТ-100	0,5				18	60	4-15	4-45	
26	ПЦТ-100	0,5	Хромат натрия	Не регла.		0	120	0-25	0-35	---
	ПЦТ-100	0,5				0,15	120	1-35		
	ПЦТ-100	0,5				+0,6	120	1-10	2-10	
	ПЦТ-100	0,5				КМЦ	120	1-40		
						0,25	120			
						+0,5	гипан			

Примечание: ПЦТ(50,100) – потрландцемент;

ШЦ – шлаковый цемент;

Б - бстонитовый глинопорошок

Таблица П.5.3.

Тампонажные составы на минеральной основе, обработанные понизителями водоотдачи

№ п/п	Вид цемента	В/Ц А.	Наименование реагента	Макс. температура при-мен. оС	Экстр. дозир % от массы тв.фазы	Кол-во реагента, %	Характеристика действия реагента		
							Темпе-ра-тура, оС	ВОиох ВОобр	
1.	ПЦТ-I-50	0,5	Гипан		0-2	1	22	4,5	Загущает раствор, повышает седиментационную устойчивость
2.	ПЦТ-I-50	0,5	КМЦ		0-1,5	1	22	4	Повышает седиментационную устойчивость
3.	ПЦТ-I-50	0,5	К-4		0-2	2	22	100	Замедлитель, пластификатор
4.	ПЦТ-I-100	0,5	КССБ		0-1	1	22	7	Замедлитель
5.	ПЦТ-I-100	0,5	Ожзил		0-1	0,5	22	7	
6.	ПЦТ-I-100	0,5	Полиакриламид (ПАА)	100	0-0,3	0,15	22	17	Загущает р-р, замедлитель.
							22	23	Более эффективное применение с борной кислотой
							22	35	
7.	ПЦТ-I-100	0,5	Поливиниловый спирт (ПВС)	100	0-3	0,6	22	70	Улучшает седиментац.
							22	250	устойчивость
8.	ПЦТ-I-100	0,5	ССБ		0-1	1	22	3,5	Вспенивает, пластифицирует
							22	3,5	
9	ПЦТ-I-100	0,5	СДБ		0-1	1	22		Пластифицирует
10	ПЦТ-I-100	0,5	Сулькор		0-1	1	22	4,5	Пластификатор. Замедлитель схватывания, уменьшает проницаемость цементного камня

Примечание: ВО – водоотдача в исходном (ВОиох) и обработанном (ВОобр) состоянии; ПЦТ – поргландемент

ЛИТЕРАТУРА

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин.- М.:ОАО Недра, 1998.-267 с.
3. Бочкарёв В.К. Автореферат диссерт. на соиск. уч. степени кандидата наук: «Разработка технологий и технических средств для ограничения и ликвидации водопескопроявлений при эксплуатации нефтяных скважин». – Тюмень, ТюмГНГУ, 2009. – 24 с.
4. Ремонт нефтяных и газовых скважин. /Справочник (I, II часть) под редакцией Ю.А. Нифонтова и И.И. Клещенко. – Санкт - Петербург, 2005. – 1460с.
5. Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Гейхман М.Г., Чабаев Л.У. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень, ТюмГНГУ. – 2002. - 137 с.
6. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2002. – 274 с.
7. Сборник инструкций и регламентов по изоляции водогазопроявлений скважин ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2002. – 196с.
8. Телков А.П., Грачев С.И., Дубков И.Б. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. – Тюмень: ООО НИПИКБС, 2001. – 482 с.
9. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Андреев В.Е. Научно-технические основы промышленного внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Лангепасской группе месторождений Западной Сибири.- Уфа: Белая Река, 2001. – 288 с.
10. Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин.- М.: Недра, 1988.-263 с.
11. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 298с.

12. Ахметов А.А.. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. – Уфа, УГНТУ, 2002. – 219 с.
13. Кагарманов И.И., Дмитриев А.Ю.. Ремонт нефтяных и газовых скважин. – Томск, ТПУ, 2007. – 323 с.
14. Булатов А.И., Данюшевский В.С.. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
15. Ягафаров А.К., Курамшин Р.М., Демичев С.С. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень, «Слово», 2000. – 224 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

стр.

Введение	3
1. Обоснование и выбор модели насыщенности нефтегазовых залежей и методов ремонтно-изоляционных работ в скважинах	5
1.1. Краткая характеристика пластовых вод и условий их залегания ...	5
1.2. Геолого-геофизическая характеристика и обоснование модели насыщенности нефтяных залежей	7
1.3. Геолого-промысловое обоснование методов водогазоизоляционных работ	16
2. Обоснование выбора технологий и материалов для производства ремонтно-изоляционных работ в скважинах	36
2.1. Жидкости глушения нефтяных и газовых скважин	36
2.2. Водоизоляционные композиции на основе смол и технологии для ликвидации межпластовых перетоков и ремонта колонн	63
2.3. Характеристика растворов и материалов для ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины	69
2.4. Материалы и композиции для водогазоизоляционных работ в скважинах	86
2.5. Обоснование технологий ограничения водогазопритоков в нефтяные скважины	106
2.6. Ограничение и ликвидация выноса пластового песка в нефтяные и газовые скважины	135
2.7. Теоретические исследования по влиянию песчаной пробки на дебит нефтяной скважины	141
2.8. Методы борьбы с пескопроявлением при заканчивании и эксплуатации скважин	144
2.9. Противопесочные фильтры для задержания песка	147
2.10. Проектирование установки противопесочных фильтров	161
2.11. Физико-химический метод и технология закрепления прискважинной зоны пласта и ограничения пескопроявления ..	166

2.12.	Технические средства и технологии ликвидации пескопроявлений	172
3.	Практика выбора и применения технологии и материалов для ремонтно-изоляционных работ в скважинах	182
3.1.	Виды водопритоков, порядок выбора технологии ремонтно-изоляционных работ и тампонажных материалов	183
3.2.	Выбор технологии и тампонажных материалов при водоизоляционных работах.....	187
3.3.	Выбор тампонаженного материала при наращивании цементного кольца за обсадной колонной	199
3.4.	Выбор технологии и тампонаженных материалов для восстановления герметичности колонн	208
4.	Технологии проведения ремонтно-изоляционных работ	217
4.1.	Тампонирувание под давлением	217
4.2.	Изоляция верхних вод и верхнего газа.....	223
4.3.	Изоляция нижних и подошвенных вод.....	223
4.4.	Наращивание цементного кольца за колонной.....	224
4.5.	Тампонирувание негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн	226
4.6.	Тампонирувание сквозных дефектов обсадных колонн	228
4.7.	Ликвидация заколонных перетоков в горизонтальных скважинах.....	230
4.8.	Изоляция прорыва газа в скважинах, эксплуатирующих нефтегазовые залежи	237
4.9.	Технические приемы при тампонажных работах в скважинах ..	247
5.	Виды ремонтно-изоляционных работ и изолирующих составов	257
5.1.	Ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн	257
5.2.	Ликвидация заколонных перетоков	276
5.3.	Ликвидация прорыва нагнетаемой воды.....	315

5.4. Изоляция водопроявляющих пластов.....	336
5.5. Изоляция прорыва газа в нефтяные скважины.....	339
5.6. Изоляция подошвенной воды.....	349
Приложения	354
Приложение 1. Классификация тампонажных материалов	355
Приложение 2. Тампонажные составы на минеральной основе с добавками органоаэросилов, полимеров, латекса и асбеста	360
Приложение 3. Гелеобразующие тампонажные составы (ГОС)	364
Приложение 4. Таблица П.4.1.Тампонирующие составы на основе полимеров, осадкообразующих и других веществ	368
Приложение 5. Таблица П.5.1. Сведения о минеральных тампонажных материалах.....	371
Литература	381
Оглавление.....	383

Клещенко Иван Иванович
Зозуля Григорий Павлович
Ягафаров Алик Каюмович
Овчинников Василий Павлович

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

в нефтяных и газовых скважинах

Учебное пособие

Подписано к печати 28.03.2011.
Печать офсетная. Бум. ВХИ.
Формат 60x84 ¹/₁₆. 24,25 усл. печ. л.
Заказ №5281. Тираж 350 экз.

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»
г. Тюмень, ул. Мельникайте, 123А, стр. 3.
Тел.(3452): 41-99-30, 41-99-82
www.express72.ru

Отпечатано в типографии ООО ИПЦ «Экспресс»