

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

А. С. Асадчев

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

ПОСОБИЕ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2019

УДК 622.276.34(075.8)
ББК 33.131я73
А90

*Рекомендовано научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 04.12.2018 г.)*

Рецензент: первый зам. директора – гл. инженер БелНИПИнефть канд.
техн. наук *А. В. Серебрянников*;
зав. отд. аналит. исслед. БелНИПИнефть, канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*

Асадчев, А. С.

А90 Заканчивание скважин : пособие по одной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / А. С. Асадчев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 171 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрены общие понятия и структура дисциплины «Заканчивание скважин» как комплекса технологических процессов от момента вскрытия продуктивного пласта до его опробования, освоения и испытания как промышленного объекта.

Для студентов специальности 1-52 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.276.34(075.8)
ББК 33.131я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2019

ВВЕДЕНИЕ

Заканчивание скважин – это комплекс технологических процессов от момента вскрытия продуктивного пласта до момента его опробования, освоения и испытания как промышленного объекта.

В комплекс технологических процессов заканчивания скважин входят:

- 1) Вскрытие продуктивных пластов бурением (первичное вскрытие);
- 2) Опробование и испытание продуктивных пластов в период бурения;
- 3) Крепление ствола скважины и разобщение пластов обсадными трубами, тампонажными материалами и специальным внутрискважинным оборудованием;
- 4) Установка фильтра между продуктивными пластами и скважиной (при необходимости);
- 5) Вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией;
- 6) Вызов притока флюида из продуктивного пласта;
- 7) Работы по интенсификации притока флюида из продуктивного пласта (при необходимости).

Методы оценки пласта, такие как каротаж в скважинах, отбор кернов и опробование пластов, позволяют определить, будет ли проводиться заканчивание данной скважины для промышленной добычи.

Кроме того, при этом выясняются некоторые характеристики потенциально продуктивных пластов, необходимые для выбора наиболее приемлемого метода заканчивания данной скважины.

Методы, условия, типы и содержание основных технологических процессов заканчивания скважин рассматриваются в последующих главах.

ГЛАВА 1 МЕТОДЫ, УСЛОВИЯ И ТИПЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

1.1 Методы заканчивания скважин

Возможны следующие методы заканчивания скважины:

- обсаживанием;
- без спуска обсадной колонны (открытый ствол);
- многозабойное.

Метод заканчивания скважин обсаживанием обсадной колонной подразделяется на:

- обычное заканчивание скважины с перфорированной обсадной колонной;
- заканчивание скважины со стационарным оборудованием;
- многопластовое заканчивание скважины;
- заканчивание скважины с отсекаем песка;
- заканчивание скважины с отсекаем воды или газа.

Рассмотрим различные варианты заканчивания скважин, методы их осуществления и достоинства.

1) Обычное заканчивание скважины

Данный метод заключается в спуске обсадной колонны или трубы с поверхности до низа скважины или до подошвы фрагмента породы, который был определен как коммерчески продуктивный. Затем обсадную колонну цементируют непосредственно на месте. Такую колонну труб часто называют эксплуатационной обсадной колонной, так как через нее осуществляется добыча нефти.

2) Заканчивание скважины со стационарным оборудованием

При заканчивании скважины со стационарным оборудованием монтаж системы труб и оборудования устья скважины проводится для данной скважины только единожды. Все операции по заканчиванию и ремонту осуществляются с помощью специальных инструментов малого размера внутри насосно-компрессорных труб. Перфорирование, сваби́рование, вторичное цементирование (герметизация протечек в обсадной колонне), заполнение гравием (ствол скважины заполняется гравием для предотвращения обрушения стенок и поступления песка) и другие операции по заканчиванию и ремонту должны проводиться через насосно-компрессорные трубы. Преимуществом данного метода является его экономическая выгода.

3) Многопластовое заканчивание скважины

В некоторых случаях внутри одной скважины обнаруживается несколько продуктивных горизонтов. Многопластовое заканчивание скважины позволяет одновременно проводить добычу из двух или более горизонтов. Часто это является результатом деятельности органов государственного регулирования, которые отдельно проводят классификацию нефти. Кроме того, это может быть необходимо для регулирования работы коллектора – пласт с высоким давлением и пласт с низким давлением.

4) Заканчивание скважины с отсеканием песка

Если скважина расположена в неуплотненном (рыхлом) песчанике, заканчивание значительно усложняется по сравнению с описанными выше вариантами.

Вынос песка может разрушать оборудование и ствол скважины и засорять выкидные линии до такой степени, что эксплуатация скважины становится невыгодной.

При низкой скорости отбора нефти вынос песка может быть незначительным или вообще отсутствовать, однако при высокой производительности скважины поток нефти часто выносит большие количества песка.

На ранних этапах развития нефтяной промышленности вынос песка допускался для фонтанирующих скважин. Принимались меры только для предотвращения его накопления.

Когда потребовалась насосная добыча нефти из скважин, возникла необходимость разработки методов, позволяющих предотвратить перекачивание песка насосами.

Без этих методов в настоящее время многие продуктивные скважины оказались бы неэффективными.

Известны две технологии заканчивания с предотвращением попадания песка: использование обсадных колонн-хвостовиков с щелевидными отверстиями или с перфорацией, а также заполнение забоя скважины материалом типа гравия (гравийный фильтр).

Принцип, лежащий в основе обоих методов, – отверстия, через которые будут проходить флюиды, должны иметь соответствующий размер. В этом случае песок образует пробку и не попадает в скважину.

Первой стадией является получение образца песчаного пласта и определение размера его частиц. Это помогает правильно выбрать

размер щелей или перфорации и размер гранул инертного материала-заполнителя.

На основании этих данных после монтажа хвостовик с щелевидными отверстиями или с перфорацией спускают в скважину и с помощью пакера закрепляют подвеску на уровне продуктивного горизонта. Это можно проделать как в обсаженной, так и в открытой (необсаженной) скважине.

Известны разные способы заполнения гравием, они также используются как при наличии перфорированной обсадной колонны, так и без нее.

В этом случае щели и отверстия обсадной колонны-хвостовика служат только для предотвращения попадания внутрь нее гравия.

Таким образом, размер щелей может быть больше, чем в предыдущем варианте, и обычно он лишь немного меньше, чем размер частиц заполнителя. Толщина слоя заполнителя, как правило, составляет 4 – 5 диаметров частиц. Как отмечалось выше, песок из пласта образует пробку в порах гравийного фильтра, а гравий не может пройти в скважину из-за наличия щелевого хвостовика.

Работы по отсеканию песка могут проводиться и в процессе заканчивания скважины, и после него при функционировании скважины.

Во многих районах мира песок не является принципиальной проблемой.

5) Заканчивание скважины с отсеканием воды и газа

В целом нефтепереработчики стремятся получить как можно меньше других продуктов одновременно с нефтью.

Вода до продажи должна быть отделена от сырой нефти – и чем больше объем воды, которую придется отделять, тем меньше останется нефти на продажу.

Желательно также снизить объем добываемого газа либо совсем исключить его (кроме тех случаев, когда скважина ведет в газовый коллектор).

В нефтяном коллекторе газ играет роль той силы, которая выталкивает флюиды в ствол скважины. Поэтому имеет смысл сохранять его как можно дольше – это увеличивает продолжительность эксплуатации месторождения.

Во многих коллекторах поверх нефтеносной зоны располагается газоносная, либо снизу находится зона воды, либо вместе и то и другое. В этих случаях заканчивание скважины нужно провести

таким образом, чтобы не допустить попадания в нее свободного газа или воды. Следовательно, важное значение приобретает правильный выбор горизонта в пределах интересующей зоны.

б) Многозабойное заканчивание скважины

Многозабойное заканчивание широкое понятие, относящееся к целому ряду технологий заканчивания скважин. В целом оно применимо к скважинам, пробуренным и законченным в некоторой горизонтальной или близкой к горизонтальной конфигурации.

Данная технология предполагает использование какого-либо вида направленного бурения, т.е. бурения в направлении, отклоняющемся на некоторый угол от вертикального направления вниз.

Основным принципом, лежащим в основе технологий многозабойного заканчивания скважины, является отклонение скважины от вертикали (искривление), которое увеличивается, пока на входе в продуктивный пласт скважина не становится почти горизонтальной.

Другие варианты многозабойного заканчивания предусматривают бурение одного или нескольких поперечных ответвлений от основного ствола скважины.

Скважины с такими ответвлениями, или боковыми стволами, называются разветвленными скважинами.

1.2 Условия, влияющие на заканчивание скважины

Условия залежи должны быть определены и эти условия будут влиять на все аспекты проекта на строительство скважины.

Ниже приведены самые важные факторы, которые необходимо учитывать при проектировании заканчивания скважин:

- Толщина (мощность) продуктивного пласта;
- Положение газонефтяного контакта;
- Положение водонефтяного контакта;
- Наличие трещин и их ориентация;
- Однородность и относительная проницаемость пласта;
- Непроницаемые преграды на пути движения флюидов.

Описание залежи будет определять соответствующий тип заканчивания скважины, положение участка скважины в продуктивном пласте, допуски на заданный коридор и необходимость в пилотном стволе.

Если в заданной точке входа скважины в пласт нет известных геологических реперов для точного определения точки входа в пласт и заданной глубины горизонтального участка может потребоваться проводка пилотного ствола.

Важно также определить будут ли проблемы с устойчивостью ствола скважины. Это повлияет на проектирование заканчивания скважины и план бурения.

Типы заканчивания

1) По геологическим условиям:

- Вертикальная скважина.
- Наклонно направленная скважина.
- Горизонтальная скважина.

2) По назначению скважины:

- Фонтанные.
- Нагнетательные.
- Искусственные лифты.
- Механизированный способ.

3) По конструкции скважины:

- Открытый ствол.
- Обсаженный ствол.
- Перфорированный ствол.

Определение схемы заканчивания

Схема заканчивания обязательно должна соответствовать области применения и быть совместимой с условиями залежи.

Очень важно учитывать требования будущих капитальных и текущих ремонтов в дальнейшем. Например, появится необходимость отсечь некоторые интервалы для проведения работ по интенсификации притока или прекратить работу обводненных интервалов.

Выбор схемы заканчивания скважины будет влиять на диаметр скважины и интенсивность набора зенитного угла или радиуса искривления скважины.

После определения схемы заканчивания скважины может быть завершена и конструкция скважины в целом.

Конструкция скважины должна быть рассчитана на то, чтобы обсадить все зоны осложнений еще до бурения завершающего участка.

Глубины установки обсадных колонн будут прежде всего определяться конструкцией скважины (например, исходя из

устойчивости стенок скважины или порового давления и требований, связанных с градиентами давления и гидроразрыва пластов).

Проектный профиль направленной скважины должен быть совместим с диаметрами обсадных колонн и скважины и глубинами установки башмака обсадной колонны.

В некоторых случаях, запроектированные предпочтительные диаметры скважины и обсадных колонн и глубины установки башмака обсадной колонны могут быть изменены, чтобы приспособить их к требованиям, предъявляемым профилем скважины.

1.3 Основные схемы заканчивания скважин

1) Заканчивание скважин с открытым забоем

При этой схеме заканчивания скважина эксплуатируется без обсадной колонны в районе нефтеносной зоны. В скважину спускается обсадная колонна, но лишь до верхней границы продуктивного интервала, нефть поступает на поверхность через НКТ.

Преимущества:

- Небольшие затраты, простота конструкции.
- Радиальный приток жидкости в скважину (360°).
- Хороший доступ к трещинам в пластовой породе.
- Высокий уровень гидродинамического совершенства.

Недостатки:

- Влияние глинистой корки на продуктивность скважины, пока стенки не очистятся.
- Добываемая жидкость будет проходить через все поврежденные интервалы.
- Отсутствие защиты от обвала стенок необсаженного интервала ствола.
- Отсутствует изоляция различных интервалов.

Особенности заканчивания скважин с открытым забоем заключаются в следующем:

1. Обсадная колонна должна перекрывать верхний пласт, иначе существует опасность, что верхние пласты могут повредить скважину за счет обвала или поступления в ствол нежелательных жидкостей.

2. Изоляция интервалов невозможна. Если какой-либо интервал должен быть отсечен или подвергнут обработке по интенсификации притока, его изоляция невозможна.

3. Углеводороды поступают непосредственно в ствол скважины, который должен быть достаточно прочный, чтобы выдержать поток.

4. Флюид должен проходить через поврежденную призабойную зону. Глинистая корка на стенках ствола будет снижать продуктивность скважины.

Заканчивание скважин с открытым забоем подразделяется на подвиды:

- Открытый забой. Применяют при устойчивом коллекторе, низкой пористой ($< 0,1 \text{ мкм}^2$) и трещинной ($< 0,01 \text{ мкм}^2$) проницаемости и высоком пластовом давлении (градиент давления $> 0,01 \text{ МПа/м}$).

- Открытый забой с фильтром в колонне. При относительно неустойчивом коллекторе, высокой пористой ($> 0,1 \text{ мкм}^2$) и трещинной ($> 0,01 \text{ мкм}^2$) проницаемости и высоком пластовом давлении (градиент давления $> 0,01 \text{ МПа/м}$).

- Открытый забой со вставным фильтром. При неустойчивом коллекторе, независимо от пористой и трещинной проницаемости и низком пластовом давлении (градиент давления $< 0,01 \text{ МПа/м}$).

2) Заканчивание скважин с забоем закрытого типа

Большинство скважин в мире (около 90%) заканчивают забоем закрытого типа, т.е. обсаживанием. Такая схема заканчивания применяется для неоднородных коллекторов с чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газомещающих пропластков с разными пластовыми давлениями.

Преимущества:

- Отсутствие необходимости очищать глинистую корку.
- Перфорации могут обойти поврежденные зоны (при правильных расчетах).

- Хорошая изоляция интервалов и зон.
- Возможно многопластовое заканчивание скважины.
- Хорошая герметичность скважины при хорошем качестве цементирования за колонного пространства.

- Защищенность ствола от обвалов.

Недостатки:

- Возможность возникновения скин-эффекта из-за того что ствол не открыт на 360° .

- Ухудшение проницаемости из-за обломков породы от бурения и перфорирования продуктивного интервала.

- Высокая стоимость.

3) Заканчивание скважин с забоем смешанного типа

1. Забой, частично перекрытый колонной применяют при устойчивом коллекторе и в однородной залежи для изоляции напорных горизонтов, расположенных близко от кровли объектов.

2. Забой частично перекрытый колонной со вставным фильтром используется в случаях при неустойчивом коллекторе и в однородной залежи для изоляции напорных горизонтов, расположенных близко от кровли объектов.

ГЛАВА 2 ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ БУРЕНИЕМ

2.1. Технологические факторы, обеспечивающие качественное вскрытие пород-коллекторов продуктивных пластов

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

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

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

В бурении предъявляют повышенные требования к выбору бурового раствора, в первую очередь с позиции предупреждения осложнений и аварий, затем учитывают обеспечение наилучших условий работы породоразрушающего инструмента и, к сожалению, – в меньшей степени уделяют внимание максимальной возможности

сохранения естественного состояния продуктивного объекта, что приводит к искусственному ухудшению проницаемости горных пород в околоскважинной зоне

В настоящее время положение таково, что существующие технологии вскрытия продуктивных пластов в подавляющем большинстве случаев не обеспечивают сохранения естественной проницаемости пород в призабойной зоне пласта (ПЗП), допуская ее снижение в несколько раз, что соответственно снижает продуктивность эксплуатационных скважин.

Хорошо известно, что при работе скважины продуктивный пласт может в значительной мере восстановить свою проницаемость за счет очистки призабойной зоны, но это касается высокопроницаемых коллекторов.

При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами такого явления не наблюдается. Дело в том, что при применении одной и той же технологии вскрытия коллекторов – низкопроницаемым пластам наносится значительно больший ущерб; чем высокопроницаемым.

Определяющим здесь является образование в пласте зон капиллярно-удерживаемой воды, разбухание пластовых глин и кольматация поровых каналов твердой фазой бурового раствора.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости ПЗП непосредственно около стенки скважины. Проницаемость ПЗП ухудшается практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

- состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);
- противодавления на пласт от столба бурового раствора;
- длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;
- состава цементного раствора;
- глубины и плотности перфорации обсадной колонны;
- длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба жидкости после перфорации;
- способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

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

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

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

3) Поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат – пластовый флюид должно быть минимальным; водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры – такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю.

Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию продуктивных пластов.

Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то, что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта.

Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спуско-подъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на разных этапах освоения и эксплуатации скважины.

Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть – газ – порода – остаточная вода – фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов.

Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина – пласт.

Влияние зоны коагуляции на приток флюида к стволу скважины изменяется в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны коагуляции отмечается в скважинах с открытым забоем.

В скважинах с закрытым забоем это явление в основном нейтрализуется перфорацией.

В последнем случае следует оценивать влияние зоны коагуляции, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород.

Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) – фильтрат.

2.2 Повышение качества вскрытия продуктивных пластов

Качество вскрытия продуктивных пластов необходимо повышать следующими путями:

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

- выбором технологических режимов вскрытия и промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

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

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

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

- твердая фаза бурового раствора или ее большая часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной зоны пласта при освоении.

- гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникающего раствора в трещины (поры) пласта за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

2.3 Требования к вскрытию продуктивных пластов

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

Выбор способа вскрытия продуктивного пласта зависит от величины пластового давления, устойчивости пород продуктивного пласта, насыщенности пласта углеводородами, проницаемости пласта и ряда других причин.

При этом должны выполняться требования по предотвращению открытого фонтанирования; кольматации продуктивного пласта шламом, твердой фазой и фильтратом буровых и тампонажных растворов; обеспечиваться интервалы вскрытия, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию и максимальный приток нефти или газа к скважине.

Для выполнения этих требований едиными техническими правилами (ЕТП) ведения работ при бурении на нефть, газ или газоконденсат скважин глубиной до 1200 м – предусматривается превышение гидростатического давления над пластовым на 10-15 %, а при большей глубине – на 5-10 %.

При вскрытии продуктивных пластов важное значение имеет качество буровых растворов.

Твердая фаза буровых растворов способна уменьшать дренажные каналы в пласте, а жидкая фаза (вода) способствует набуханию глинистых минералов, уменьшающих пористость и проницаемость пласта.

Кроме того, вода лучше смачивает частицы горных пород, чем углеводороды, и преграждает их движение к стволу скважины.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, различающихся основными признаками и условиями насыщения.

2.4 Характеристики пластов-коллекторов

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) – коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близко

расположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) – коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; около кровли пласта имеются газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) – коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с разными пластовыми давлениями;

4) – коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

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

Однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой.

Пределы изменения коэффициента проницаемости k_{Π} (в мкм^2) для однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

- 1) $k_{\Pi} > 1,0 \text{ мкм}^2$;
- 2) $k_{\Pi} = 0,5 - 1,0 \text{ мкм}^2$;
- 3) $k_{\Pi} = 0,1 - 0,5 \text{ мкм}^2$;
- 4) $k_{\Pi} = 0,05 - 0,1 \text{ мкм}^2$;
- 5) $k_{\Pi} = 0,01 - 0,05 \text{ мкм}^2$;
- 6) $k_{\Pi} = 0,001 - 0,01 \text{ мкм}^2$.

Неоднородным считается пласт, который расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газодонефтенасыщенных пропластков с разными пластовыми давлениями.

Прочными коллекторами называют такие, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах.

В зависимости от градиента пластовых давлений коллекторы можно подразделить на три группы:

- 1) – с $grad p_{пл}$, превышающим 0,1 МПа/10 м;
- 2) – с $grad p_{пл}$, равным 0,1 МПа/10 м;
- 3) – с $grad p_{пл}$, меньшим 0,1 МПа/10 м.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой $k_{п}$ или трещинной $k_{т}$ проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм².

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты подразделяют по фракционному составу на:

- 1) мелкозернистые с размером частиц, равным 0,10 – 0,25 мм;
- 2) среднезернистые с размером частиц, равным 0,25 – 0,50 мм;
- 3) крупнозернистые с размером частиц, равным 0,50 – 1,00 мм;

ГЛАВА 3 СПОСОБЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Для оценки промышленной нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза проводят специальные исследования, объемы и методы которых зависят от целевого назначения скважины.

Эти исследования направлены на решение следующих задач:

- определение нефтегазоносности отдельных интервалов и предварительную оценку их промышленной значимости;
- получение достоверных данных для подсчета запасов и последующего проектирования системы разработки месторождений;
- определение эксплуатационных характеристик продуктивных пластов.

Для оценки продуктивности разреза скважины производят бурение с отбором керна, а также применяют косвенные и прямые методы исследований в скважине.

При строительстве разведочных скважин в процессе бурения отбирают керн – цилиндрические образцы пород, залегающих на различной глубине в перспективных частях геологического разреза с целью его исследования и возможного обнаружения залежей углеводородов.

Отбор и исследование поднятого из скважины керна относится к косвенным методам исследований в скважине и занимает значительное место в общем объеме проводимых исследований.

Исследование керна позволяет установить его нефтегазоносность и определить емкостные и фильтрационные свойства пород, слагающих нефтегазовую залежь.

Кроме того, исследование керна позволяет уточнить литологический состав горных пород и характер залегания пластов разрабатываемого месторождения.

3.1 Прямые методы исследования

Наиболее полная информация об исследуемых и о выявленных продуктивных пластах может быть получена только при использовании прямых методов исследования, основанных на вызове притока из пласта.

В задачу исследования прямым методом входят следующие вопросы:

- выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта;
- отбор проб пластовой жидкости для изучения ее состава и свойств;
- установления соотношения компонентов в пластовом флюиде;
- оценка возможного дебита из исследуемого объекта;
- измерение пластового давления;
- получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта, вскрытого скважиной.

В группе прямых методов исследований выделяют стационарные и экспресс-методы.

Стационарные методы предполагают, что исследование проводят на установившемся режиме фильтрации. Например, метод пробной эксплуатации предусматривает наблюдения в течение длительного времени (до 1 месяца и более), при использовании метода установившихся отборов наблюдение и измерения проводят

на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока, позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины.

Исследования по экспресс-методу обеспечивают контроль за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщающемся с продуктивным пластом после вызова притока из него и требуют значительно меньше времени.

Иногда для малодебитных скважин применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению предварительно сниженного уровня жидкости в скважине.

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование.

1) Задача опробования – вызвать приток флюида из пласта, отобрать его пробу для анализа, определить свободный дебит скважины.

2) При проведении испытаний практикуют два метода испытания скважин: «снизу вверх» и «сверху вниз».

а) При использовании метода «снизу вверх» скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной и цементной оболочкой за ней. Испытания начинают с нижнего объекта, для чего обсадную колонну против этого пласта перфорируют, осуществляют вызов притока, отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения. После завершения испытания нижнего объекта устанавливают цементный мост или резиновый тампон выше перфорированного участка, рассчитанный на перепад давления до 25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну напротив выше расположенного объекта, испытывают его и переходят к следующему объекту, перемещаясь вверх. Отсюда и название метода испытаний «снизу вверх».

Метод испытаний «снизу вверх» продолжают применять и в настоящее время, хотя он имеет существенные недостатки:

- загрязняются в открытом стволе пройденные при добурировании скважины пласты;
- возможны искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением;
- необходимо спускать и цементировать обсадную колонну для разобщения опробуемых объектов.

б) Метод испытаний «сверху вниз» появился для устранения

недостатков метода испытаний «снизу-вверх».

При этом для реализации нового метода испытаний «сверху-вниз» были созданы специальные измерительные инструменты, которые позволяют опробовать и испытать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после его вскрытия.

Эти различные глубинные инструменты по конструктивному исполнению, особенностям применения и назначению можно условно разделить на три типа:

- 1) пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне труб;
- 2) аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия бурением намеченного объекта;
- 3) аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом пласте получают с помощью пластоиспытателя, спускаемого в скважину на колонне бурильных труб.

Аппараты второго и третьего типов позволяют выполнить лишь опробование пласта, поэтому их обычно называют опробователями.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости.

Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления.

3.2 Косвенные методы исследований

В исследовании скважин, кроме прямых методов, осуществляемых вызовом притока нефти или газа из продуктивного пласта, применяются и косвенные методы, косвенно указывающие на возможность присутствия нефти или газа в исследуемом интервале, к которым относятся оперативный геологический контроль (отбор керна и контроль выходящего из скважины шлама, т.е. частиц выбуренной породы) и геофизические методы исследований в скважине.

Геофизические исследования (каротаж) дают возможность уточнить по всей глубине скважины ее геологический разрез: литологический состав пород и интервалы их однородности, мощность пластов, интервалы залегания нефтяных, газовых и водяных горизонтов, а также пористость и проницаемость пород, границы ВНК и ГНК, температурное поле разреза.

3.3 Виды каротажей. Геофизические методы исследований

В настоящее время известно более 40 видов каротажа. Основные из них: электрические, радиоактивные, термические, акустические, индукционные, геотермические методы.

1) Электрические методы основаны на измерении характеристик электрического поля в стволе скважины. Специальным глубинным прибором, опускаемым в скважину на многожильном каротажном кабеле, измеряют и регистрируют на ленте удельное электрическое сопротивление горных пород разреза (кривая КС) и изменение естественных электрических потенциалов (кривая ПС).

Против таких пород, как известняки и насыщенные нефтью песчаники, регистрируется значительное кажущееся электрическое сопротивление, а против глин и водоносных песчаников - существенно меньшее.

Вследствие гидродинамической связи бурящейся скважины с проходимыми горными породами между ними происходят незначительные перетоки разнородных жидкостей (пластового флюида и промывочного агента), вследствие чего возникает электродвижущая сила (ЭДС) – подобно ЭДС внутри аккумулятора с электролитом.

В более проницаемых породах жидкость перемещается быстрее, и создается большая разность естественных потенциалов. Так, против хорошо проницаемых песков и песчаников возникает аномалия естественной разности потенциалов по сравнению с плохо проницаемыми глинами и известняками.

Специалисты, изучая и сопоставляя кривые КС и ПС, выделяют в разрезе породы различных типов: пески, песчаники, глины, известняки. По очень большим аномалиям КС определяют интервалы залегания нефтегазовых горизонтов (нефть и газ являются диэлектриками).

2) Радиоактивные методы являются весьма информативными методами промысловых геофизических исследований, а именно: гамма-метод (ГМ), гамма-гамма-метод (ГГМ), нейтронный гамма-метод (НГМ) и др.

С помощью этих методов исследуют естественную и наведенную радиацию горных пород разреза скважины. А так как разные по литологическому составу и типу горные породы имеют различную радиоактивность, то по зарегистрированной амплитуде

этих характеристик специалисты уверенно дифференцируют разрез скважины.

3) С помощью термометрического каротажного зонда (электротермометра) измеряют температуру в стволе скважины и результаты измерений используют при расчете обсадных колонн, подборе рецептур цементного раствора, оборудовании устья скважины.

Помимо этого, зарегистрированная термограмма показывает более низкую температуру против проницаемых пластов, куда проникал промывочный агент и охлаждал пласт, а также против газонасыщенных пород за счет адиабатного расширения газа вблизи скважины.

4) Акустический каротаж - сравнительно новый метод в промыслово-геофизических исследованиях. В его основе лежит регистрация упругих колебаний, возбуждаемых в скважине на различной глубине. Скорость распространения колебаний в породах в радиальном направлении, особенность их затухания позволяют оценить пористость пород.

5) Этот метод обычно используют в комплексе с индукционным каротажом, который позволяет выделить среди пористых пород нефтеносные коллекторы.

6) Простым, но информативным методом являются каверно- и профилометрия. Особым прибором (каверномером) измеряют и регистрируют изменение диаметра ствола скважины по глубине.

Чем устойчивее порода, тем ближе диаметр ствола к номинальному (диаметру долота). В рыхлых породах (глинах, песках и т.д.) стенки скважины размываются промывочным агентом и разрушаются бурильной колонной, в результате возникают значительные уширения ствола - каверны, что четко регистрируется на кавернограмме в виде аномалий кривой.

Данные кавернометрии используют также при расчете цементирования скважины, так как они позволяют уточнить необходимые объемы цементного раствора.

Все виды геофизических исследований используются в комплексе.

Современная каротажная станция для глубинных геофизических исследований массой около 20 т монтируется на автомобилях. Она оснащена 7-жильным бронированным кабелем наружным диаметром 12 мм, рассчитанным на разрывное усилие до 8 тс (масса 1000 м

кабеля равна 1 т). Кабель имеет термостойкую изоляцию, выдерживающую температуру до 300 °С.

Для обработки и интерпретации результатов геофизических исследований в настоящее время широко используют компьютеры.

7) В последние годы, в связи со значительным увеличением объемов бурения горизонтальных скважин, стали широко использовать скважинный автономный прибор электрического каротажа, который записывает данные на собственную магнитную ленту.

Автономный прибор, перед подъемом бурильной колонны из скважины, проталкивают промывочным агентом через полость бурильной колонны к долоту. Его нижняя часть - гибкий зонд - проходит через отверстие долота и в процессе подъема бурильной колонны из скважины дает сигналы на магнитную ленту об электрических свойствах горных пород по глубине.

Совместный анализ каротажных диаграмм, записанных в одном масштабе глубин, позволяет специалистам однозначно определить не только литологические характеристики разреза скважины и дать рекомендации для выполнения последующих технологических операций, но и точно установить глубины залегания и мощность нефтегазоносных горизонтов, подлежащих испытанию для целей промышленного использования.

3.4 Опробование пластов и испытание скважин в процессе бурения

Под опробованием пласта понимается комплекс работ, имеющих целью вызов притока из вскрытого бурением пласта, отбор проб, пластовой жидкости, оценка характера насыщенности пласта и в отдельных случаях определение его ориентировочного дебита.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое при промывке скважины не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис. 3.1, этап I).

После спуска опробователя в пакерующее устройство открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия

кольцевого зазора; происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола (рис. 3.1, этап II).

С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в опробователе и давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину (рис. 3.1, этап III) и попадает в опробователь. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления.

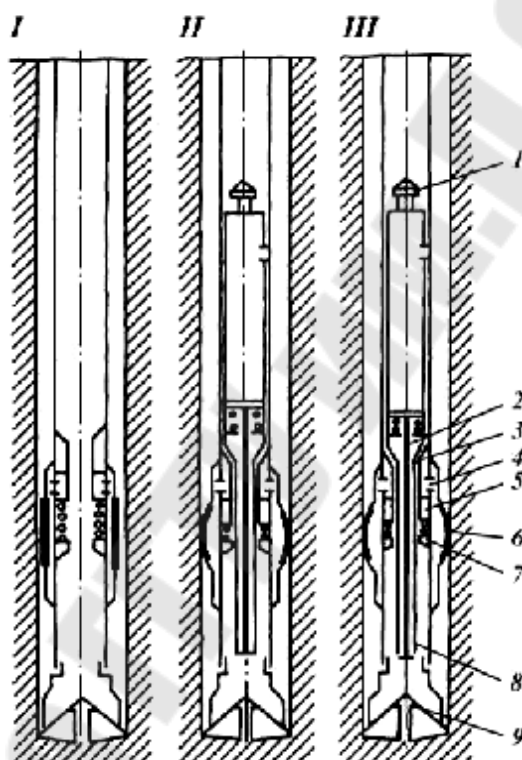


Рис.3.1. Этапы (I-III) работы опробователя, сбрасываемого внутрь бурильной колонны: 1 – шлицевая головка; 2 – грунтоноса; 3 – седло запорного устройства; 4 – впускное окно; 5 – отсекающий; 6 – пакерующее устройство; 7 – нижнее седло опробователя; 8 – впускной клапан; 9 – долото

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают, в результате чего закрывается клапан в опробователе и пакер постепенно возвращается в исходное положение.

Опробователь захватывают овершотом и поднимают с помощью каната на поверхность. Иногда его извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

Опробователь, спускаемый на каротажном кабеле, применяют тогда, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для оценки изменения проницаемости пласта по мощности, для определения положения границы пластовой воды и нефти и т.п.

После подъема бурильной колонны опробователь спускают в скважину на заданную глубину (рис.3.2, этап I).

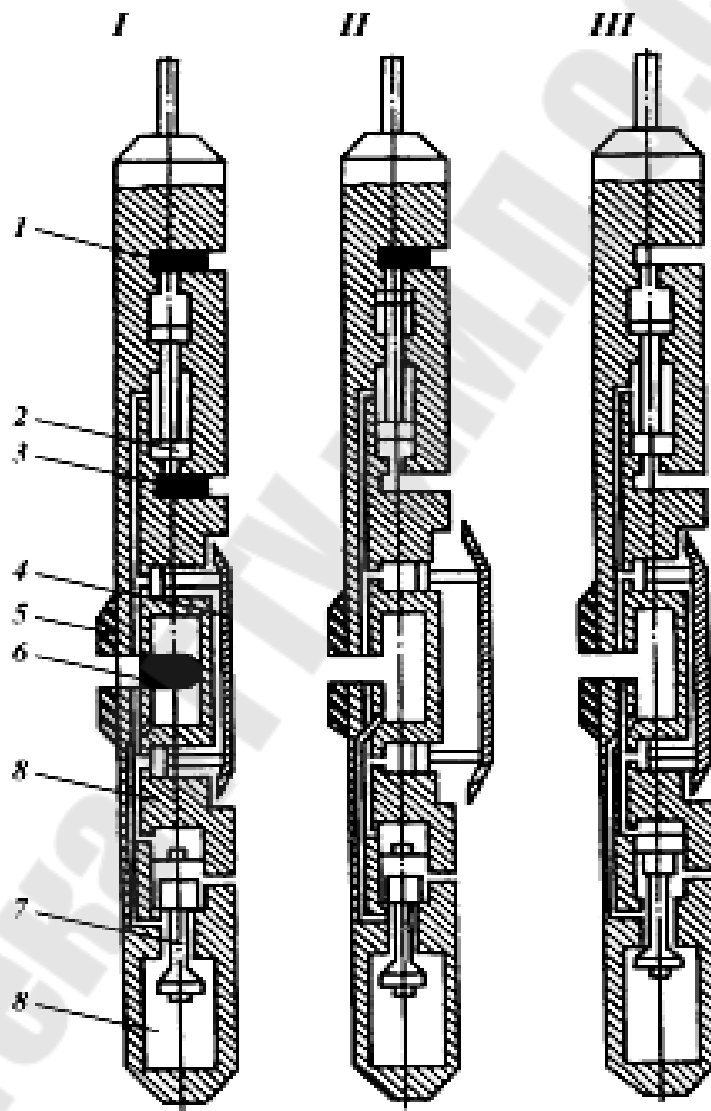


Рис.3.2.Этапы (I–III) работы опробователя на кабеле: 1 – верхний заряд и заглушка; 2 –дифференциальный возвратный поршень; 3 – нижний заряд и заглушка; 4 – прижимная лапа; 5 – накладка герметизирующая; 6 –кумулятивный заряд; 7 – впускной клапан; 8 – баллон

С поверхности по кабелю электрическим импульсом подают команду на выдвижение упорного башмака. Он прижимает к

ограниченному участку стенки ствола скважины уплотнительную подушку, которая изолирует небольшую площадь открытой поверхности пласта. По команде с поверхности взрывают кумулятивный заряд, и в изолированной части пласта образуется канал, по которому пластовый флюид поступает в нижнюю емкость опробователя (рис.3.2, этап II).

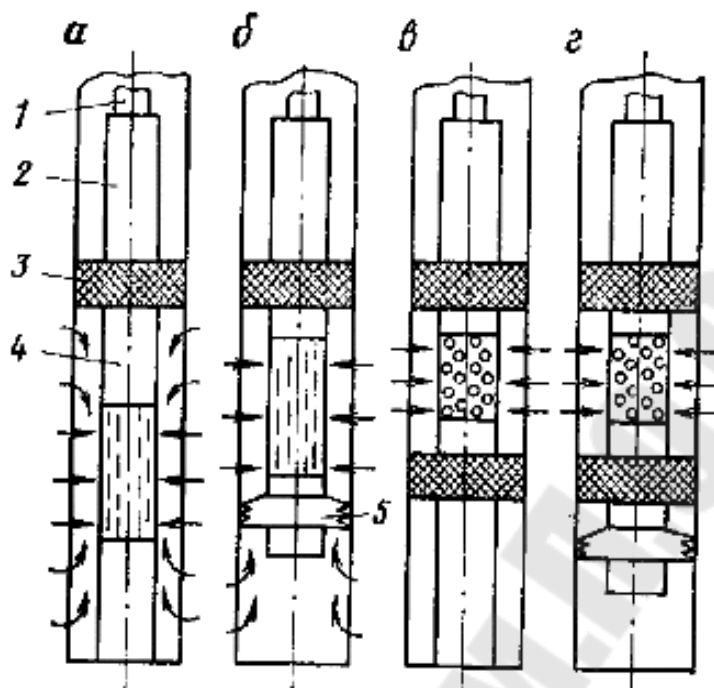
Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Гидравлическая система опробователя в конце исследования закрывает входной клапан емкости. В результате отобранная проба запирается, избыточное давление под прижимной лапой снижается, и под действием пружины она возвращается в транспортное положение (рис.3.2, этап III).

3.5 Испытатели пластов

Под испытанием пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб в пластовой жидкости и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и дебит скважин). Испытание пластов проводится как в процессе бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится с целью установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения необходимых данных для подсчета запаса нефти и газа в составлении проектов разработки месторождений.

Из экспресс-методов, применяемых при исследованиях в скважине, наиболее распространен способ с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб.

Испытание на приток трубными пластоиспытателями производится с опорой (рис.3.3, а) и без опоры на забой (рис. 3.3, б). Возможно также селективное (раздельное) испытание объектов как тем, так и другим способом (рис.3.3, в, г).



а) – с опорой на забой; б) – без опоры на забой;
 в) – селективное испытание с опорой на забой;
 г) - селективное испытание без опоры на забой

Рис. 3.3 Способы испытания пластов трубными пластоиспытателями

Его применяют для испытания объектов сразу после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правильной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку незагрязненного буровым раствором пласта.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при испытании пластов с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для испытания обсадных колонн на герметичность и выявления в них участков нарушения герметичности и при других работах, когда в ограниченном объеме ствола скважины надо создать депрессию.

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера (при селективном испытании – двух пакеров) изолируют интервал, подлежащий испытанию, от остальной части ствола. Затем снижают давление для получения необходимой депрессии в подпакерном или междупакерном пространстве. Депрессию регулируют за счет высоты столба жидкости в колонне бурильных труб, а также ее плотности. Под влиянием депрессии пластовые флюиды поступают в скважину, а из нее – через фильтр в колонну бурильных труб. Глубинный манометр, установленный в

испытателе пластов, записывает все происходящие в скважине изменения в давлении. Специальным пробоотборником отбираются пробы поступивших в колонну бурильных труб пластовых флюидов (нефть, вода) или они могут быть подняты на поверхность непосредственно в испытателе пластов. Термометр, установленный в специальном кармане пластоиспытателя, фиксирует забойную температуру.

Испытание (опробование) перспективных объектов в процессе бурения должно производиться, исходя из степени изученности разреза. При технологической необходимости (негерметичность пакеровки, неполадки с испытательным инструментом, отсутствие уверенности в оценке характера насыщенности и гидродинамических параметров пласта и др.) должны проводиться дополнительные спуски испытателя пластов для окончательной оценки перспективности данного объекта на нефть и в последнее время нашли применение многоцикловые испытатели пластов. Испытание пластов в несколько циклов позволяет получить уверенные (однозначные) результаты испытания.

При получении уверенных отрицательных результатов испытания в открытом стволе объект повторному испытанию в колонне не подлежит.

Современный пластоиспытатель включает инструменты, аппараты и приборы, скомпонованные воедино для выполнения функций, необходимых при испытании пласта и проведении измерений. Такой испытатель называют комплектом испытательных инструментов (КИИ). Применяющиеся в настоящее время комплекты пластоиспытателей разработаны совместно Грозненским и Уфимским нефтяными научно-исследовательскими институтами и носят название КИИ – ГрозУфНИИ. В состав пластоиспытателя входят следующие основные узлы (рис.3.4): циркуляционный клапан, переводник с глубинным регистрирующим манометром, запорный поворотный клапан (ЗПК), гидравлический испытатель пластов.

Гидравлический испытатель пластов – главное звено пластоиспытателя – оснащен уравнительным и приемным клапанами. Уравнительный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным и надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуска жидкости при спуске и подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного

промежутка времени после закрытия уравнительного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем.

Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60.–120 кН).

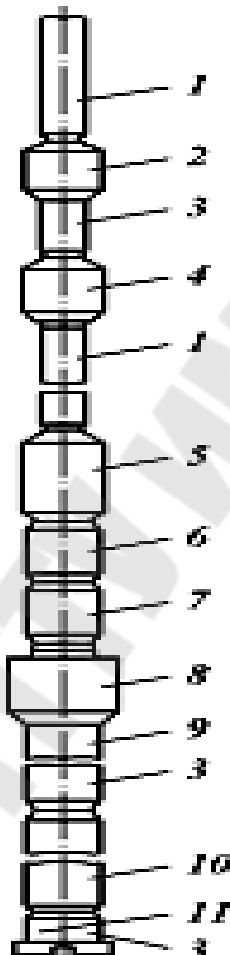


Рис.3.4. Схема пластоиспытателя: 1 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3 – глубинные манометры; 4 – запорный поворотный клапан; 5 – гидравлический испытатель пластов; 6 – ясс; 7 – безопасный переводник; 8 – пакер; 9 – фильтр; 10 – хвостовик; 11 – опорный башмак (пята)

По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается. Запорный поворотный клапан закрывается путем вращения бурильной колонны с поверхности ротором и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия регистрируется процесс восстановления

давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан, установленный над запорным поворотным клапаном, служит для возобновления циркуляции бурового раствора по стволу скважины. Для его срабатывания необходимо, чтобы давление внутри бурильной колонны на 7–10 МПа превышало внешнее гидростатическое давление.

В комплект КИИ входят также несколько глубинных манометров, которые помещают в приборном патрубке и устанавливают в других местах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет контролировать достоверность полученной информации об изменении давления и надежность срабатывания систем пластоиспытателя. Проверку осуществляют сопоставлением диаграмм, записанных в разных пунктах.

Применяют регистрирующие манометры поршневого или геликсного типа. Поршневые манометры используют чаще, хотя по сроку службы и точности измерения они уступают геликсным. Вместе с манометром иногда применяют регистрирующий термометр.

Пластоиспытателями управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изолирует интервал ствола скважины напротив исследуемого объекта от остальной его части, вызывает приток пластового флюида созданием депрессии на пласт, отбирает пробы пластового флюида для исследования, регистрирует восстановление давления в подпакерной зоне.

Изменения давления регистрируются автоматически в течение всего периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

Описанный выше тип пластоиспытателя КИИ – ГрозУфНИИ работает следующим образом.

Под действием усилия сжатия за счет разгрузки на забой части веса колонны бурильных труб пакерующее устройство изолирует подлежащий испытанию объект от остальных проницаемых зон в стволе скважины и от воздействия гидростатического столба жидкости; на этой стадии надпакерная и подпакерная зоны сообщаются между собой (рис.3.5, этап I).

По истечении определенного времени срабатывает гидравлическое реле, и закрывается уравнительный клапан (рис. 3.5,

этап *II*), а затем открывается приемный клапан ИПГ (рис. 3.5, этап *III*), через который подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью бурильных труб, частично заполненных жидкостью. Давление под пакером резко уменьшается до значения гидростатического давления столба жидкости в колонне труб, и на исследуемый пласт действует депрессия, приводящая к притоку пластового флюида внутрь бурильной колонны. При интенсивном притоке на конце отводного трубопровода на устье отмечается выход воздуха, жидкости, заполняющей колонну, и даже пластового флюида. Вращением колонны труб с поверхности закрывают запорный поворотный клапан и записывают кривую восстановления давления. На конечном этапе дают натяжение инструмента, под воздействием которого закрывается приемный клапан ИПГ, и некоторое время спустя открывается уравнивательный клапан, восстанавливающий гидравлическую связь подпакерной зоны с надпакерной. Давление в этих зонах выравнивается, и под влиянием натяжения пакер восстанавливает свою форму. В некоторых случаях для его освобождения приходится использовать ясс. В случае прихвата пакера или компоновки фильтра пластоиспытатель развинчивают по безопасному переводнику.

На поверхности пластоиспытатель разбирают и извлекают диаграммы регистрирующих приборов.

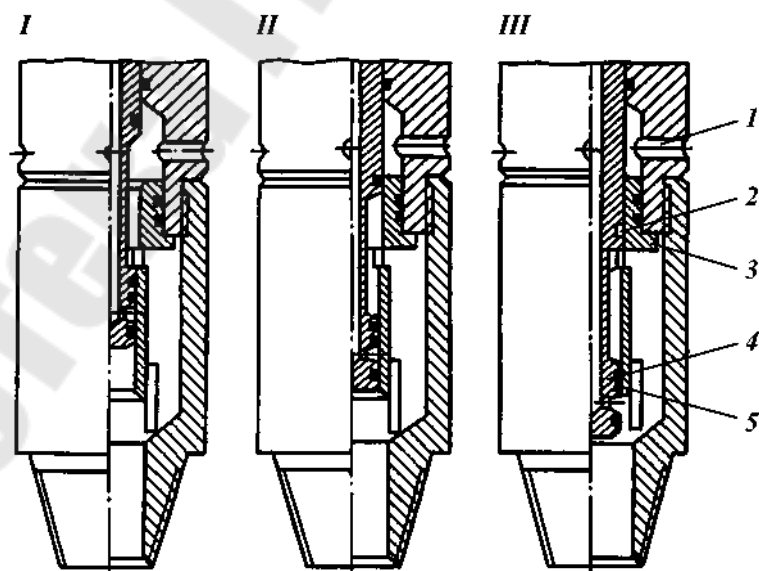


Рис.3.5 Этапы (I–III) работы клапанов ИПГ: 1 – уравнивательные каналы; 2 – уплотнитель уравнивательного клапана; 3, 5 – гильзы соответственно уравнивательного и приемного клапанов; 4 – приемный клапан

Пластоиспытатели КИИ – ГрозУфНИИ имеют недостатки: они одно-циклового действия, и повторное испытание возможно только после подъема и спуска инструмента; некоторые узлы недостаточно надежны; область надежной работы пластоиспытателя ограничивается давлениями не более 40 МПа.

Для повышения достоверности испытания целесообразно проведение повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ.

Многоциклового гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В комплект МИГ входит многоциклового испытатель пластов ИПМ-2 конструкции СевКавНИПИнефти (рис. 3.6).

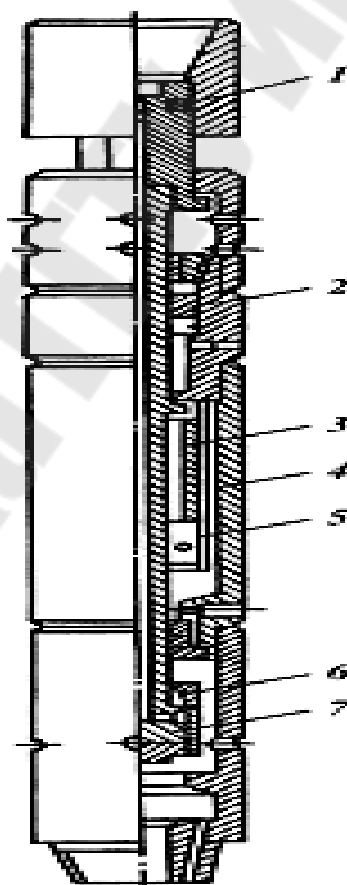


Рис.3.6. Многоциклового испытатель пластов ИПМ-2: 1 – сменный штуцер; 2 – подвижное уплотнение; 3 – тормозной поршень; 4 – калибровочный канал; 5, 6 – промежуточная и запорная гильзы; 7 – приемный клапан

Благодаря действию на запорную гильзу избыточной гидростатической силы, фиксирующей ее в нижнем положении, появляется возможность многократного открытия и закрытия запорного клапана при закрытом уравнительном клапане.

При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в результате чего создается депрессия на пласт и происходит вызов притока (нижнее положение штока). При подъеме штока до вхождения приемного клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости в бурильную колонну прекращается, и давление в подпакерной зоне восстанавливается.

Чтобы избежать преждевременного открытия уравнительного клапана, над ИПМ-2 устанавливают телескопический раздвижной механизм со свободным ходом 1,5 м. Его гидравлическая неуравновешенность ниже, чем у запорной гильзы, и после закрытия приемного клапана запорная гильза остается закрытой до тех пор, пока не будет «выбран» свободный ход в раздвижном механизме.

Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. В конструкции пластоиспытателя МИГ остаются еще некоторые недостатки. Так, отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) довольно сложные, многие узлы после каждого спуска в скважину необходимо подвергать разборке и обязательной ревизии.

Многоциклового испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликсного типа МГИ-1, яссом закрытого типа, для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе скважины, а также безопасным переводником.

3.6 Определение характеристик пласта по диаграмме

Основной документ, получаемый в результате работы пластоиспытателя в скважине, – диаграмма давления глубинного регистрирующего манометра. Обычно в комплект пластоиспытателя включают несколько глубинных манометров. Один из них, называемый трубным, размещают выше запорного поворотного клапана в промежутке между ним и циркуляционным клапаном. Основной манометр (забойный) размещают ниже фильтра за глухим переводником. Для надежности его показания дублируют

дополнительным манометром, который помещают либо вместе с основным, либо в фильтре. В некоторых случаях его устанавливают выше безопасного переводника, под гидравлическим испытателем, чтобы в случае необходимости извлечь из скважины после разъединения безопасного переводника.

Полную информацию о надежности пластоиспытателя и работе пласта на разных этапах испытания получают с двух манометров — забойного и трубного.

Забойный манометр регистрирует полную картину изменения давления в стволе скважины против фильтра, в промежутке времени между пакеровкой и снятием пакера забойный манометр фиксирует изменение давления в подпакерной зоне, т. е. на всех этапах испытания пласта. Его показания относят к верхней отметке проницаемой части испытываемого интервала или к глубине установки пакера.

Трубный манометр позволяет контролировать герметичность колонны труб, давление долива в колонну и изменение давления в колонне в период открытого притока. Его показания относят к глубине расположения в стволе скважины забойного штуцера или гидравлического испытателя пластов.

Геликсные манометры имеют несколько иную систему регистрации давления. В них каретка с закрепленным бланком перемещается часовым механизмом с помощью винтовой пары с постоянной скоростью вдоль оси, а перо наносит поперечные метки. Ресурс часового механизма геликсного манометра может достигать до 72 ч.

Тотчас после извлечения из КИИ технолог тщательно проверяет диаграммы давления, записанные глубинными манометрами. Он должен сделать заключение о качестве испытания, его завершенности и необходимости повторного испытания.

Прежде чем приступить к анализу данных глубинного манометра и расчету по нему характеристик пласта (или исследуемого интервала), проводят предварительную обработку диаграммы и по ней строят развернутый график изменения давления во времени. Для удобства расшифровки диаграмм используют компаратор.

На развернутом графике, построенном по диаграмме давления, записанной забойным манометром, отражаются все этапы и фактические режимы испытания.

В обработке диаграмм давления, записанных глубинными манометрами, практически применяют два метода: обработку диаграмм по экспресс-методу и камеральную обработку.

Экспресс-метод позволяет сразу же после проведения испытаний в полевых условиях оценить наиболее важные гидравлические характеристики исследуемого объекта

Предварительная оценка результатов испытания экспресс-методом позволяет сделать заключение о полноте полученной информации для характеристики объекта, о промышленной его значимости или необходимости продолжения испытаний. Промышленную значимость исследованного объекта оценивают на основании сопоставления вычисленных характеристик. Если коэффициент гидропроводности не превышает 0,1 и средний коэффициент призабойной закупорки равен примерно 0,5–1,5, то объект может быть отнесен к непродуктивным. Если фактический коэффициент продуктивности не превышает $0,01 \cdot 10^5 \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сут})$, то при незначительном коэффициенте призабойной закупорки испытанный объект может быть также отнесен к непродуктивным.

Если потенциальный коэффициент продуктивности превышает $0,01 \cdot 10^5 \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сут})$ и коэффициент призабойной закупорки выше 1,5, то при благоприятных условиях (наличие признаков нефти или газа) рекомендуется провести повторные испытания.

Окончательные значения гидравлических параметров объекта испытания и его промышленную значимость устанавливают в результате камеральной обработки, которую проводят после завершения испытаний.

ГЛАВА 4 КРЕПЛЕНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ И РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

4.1 Общие понятия о креплении скважин и разобщении пластов

Крепление ствола скважины – это процесс укрепления стенок буровых скважин обсадными трубами и тампонажным (цементным) раствором. Наиболее распространено крепление скважин последовательным спуском и цементированием направляющей колонны, кондуктора, промежуточной и эксплуатационных колонн. Промежуточная и эксплуатационная колонны могут быть спущены целиком, секциями и в виде потайных обсадных колонн, которые, как

правило, входят в башмак предыдущей колонны и в процессе проводки скважины могут быть наращены до устья.

Таким образом, крепление скважин осуществляется при выполнении двух последовательно протекающих процессов: спуска обсадных колонн и последующего цементирования заколонного пространства между стенками ствола скважины и наружной поверхностью обсадных колонн с формированием в нем цементного камня (цементного кольца) с целью разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков пластовых флюидов и газов.

Цементирование обсадной колонны можно представить как цепочку ряда следующих процессов и операций:

- подготовка ствола скважины к цементированию;
- цементирование затрубного пространства (приготовление и закачка тампонажного раствора в скважину;
- продавливание цементного раствора в затрубное пространство);
- ожидание затвердения цемента (ОЗЦ): при цементировании кондуктора ОЗЦ обычно длится 5 - 8 ч, при цементировании промежуточных колонн - 12 - 24 ч;
- проведение контрольных замеров для определения качества цементирования;
- испытание обсадной колонны на герметичность, разбуривание цементного стакана в колонне;
- проверка герметичности изоляции затрубного пространства.

Спуск обсадных труб и их цементирование в скважине (рис.4.1) являются заключительными и наиболее сложными и ответственными операциями при бурении скважин.

От успешности цементирования зависят продолжительность и нормальная эксплуатация скважины, а если скважина разведочная, то и правильность оценки пласта и перспективности изучаемого месторождения.

Все способы цементирования имеют одну цель – вытеснить буровой раствор тампонажным из затрубного пространства скважины и поднять последний на заданную высоту. В конечном итоге проведения операции по цементированию скважины реализуется разобщение пластов.

Разобщение пластов – это комплекс процессов и операций, проводимых при креплении скважины с целью изоляции межпластовых перетоков пластовых флюидов и газов.

В результате этого предотвращается возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через заколонное пространство, обеспечивается длительная изоляция продуктивных объектов от посторонних вод, укрепляются неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, обсадная колонна предохраняется от коррозии пластовыми водами и повышается ее несущая способность.

4.2 Требования к качеству разобщения пластов

К качеству разобщения пластов предъявляются следующие требования:

1) Разобщающая среда должна быть герметичной при тех перепадах давления, которые существуют или могут возникнуть между проницаемыми пластами, вскрытыми скважиной.

2) Разобщающая среда должна постоянно иметь плотный адгезионный контакт с окружающими горными породами и наружной поверхностью обсадной колонны, герметичность которого не может быть нарушена при любых деформациях обсадных труб.

3) Разобщающая среда должна быть долговечной, т.е. не может быть разрушена под воздействием пластовых жидкостей, газов, бактерий и при изменениях температур, возможных в период бурения или долговременной эксплуатации скважины.

4) Герметичность разобщения не должна нарушаться под действием ударных нагрузок, которые возникают при прострелочно-взрывных и иных работах в скважине.

5) Разобщающая среда скважинах с многолетнемерзлыми горными породами должна быть морозостойкой, т.е. не должна разрушаться при многократной смене положительной температуры на отрицательную и наоборот.

Цементированием скважины или обсадной колонны называется весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора – цементным (тампонажным), сюда же входят ожидание затвердевания цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня.

4.3 Назначение и функции цементного камня

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны:

1) Разобщение пластов, их изоляции, т.е. образование в стволе безусадочного тампона, внутреннюю часть которого

составляет колонна обсадных труб (рис.4.1а). Важным условием является равномерная толщина цементного камня (рис.4.1б) со всех сторон. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобщения пластов, однако влияют на формирование цементного камня или определяют его отсутствие.

2) Удержание обсадной колонны от всевозможных перемещений; проседания под действием собственного веса, температурных деформаций, деформаций вследствие возникновения перепадов давления в колонне, ударных нагрузок, вращений и т.д.

3) Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

4) Повышение работоспособности обсадной колонны с увеличением сопротивляемости повышенному (против паспортных данных) внешнему и внутреннему давлению. Естественно, цементное кольцо должно быть сплошным и иметь при этом определенную физико-механическую характеристику.

5) Сплошное цементное кольцо, приобретая в процессе формирования камня способность к адгезии (цементный камень сцепляется с металлом труб, образуя интерметаллический слой), создает предпосылки к еще большему повышению сопротивляемости высоким внешним и внутренним давлениям.

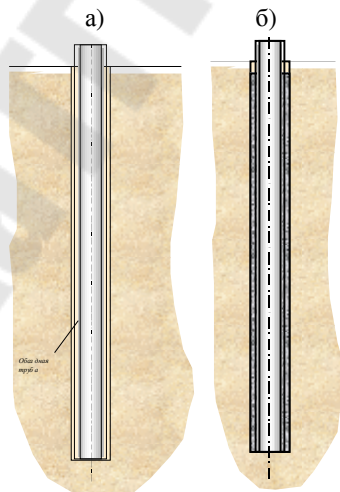


Рис.4.1.Схема крепления скважины: а) – обсадная колонна, спущенная в скважину; б) – обсадная колонна, зацементированная в скважине

4.4 Факторы, определяющие качество цементирования скважин

В настоящее время изучено значительное число факторов, определяющих качество цементирования скважин.

К основным из них относятся те, которые обеспечивают контактирование тампонажного раствора с горными породами и обсадной колонной при наиболее полном вытеснении бурового раствора тампонажным с заданными свойствами и наименьших затратах средств и времени.

В общем виде качество крепления скважин определяют следующие группы факторов:

а) Группа природных факторов: термобарические условия в скважине, тектонические нарушения, фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС) коллектора и степень его неоднородности, положение продуктивных пластов по отношению к подошвенным и пластовым водам.

Влияние природных факторов оценено в настоящее время неполно вследствие сложности моделирования процессов, отсутствия аппаратуры и соответствующих методик.

б) Группа технико-технологических факторов:

- состояние ствола скважины (интервалы проявлений и поглощений, кавернозность, кривизна и перегибы ствола, толщина фильтрационной корки);

- конструкция обсадной колонны и состав технологической оснастки (величина зазора, длина и диаметр колонн, расстановка элементов технологической оснастки);

- тампонажные материалы (состав, физико-механические свойства, коррозионная устойчивость тампонажного раствора (камня);

- технологические параметры цементирования (объем и вид буферной жидкости, скорость и вид течения (турбулентный или ламинарный) восходящего потока, соотношения между реологическими показателями и плотностью вытесняемой и вытесняющей жидкостей, наличие расхаживания и вращения колонн);

- уровень технической оснащенности процесса цементирования.

Дополнительно, к группе технико-технологических факторов, определяющих качество цементирования скважин относятся:

- 1) сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача и другие свойства;

- 2) совместимость и взаимосвязь свойств буровых и тампонажных растворов;

- 3) режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве;
- 4) объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины;
- 5) качество и количество буферной жидкости;
- 6) режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- 7) применение скребков, центраторов и турбулизаторов;
- 8) центрирование обсадной колонны;
- 9) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

в) Группа организационных факторов:

- уровень квалификации членов тампонажной бригады;
- степень соответствия процесса цементирования технологическому регламенту;
- степень надежности цементировочной схемы.

4.5 Конструкции скважин

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом, т.е. конструкции забоя скважины. Сведения о диаметрах, толщинах стенок и марках сталей обсадных труб по интервалам, о типах обсадных труб, оборудовании низа колонны также входят в понятие конструкции обсадной колонны.

В скважину последовательно спускают обсадные колонны определенного назначения (рис.4.2):

- направление;
- кондуктор;
- промежуточные (технические) колонны,
- эксплуатационная колонна

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.

Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

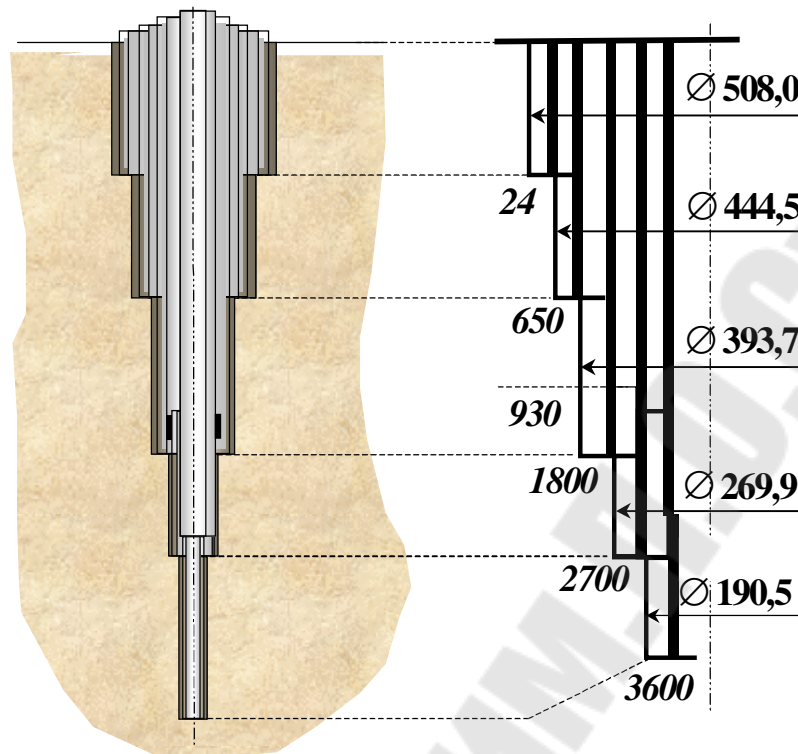


Рис.4.2 Схема конструкции скважины

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Кондуктор также служит для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Промежуточные (технические) колонны необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина-пласт».

Промежуточные колонны могут быть сплошными (их

спускают от устья до забоя) и не сплошными (не доходящими до устья). Последние, имеющие связь (частичное, до 100м перекрытие) с предыдущей обсадной колонной называются хвостовиками.

Промежуточная колонна, не имеющая связи с предыдущей обсадной колонной и предназначенная только для изоляции зон возможных осложнений, называется «летучкой».

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления.

Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также над устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 – 300 м и 500 м.

Принято считать, что скважина имеет одноколонную конструкцию, если в нее не спускаются промежуточные колонны, хотя спущены и направление и кондуктор.

При одной промежуточной колонне скважина имеет двухколонную конструкцию.

Когда имеются две и более технические колонны, скважина считается многоколонной.

Конструкция скважины задается следующим образом: 426, 324, 219, 146 – диаметры обсадных колонн в мм; 40, 450, 1600, 2700 – глубины спуска обсадных колонн в м; 350, 1500 – уровень тампонажного раствора за хвостовиком и эксплуатационной колонной в м; 295, 190 – диаметры долот в мм для бурения скважины колонны под 219 и 146 мм.

4.6 Методика проектирования конструкций скважин

При прогнозировании количества и глубины спуска обсадных колонн используют эмпирические данные, что служит основой проектирования конструкций скважин.

Глубины спуска обсадных колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения.

При этом вводится принцип выбора конструкции скважин – совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора числа обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина – эквивалент градиента давления (рис. 4.3).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости (кг/м^3), столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

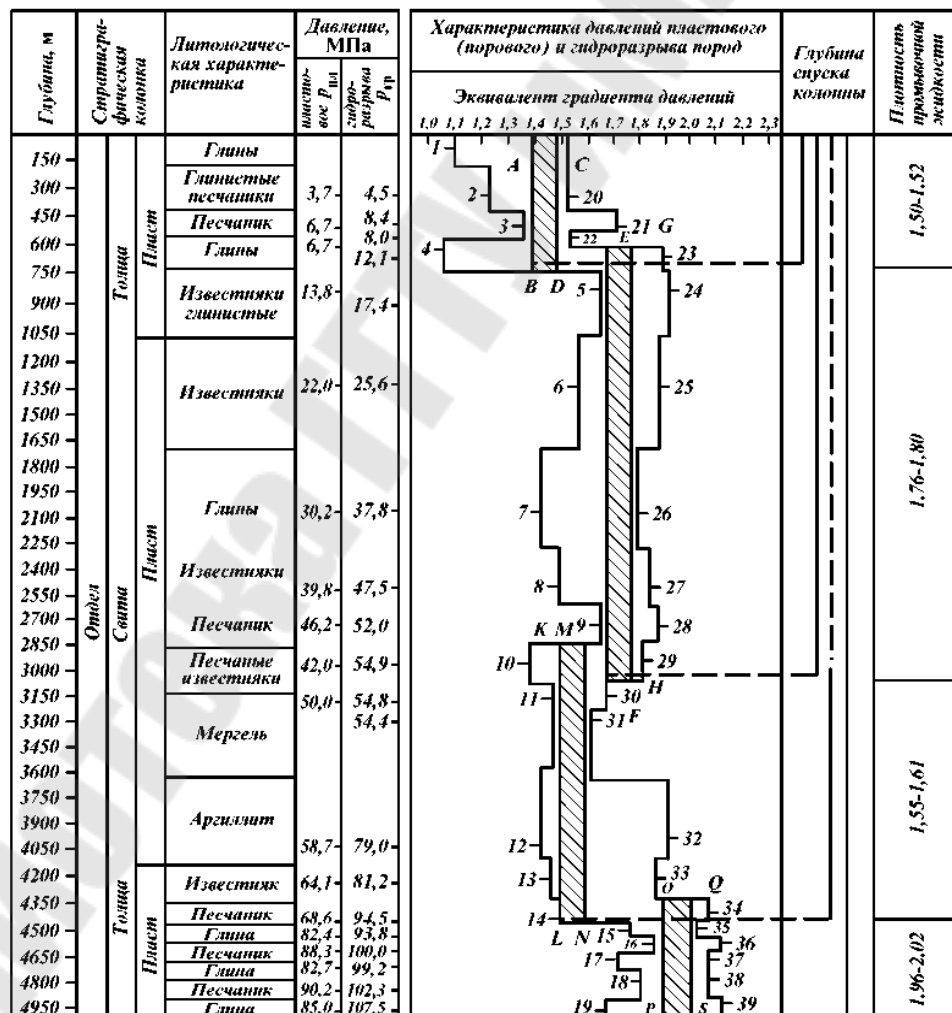


Рис. 4.3 Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

В исключительных случаях, при полном отсутствии промысловых данных, допускается использовать эмпирическую зависимость:

$$P_{гр} = 0,083 H + 0,66 P_{пл} \quad (3.1)$$

где $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пластов; H – глубина определения гидроразрыва; $P_{пл}$ – пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, числа обсадных колонн и глубин их спуска осуществляют в приведенной ниже последовательности:

1) По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2) Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3) На совмещенный график (рис. 4.3) наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений

- (точки 1, 2, ..., 19) – пластовые давления;

- (точки 20, 21, ..., 39) – давления гидроразрыва).

4) Параллельно оси ординат проводят линии AB , EF , KL и OP через крайние точки эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии CD , GH , MN , QS – через крайние точки кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5) Зоны $ABCD$, $EFGH$, $KLMN$, $OPQS$ являются зонами совместимых условий бурения.

6) Линии AB , EF , KL , OP определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD , GH , MN , QS – по давлениям гидроразрыва. Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Число зон крепления соответствует числу обсадных колонн

7) Глубину спуска обсадной колонны (установки башмака) принимают на 10 – 20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8) Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям:

– для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15%;

– для скважин глубиной более 1200 м – на 5–10 %.

Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до 1450 кг/м^3 не допускаются больше чем на 20 кг/м^3 , а для значений выше 1450 кг/м^3 – не более чем на 30 кг/м^3 (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора – требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины проводят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала.

Однако, если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

4.7 Способы спуска обсадных колонн

Обсадные колонны составляют из обсадных труб нефтяного сортамента на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях.

В отечественной промысловой практике находят применение три основных способа спуска обсадных колонн в скважины:

- в один прием, когда обсадной колонной перекрывают весь пробуренный ствол скважины от забоя до устья;
- в несколько приемов, когда ствол перекрывают по частям отдельными секциями обсадной колонны, которые последовательно наращивают после выполнения полного цикла крепления каждой секции;

- спуск обсадной колонны в виде хвостовика, которым перекрывают только часть ствола в заранее выбранном интервале скважины без выведения цемента до устья.

Выбор способа спуска обсадных колонн

Способ спуска колонн и порядок спуска секций зависят от следующих геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

- назначения обсадной колонны;
- глубины спуска;
- конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней;
- техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;
- давления высоконапорных горизонтов и градиента давления гидроразрыва пластов, перекрываемых колонной;
- гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможность углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Спуск обсадной колонны в один прием от устья до забоя скважин используют при следующих условиях:

- для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и в которых не происходит осложнений в течение 3–4 сут при оставлении их без промывки (т.е. за время, необходимое для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны);
- при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевой системы;
- при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочностного расчета обсадной колонны;
- при креплении стволов скважин кондукторами.

Условия для спуска обсадных колонн секциями

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

- если призабойная зона не промывается в течение 1,5 – 2 суток и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение горных пород и др.);
- если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;
- при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом давления гидроразрыва;
- когда во избежание протирания верхней части обсадной колонны в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней части;
- если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим усилиям.

Преимущества секционного спуска обсадных колонн

Секционный спуск обсадных колонн при креплении стволов скважин позволяет:

- перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;
- надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные мощной устойчивой толщей горных пород;
- применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;
- экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают, исходя из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно - и профилометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины.

При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

4.8 Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны

К началу спуска колонны в скважине должны быть завершены все исследовательские и измерительные работы.

Получив последнюю кавернограмму, определяют участки сужения ствола скважины. По инклинограмме выясняют участки резких изменений зенитного и азимутального углов. Участки сужений, выступов и перегибов ствола скважины тщательно прорабатывают новыми долотами и расширяют до нормального диаметра.

Прорабатывать ствол рекомендуется новыми долотами со скоростью 35 – 40 м/ч, а участки наиболее опасных сужений и перегибов – со скоростью 20 – 25 м/ч.

Жесткость КНБК при проработке должна по возможности соответствовать жесткости обсадной колонны, подлежащей спуску, особенно в тех случаях, когда прорабатываются интервалы интенсивного искривления или резкого изменения направления ствола.

После проработки и промывки глубокой скважины ствол ее шаблонируют. Для этого на бурильной колонне спускают компоновку из 3–4 обсадных труб и убеждаются в том, что она доходит до забоя без посадок. По окончании шаблонирования скважину промывают в течение полутора – двух циклов циркуляции для полного удаления шлама.

Для проработки и промывки следует использовать промывочную жидкость с минимальной водоотдачей, низким статическим и динамическим напряжением сдвига, возможно меньшей вязкостью. Параметры бурового раствора должны обеспечивать устойчивость стенок. Для уменьшения липкости глинистых корок в раствор добавляют 5–7% дегазированной нефти. При подъеме бурильной колонны после проработки измеряют ее длину и уточняют глубину скважины.

4.9 Подготовка обсадных колонн к спуску в скважину

Обсадные трубы подготавливают к спуску в скважину централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Доставленные на скважину обсадные трубы должны иметь заводские сертификаты и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Перевозить обсадные трубы необходимо на специально оборудованных сухопутных, водных или воздушных транспортных средствах с разгрузкой их подъемным краном или другими способами, исключая сбрасывание труб или перетаскивание их волоком. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой необходимо подвергнуть внешнему осмотру. На наружной поверхности труб не должно быть вмятин, раковин, трещин, нарушений резьбовых соединений и других повреждений. Торцы обсадных труб должны быть защищены предохранительными колпаками.

4.10 Технология спуска обсадных колонн

До начала спуска обсадной колонны необходимо:

- проверить состояние фундаментов, вышки и других агрегатов буровой установки и устранить выявленные неполадки;
- отцентрировать вышку относительно устья;
- обеспечить исправность бурового оборудования, насосов; приемные емкости очистить от шлама и грязи;

- проверить исправность и точность показаний индикатора веса, манометров и других КИП на буровой;

- заготовить необходимое количество продавочной жидкости.

Фактической глубиной скважины считается глубина, определенная с помощью каротажного прибора, спущенного в скважину во время заключительных геофизических работ.

Технологическая служба на буровой производит наружный осмотр труб и укладку их в порядке очередности спуска. Количество завозимых обсадных труб увеличивается на 5% от расчетного. В случае использования труб различной прочности, запас более прочных труб увеличивается за счет менее прочных.

Бурильные трубы, используемые при спуске и цементировании секций (потайных колонн), должны быть опрессованы, прошаблонированы по минимальному внутреннему диаметру, проверены наружным осмотром и дефектоскопией. Давление опрессовки бурильных труб должно быть в 1,5 раза больше максимально ожидаемого при цементировании, но не менее 30,0 МПа.

Технологическая оснастка обсадных колонн и применяемые при спуске инструменты заблаговременно подготавливаются, при этом (на базе производственного обслуживания или в условиях буровой):

- проверяется соответствие присоединительной резьбы башмака резьбе обсадной колонны;
- опрессовываются обратные клапаны тарельчатого типа;
- проверяется соответствие размеров оснастки диаметрам скважины и обсадной колонны.

По окончании регламентированных проверок составляется «Акт готовности буровой к спуску обсадной колонны».

При спуске обсадной колонны необходимо постоянно наблюдать за характером вытеснения бурового раствора из скважины для того, чтобы своевременно отметить поглощение жидкости.

Спуск эксплуатационных колонн в скважину должен производиться, как правило, одной секцией.

Скорость спуска обсадной колонны и гидравлическая программа цементирования должны быть рассчитаны таким образом, чтобы не допустить гидроразрыва пластов. При подходе к забою колонну необходимо спускать с минимальной скоростью. Промывка производится при необходимости.

После спуска первых 10 труб необходимо восстановить циркуляцию. При этом низ обсадной колонны должен быть выше башмака предыдущей колонны. Промежуточные промывки в открытом стволе производятся в случае посадок. При этом осуществляется расхаживание обсадных колонн.

Спуск обсадных труб, как правило, производится на клиновых захватах (ПКРО), соответствующих по размерам и грузоподъемности обсадной колонне.

4.11 Требования к технологии цементирования обсадных колонн при креплении скважин

Технология цементирования складывалась на основе многолетнего практического опыта и совершенствовалась с использованием науки и техники.

На современном уровне она включает систему отработанных норм и правил выполнения цементировочных работ, а также типовые схемы организации процесса цементирования.

В каждом конкретном случае технологию цементирования уточняют в зависимости от конструкции и состояния ствола скважины, протяженности цементируемого интервала, горно-геологических условий, уровня оснащенности техническими средствами и опыта проведения цементировочных работ в данном районе.

Применяемая технология цементирования должна обеспечить:

- цементирование предусмотренного интервала по всей его протяженности;
- полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором в пределах интервала;
- предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости;
- получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, с высокой стойкостью и низкой проницаемостью;
- обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

Исследованиями установлено, что наиболее полное замещение промывочной жидкости – тампонажной происходит при турбулентном режиме (98%), худшие показатели (42%) дает структурный (ламинарный) режим.

Для наиболее полного замещения промывочной жидкости рекомендуется ряд мероприятий:

- тщательное регулирование реологических свойств промывочной жидкости, заполняющей скважину перед цементированием, с целью снижения вязкости и статического напряжения сдвига до минимально допустимых значений;
- нагнетание тампонажного раствора в затрубное пространство со скоростями течения, обеспечивающими турбулентный режим;
- применение соответствующих буферных жидкостей на разделе промывочной жидкости и тампонажного раствора;
- расхаживание или вращение обсадной колонны при подаче тампонажного раствора в затрубное пространство;
- применение полного комплекса технологической оснастки обсадной колонны.

При разработке технологии цементирования подбирают тампонажный материал, рецептуру и свойства тампонажного раствора, определяют объем, режим закачки и продавки тампонажного раствора, суммарную продолжительность цементировочных работ и промежутков времени, необходимый для формирования в затрубном пространстве цементного камня с достаточной прочностью, позволяющей возобновить работы в скважине.

4.12 Способы цементирования

При разработке технологии цементирования для конкретных условий прежде всего подбирают способ цементирования, который должен обеспечить:

- подъем тампонажного раствора на заданную высоту;
- заполнение им всего предусмотренного интервала (а если есть необходимость, то и защиту некоторого интервала от проникновения тампонажного раствора);
- предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости при движении по обсадной колонне.

Способы цементирования обсадных колонн нефтяных и газовых скважин могут быть разделены на две большие группы – первичные и вторичные (ремонтные, повторные, восстановительные) способы цементирования.

Первичные способы цементирования проводятся непосредственно после бурения, а вторичные (ремонтные) – после первичных, обычно после некоторого периода работ в скважинах и нарушения герметичности затрубного пространства или колонны, появления посторонних вод, прохождения газа по зацементированному затрубному пространству и т. д.

Все способы цементирования имеют одну цель – вытеснить из затрубного пространства скважины буровой раствор – тампонажным и поднять его на заданную высоту, обеспечив разобщение пластов в скважине.

В результате этого предотвращается возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через затрубное пространство, обеспечивается длительная изоляция продуктивных объектов от посторонних вод, укрепляются неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, обсадная колонна предохраняется от коррозии пластовыми водами и повышается ее несущая способность.

Различают следующие способы цементирования обсадных колонн при креплении скважин:

- одноступенчатое;
- двухступенчатое;
- манжетное;
- обратное;
- селективное;
- через заливочные трубы;
- установка цементных мостов;
- ремонтное.

4.13 Последовательность выполнения некоторых операций цементирования

1) Одноступенчатое цементирование

Цементирование обсадных колонн в скважине (рассмотрим на примере одноступенчатого цементирования с двумя пробками) осуществляется с использованием цементировочных агрегатов, напорных линий манифольда высокого давления, цементировочной головки, продавочных и разделительных пробок и другой оснастки обсадных колонн следующим образом (рис. 4.4).

Через нижний отвод цементировочной головки в обсадную колонну закачивается буферная жидкость. При выходе тампонажного

раствора в заколонное пространство буфер не позволяет цементу перемешиваться с промывочным раствором и таким образом предохраняет его от порчи, а также дополнительно очищает стенки скважины от глинистой корки.

Вывинчивают стопор, удерживающий нижнюю пробку 1, и поверх нее в головку цементирующими насосами закачивают тампонажный раствор, который готовят с помощью специальных цементо-смесительных машин, установленных поблизости от скважины.

Тампонажный раствор проталкивает нижнюю пробку 1 по обсадной колонне.

После закачки в обсадную колонну тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения заданного интервала заколонного пространства скважины и участка колонны ниже стопорного кольца 3, закрывают краны на нижних боковых отводах головки и вывинчивают стопор, удерживающий верхнюю разделительную пробку 5.

После того, как верхняя пробка 5 войдет в обсадную колонну, вновь открывают краны на нижних боковых отводах цементирующей головки и через них закачивают продавочную жидкость.

В качестве продавочной обычно используют промывочную жидкость, которой была заполнена скважина либо воду.

Нижняя пробка, дойдя до упорного кольца 3 в колонне, останавливается.

Так как нагнетание жидкости в колонну продолжается, давление в ней после остановки нижней пробки 1 быстро растет.

Под воздействием разности давлений над пробкой и под ней, мембрана в пробке разрушается и тампонажный раствор через проходной канал в пробке и отверстие в башмаке и башмачном патрубке вытесняется в заколонное пространство скважины.

Плотность тампонажного раствора в большинстве случаев больше, чем промывочной жидкости в скважине.

Поэтому в процессе закачки цементного раствора, до его выхода в заколонное кольцевое пространство, давление в цементирующей головке будет понижаться и может дойти до нуля.

Во избежание этого рекомендуется закачку цемента осуществлять с противодействием на устье.

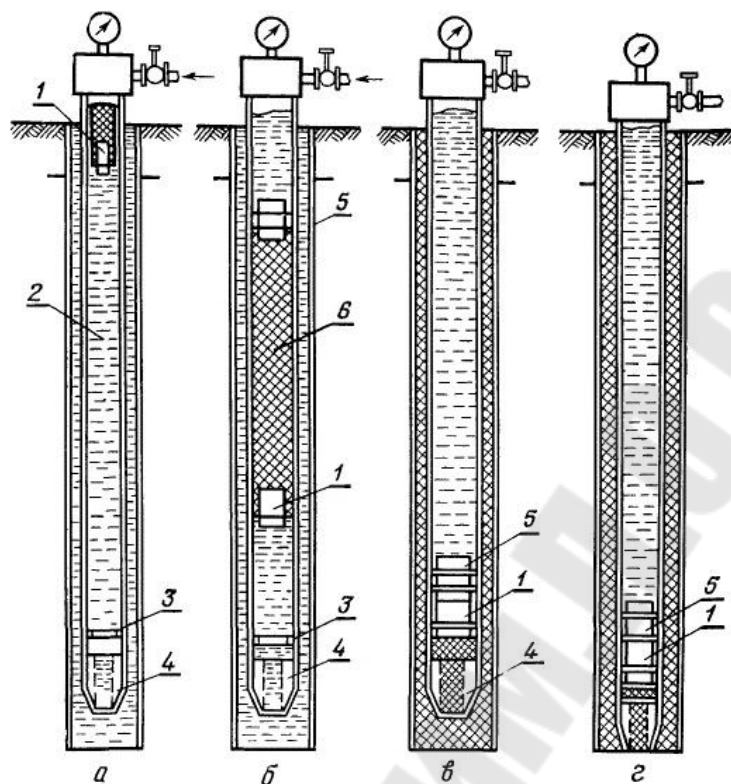


Рис.4.4 Схема одноступенчатого цементирования с двумя пробками: а – скважина заполнена промывочной жидкостью 2, в колонну введена нижняя пробка 1, начинается закачка цементного раствора в колонну; б – после закачки требуемого цементного раствора 6 устанавливается верхняя пробка 5, цементный раствор продавливается до стоп кольца 3; в – цементный раствор выдавлен в затрубное пространство; г – обсадные трубы 4 опущены на забой.

С момента начала вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство давление в цементировочной головке и в насосах увеличивается по мере продвижения верхней пробки вниз по колонне.

После посадки верхней пробки 5 на нижнюю пробку 1 давление в колонне резко возрастает. Это служит сигналом для прекращения нагнетания продавочной жидкости в колонну - краны на цементировочной головке закрывают, насосы останавливают, а скважину оставляют в покое на период ожидания затвердевания (ОЗЦ) тампонажного раствора.

Пробки и сигнальное стоп-кольцо изготавливают из легко разбухающего материала.

Нижняя пробка служит для предотвращения перемешивания тампонажного раствора с буферной жидкостью при движении по

обсадной колонне и для сдираания пленки промывочной жидкости с внутренней поверхности труб.

Верхняя пробка предотвращает перемешивание тампонажного раствора с продавочной жидкостью.

2) Двухступенчатое цементирование

Двухступенчатым цементированием называется раздельное последовательное цементирование двух интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего).

Двухступенчатое цементирование применяют, когда по геолого-техническим причинам цементный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень. Целесообразно его использовать в следующих случаях:

- 1) при наличии зон поглощения в нижележащих пластах;
- 2) при наличии резко различающихся температур в зоне подъема цементного раствора, вызывающих быстрое его схватывание в нижней части;
- 3) если на буровую нельзя одновременно вызвать большое количество цементируемых агрегатов;
- 4) при поглощении цементного раствора. Применение двухступенчатого способа цементирования может способствовать экономии цемента.

Этот способ по сравнению с одноступенчатым имеет ряд преимуществ. В частности он позволяет:

- снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента;
- существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания;
- уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с промывочной жидкостью в затрубном пространстве;
- избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что, в свою очередь, позволяет более правильно подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала.

2а) Схема двухступенчатого цементирования с использованием специальной цементирующей муфты и сбросового шара представлена на (рис.4.5 - 1).

Для осуществления этого способа двухступенчатого цементирования в обсадной колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную цементировочную муфту (рис. 4.5 - 2).

Подготовку скважины к цементированию проводят аналогично операциям, описанным выше. При этом через нижний отвод цементировочной головки в обсадную колонну закачивается буферная жидкость.

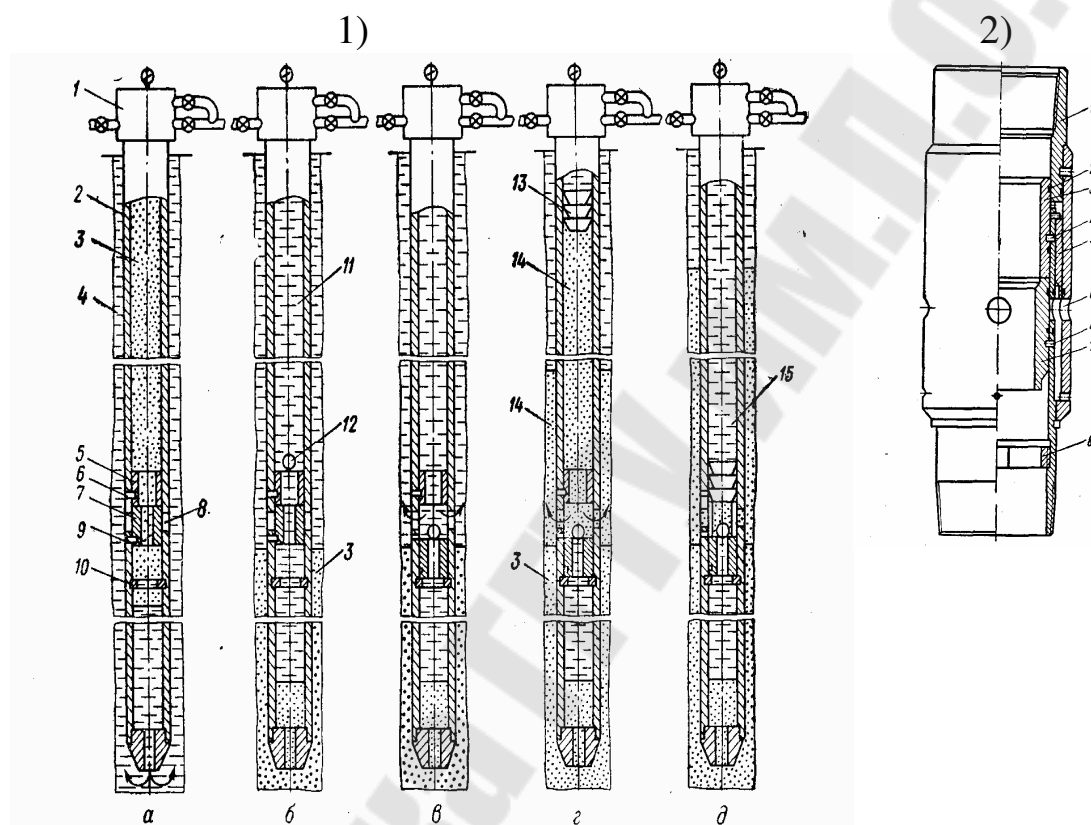


Рис.4.5 Схема и оборудование при двухступенчатом цементировании скважин с использованием специальной цементировочной муфты и сбросового шара:

- 1) – Схема процесса двухступенчатого цементирования скважин;
- 2) – Специальная цементировочная муфта

При выходе тампонажного раствора в заколонное пространство буферная жидкость не позволяет цементу перемешиваться с промывочным раствором и таким образом предохраняет его от порчи, а также дополнительно очищает стенки скважины от глинистой корки.

При непосредственной реализации процесса двухступенчатого цементирования сначала цементируют нижнюю часть колонны. Для

этого в колонну закачивают первую порцию цементного раствора 3 в объеме, необходимом для заполнения кольцевого пространства от башмака колонны до цементировочной муфты (рис.4.5.1,а), а затем продавочную жидкость 11. Для цементирования первой ступени объем продавочной жидкости должен быть равен внутреннему объему колонны. Под действием давления продавочной жидкости 11 цементный раствор 3 заполняет все заколонное пространство нижней части обсадной колонны, поднимаясь до цементировочной муфты.

После закачки продавочной жидкости, в колонну сбрасывают шар 12 (рис. 4.5.1,б). Под действием силы тяжести шар опускается по колонне, проходит по каналу верхней втулки 5 и садится на седло нижней втулки 7 цементировочной муфты. Тогда вновь начинают закачивать продавочную жидкость 11 в колонну. Давление в ней над шаром 12 возрастает, стопорные штифты 9 срезаются и нижняя втулка 7 смещается вниз до упора 10, открывая при этом циркуляционные отверстия 8. А верхняя втулка 5 цементировочной муфты, удерживаемая стопорными штифтами 6, остается на месте. Продавочная жидкость 11 через открывшиеся циркуляционные отверстия 8 выходит в заколонное пространство над нижней частью обсадной колонны, смывая остатки цементного раствора над «головой» нижней части обсадной колонны.

Через эти же отверстия (при двухступенчатом цементировании с разрывом) скважину промывают (рис.4.5.1,в), пока не затвердеет (от нескольких часов до суток) весь цементный раствор в заколонном пространстве нижней части обсадной колонны.

Место установки муфты выбирают в зависимости от причин, вызвавших проведение ступенчатого цементирования. В газовых скважинах цементировочную муфту устанавливают на 100 – 200 м выше кровли продуктивного горизонта. Цементировочную муфту следует размещать против устойчивых непроницаемых пород и центрировать фонарями.

Существуют две основные разновидности способа двухступенчатого цементирования.

По одной из них тампонажный раствор для цементирования второй ступени закачивают тотчас за нижней пробкой второй ступени - это так называемый способ непрерывного цементирования.

В другом случае после открытия отверстий в цементировочной муфте возобновляют циркуляцию бурового раствора, а тампонажный раствор 14 второй ступени подают в скважину спустя некоторое

время, например, – требуемое для схватывания раствора первой порции, – такое цементирование называется двухступенчатым с разрывом.

Этот способ позволяет повысить качество цементирование нижнего интервала за счет регулирования гидродинамического давления в затрубном пространстве.

Третью пробку 13 (верхняя пробка второй ступени) вводят в колонну после подачи всего расчетного объема цементного раствора 14 для цементирование второй ступени. За третьей пробкой 13 в скважину нагнетают продавочную жидкость 15. Эта пробка задерживается в цементировочной муфте и под давлением, срезая стопорные штифты 6, смещает вниз верхнюю втулку 5, которая перекрывает циркуляционные отверстия 8. Резкое повышение давления сигнализирует о завершении цементирование. После этого скважину оставляют в покое для формирования цементного камня, т.е. наступает процесс ОЗЦ.

Описанный двухступенчатый способ цементирование часто применяют с некоторыми изменениями, используя специальные цементировочные (заливочные) муфты и 2 -3 - 4 разделительные или продавочные пробки.

Успех проведения процесса при двухступенчатом способе цементирование определяется в основном качеством изготовления и надежностью в работе специальной цементировочной муфты или муфты ступенчатого цементирование (рис. 4.20 подраздела 4.8 «Оснастка обсадных колонн»).

2б) Схема двухступенчатого цементирование с использованием специальной цементировочной муфты и четырех разделительных пробок представлена на (рис.4.6).

Подготовку скважины к цементированию проводят аналогично операциям, описанным выше. При этом через нижний отвод цементировочной головки в обсадную колонну закачивается буферная жидкость.

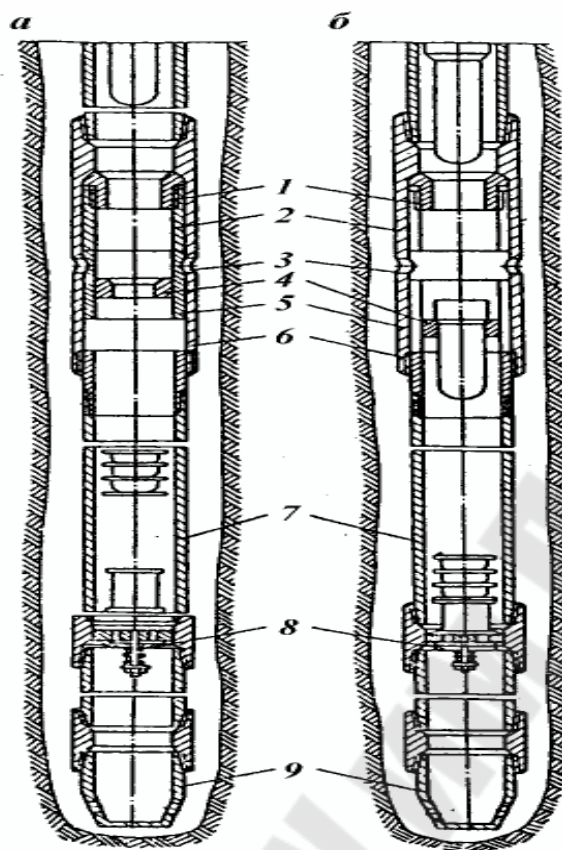


Рис.4.6 Схема двухступенчатого цементирования с использованием специальной цементировочной муфты и 4 разделительных пробок:

а) -положение до открытия циркуляционных отверстий в цементировочной муфте;

б) - положение при открытии циркуляционных отверстий в цементировочной муфте;

1 - верхнее седло; 2 - верхний цилиндр; 3 -циркуляционные отверстия для выхода цементного раствора; 4 - нижнее седло; 5 - нижний цилиндр; 6 – специальная муфта для двухступенчатого цементирования; 7 - обсадная колонна; 8 - обратный клапан; 9 – направляющий башмак обсадной колонны

При выходе тампонажного раствора в заколонное пространство буферная жидкость не позволяет цементу перемешиваться с промывочным раствором и таким образом предохраняет его от порчи, а также дополнительно очищает стенки скважины от глинистой корки.

На выбранной глубине на обсадную колонну при ее спуске устанавливают специальную цементировочную муфту, имеющую циркуляционные отверстия. При цементировании нижней части обсадной колонны они закрыты. После промывки скважины и заполнения обсадной колонны буферной жидкостью, в колонну помещают нижнюю (разделительную) пробку;

Затем закачивают цементный раствор, после чего сбрасывают вторую (продавочную) пробку) несколько большего наружного диаметра.

Продавочной жидкостью, взятой в количестве, примерно равном объему нижней части обсадной колонны, продавливают цементный раствор в колонну. Затем в колонну помещают третью (разделительную) пробку, диаметром больше двух первых.

Когда верхняя разделительная пробка садится на первую, третья пробка подходит к цементировочной муфте и сдвигает нижнюю втулку, открывая циркуляционные отверстия.

Третья пробка остается на муфте, а продавочная жидкость получает выход через циркуляционные отверстия специальной цементировочной муфты в заколонное пространство над нижней частью обсадной колонны.

После промывки поднявшегося выше отверстий цементировочной муфты цементного раствора в течение некоторого времени (с учетом затвердения цементного раствора за нижней секцией колонны) закачивают новую порцию цементного раствора, который выходит из отверстий и поднимается выше цементировочной муфты в затрубное пространство верхней части обсадной колонны.

За цементным раствором в колонну сбрасывают четвертую пробку, которая является одновременно запорной и разделительной.

После выдавливания всего расчетного объема цементного раствора через отверстия четвертая пробка подходит к муфте и сдвигает верхний цилиндр, закрывая отверстия.

Процесс цементирования считается законченным. Наступает процесс ОЗЦ.

Таким образом, двухступенчатое цементирование глубоких скважин в общем виде заключается в первоочередном цементировании нижней секции обсадной колонны, а затем, – либо после некоторой выдержки во времени для обеспечения ОЗЦ заколонного пространства нижней секции обсадной колонны – **при «двухступенчатом цементировании с разрывом»**, либо непосредственно после промывки через циркуляционные отверстия цементировочной муфты заколонного пространства скважины в интервале размещения верхней секции обсадной колонны, – закачки тампонажного цемента в этот интервал через циркуляционные отверстия цементировочной муфты с последующим перекрытием

циркуляционных отверстий с помощью соответственно продавочной, падающей и запорной пробок, завершения цементирования и постановки скважины на ОЗЦ – при «непрерывном двухступенчатом цементировании».

3) Селективное цементирование

Селективное цементирование применяется при необходимости произвести изоляцию отдельных горизонтов пробуренной скважины, выше или ниже лежащих продуктивных пластов, отсечения обводненных горизонтов и т.д.

Схема селективного цементирования представлена на (рис.4.7).

Технология проведения селективного цементирования практически мало чем отличается от двухступенчатого способа цементирования.

Отличием является то, что на обсадной колонне с целью изоляции выше- и ниже лежащих интервалов изолируемых пластов, на расчетной глубине между ними устанавливаются верхний и нижний пакерные устройства, приводимые в рабочее положение спускаемыми в колонну разделительными и продавочными пробками разного наружного диаметра – проходными и непроходными, которые последовательно приводят пакеры в рабочее положение и изолируют подпакерное пространство, цементируя надпакерную зону или наоборот.

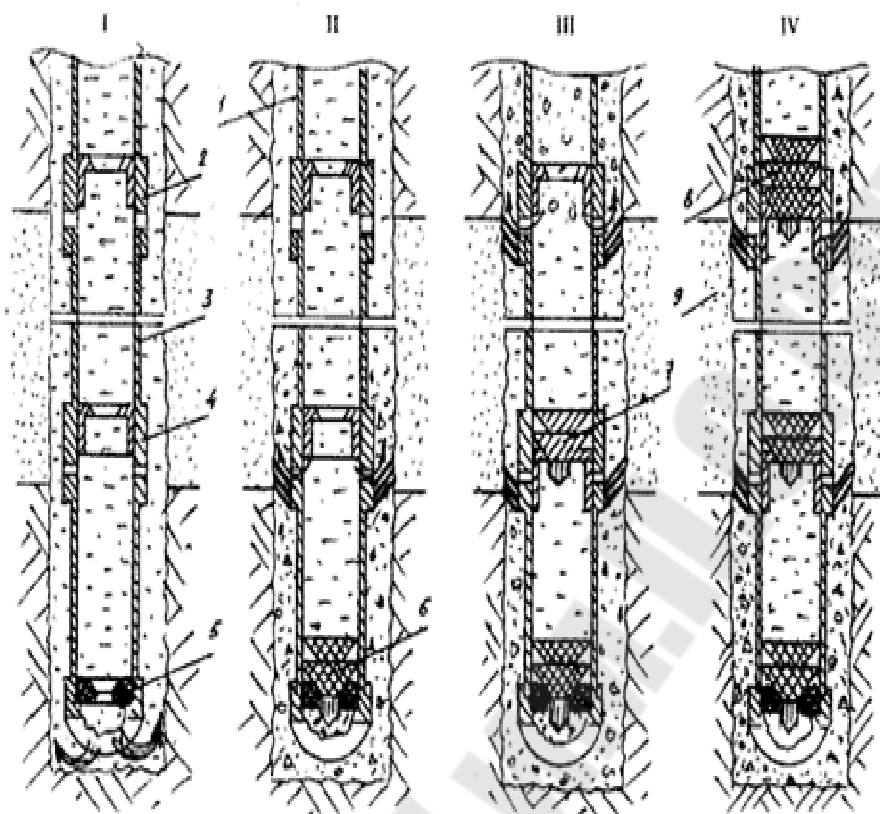


Рис.4.7 Схема КНОК при селективном цементировании эксплуатационной колонны: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – верхнее пакерующее устройство; 3 – фильтр; 4 – нижнее пакерующее устройство; 5 – резиновое упругое стоп-кольцо; 6,7,8 – нижняя, промежуточная и верхняя продавочные пробки; 9 – продуктивный пласт

4) Манжетное цементирование

Манжетный способ цементирования применяют в тех случаях, когда необходимо предупредить загрязнение цементным раствором продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением или избежать попадания цементного раствора в зону расположения фильтра.

Против нижней отметки интервала цементирования в обсадной колонне устанавливают муфту с проходными отверстиями для пропуска раствора в затрубное пространство и металлической или брезентовой манжетой снаружи (рис.4.8).

При закачке цементного раствора манжета раскрывается и перекрывает затрубное пространство таким образом, что раствор может проходить только в одном направлении - вверх.

Внутри колонны ниже муфты помещают клапан, который перекрывает доступ цементного раствора в нижнюю часть колонны.

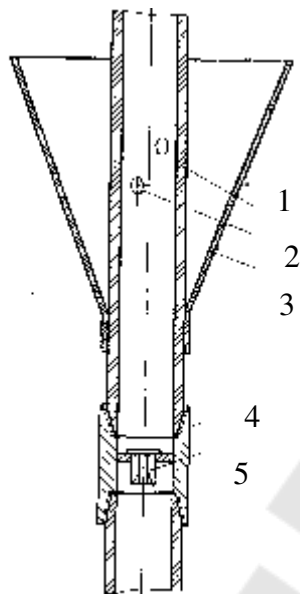


Рис.4.8 Манжета для манжетного цементирования: 1—обсадная труба; 2—заливочные отверстия; 3 – манжета; 4 – муфта; 5 – клапан

5) Способ обратного цементирования

Под обратным цементированием понимается такой способ, когда цементный раствор с поверхности закачивают прямо в затрубное пространство, а находящийся там буровой раствор через башмак, поступает в обсадную колонну и по ней выходит на поверхность.

Способ обратного цементирования уже давно привлекает внимание специалистов, однако широкого промышленного применения пока не получил в силу ряда технических трудностей, и в первую очередь, – сложности контроля момента достижения цементным раствором низа обсадной колонны и надежного обеспечения высокого качества цементирования в этой наиболее ответственной части.

б) Цементирование потайных колонн и секций

Спуск обсадной колонны секциями, а также потайной колонны осуществляют на колонне бурильных труб, с которой они соединены переводником с левой резьбой или на разъединителе любой конструкции.

Для цементирования секций и потайных колонн используют способ одноциклового цементирования с одной разделительной пробкой. Она состоит из двух частей: проходной пробки, имеющей наружный диаметр, соответствующий внутреннему диаметру

цементируемых труб (она закрепляется шпильками на разъединителе нижнего конца бурильной колонны), и упругой пробки малого диаметра, которая свободно может проходить по колонне бурильных труб.

Упругую пробку вводят в бурильную колонну вслед за тампонажным раствором, под давлением продавочной жидкости она опускается до проходной пробки и задерживается в ней.

Под воздействием возрастающего давления шпильки, удерживающие проходную пробку на бурильной колонне, срезаются, и обе пробки как одно целое перемещаются вниз до упорного кольца. Сигналом полного продавливания раствора в затрубное пространство служит повышение давления нагнетания.

Для промывки колонны бурильных труб от оставшегося в них цементного раствора в нижнем переводнике с помощью шара, сбрасываемого в колонну, открывают проточные отверстия.

Потоком промывочной жидкости остатки цементного раствора вымываются из колонны.

7) Установка цементных мостов

В отдельных случаях возникает необходимость в обсаженном или открытом стволе скважины надежно изолировать от остальной его части отдельный интервал. при переходе на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта и т. п.). Самый распространенный на практике способ изоляции нижнего интервала скважины - создание в стволе цементного моста. Мост устанавливают также при необходимости создания искусственного забоя (например, при искривлении ствола скважины и т. п.).

Мостом называют искусственное сооружение, полностью или частично перекрывающее поперечное сечение скважины (или обсадной колонны) на участке сравнительно небольшой длины, удаленном, как правило, от забоя.

Цементный мост представляет собой цементный стакан в стволе высотой в несколько десятков метров, достаточной для создания надежной и непроницаемой изоляции.

Цементные мосты устанавливают для решения следующих задач:

- временного или постоянного разобщения нижележащих пластов от вышележащих (например, при опробовании методом «снизу –вверх»);

- перехода на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта после истощения нижележащего;
- устранения опасности излива пластовых жидкостей в атмосферу после ликвидации скважины или ее временной консервации
- создания прочной опоры для колонны бурильных труб в период пакеровки скважины при опробовании перспективных горизонтов;
- укрепления неустойчивых, осыпающихся или размываемых потоком промывочной жидкости горных пород;
- создания прочной опоры при забурировании боковых стволов.

Разработано множество способов установки цементных мостов. При этом самым распространенным является способ с транспортированием тампонажного материала (цемента) по колонне бурильных труб.

Наиболее эффективным является следующий способ установки цементного моста.

В скважине немного ниже нижней границы участка, в котором требуется создать мост, устанавливают разбуриваемый пакер или манжетную пробку, исключая оседание вниз столба цементного раствора.

До нижней границы этого участка спускают колонну бурильных труб и тщательно промывают скважину.

Если в пределах участка имеются каверны, в состав колонны включают специальное устройство с боковыми гидромониторными насадками и сильными струями вымывают из каверн остатки загустевшей промывочной жидкости и осевший в них шлам. При этом целесообразно проворачивать и расхаживать бурильную колонну в интервале кавернообразования.

После промывки в колонну последовательно закачивают первую порцию буферной жидкости, порцию тампонажного раствора возможно более жесткой консистенции, в торую порцию буферной жидкости и порцию продавочной жидкости.

При этом тампонажный раствор отделяют от обеих порций буферной жидкости разделительными пробками.

По окончании закачки порции продавочной жидкости, бурильную колонну приподнимают с небольшой скоростью несколько выше верхней границы будущего моста и тщательно промывают скважину.

Затем бурильную колонну поднимают на дневную поверхность, а скважину оставляют в покое для твердения тампонажного раствора.

8) Изоляция цементированием зон поглощения промывочной жидкости при бурении скважин

Кроме установки цементных мостов в открытых стволах при бурении скважин часто возникает необходимость ликвидации возникающих поглощений бурового раствора (особенно значительной интенсивности) – изоляцией зон поглощения с использованием технологии цементирования.

Наиболее распространенный способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости при бурении – цементирование быстро схватывающимися тампонажными растворами, специальными тампонажными пастами либо полимерными материалами. Существуют несколько видов цементирования поглощающих зон.

С достаточным основанием все эти виды цементирования поглощающих зон в скважине можно классифицировать на две группы.

К первой можно отнести цементирование без предварительного разобщения зоны поглощения от других проницаемых интервалов, вскрытых в данной скважине. В этом случае в скважину спускают колонну бурильных труб, нижний открытый конец которой устанавливают несколько выше кровли зоны поглощения.

По колонне бурильных труб в скважину закачивают необходимую порцию тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения участка ствола против поглощающей зоны и немного выше ее, а также для заполнения каналов в поглощающей породе вокруг скважины с учетом объема каналов в поглощающей породе, которые должны быть заполнены тампонажным раствором, мощности зоны поглощения и свойств используемой тампонажной смеси.

Тампонажный раствор вытесняют из колонны бурильных труб в скважину порцией продавочной жидкости, в качестве которой обычно используют промывочную жидкость, применявшуюся при бурении.

Объем этой порции рассчитывают так, чтобы в момент, когда верхняя граница тампонажного раствора окажется немного выше кровли зоны поглощения, давление в скважине стало равным пластовому в этой зоне.

После закачки продавочной жидкости бурильные трубы поднимают из скважины.

Во избежание превышения пластового давления в поглощающей зоне целесообразно сначала закачать порцию объемом, занимаемым участком ранее спущенной бурильной колонны. Остальную же часть продавочной жидкости следует закачивать по мере подъема бурильных труб.

В большинстве случаев в скважине имеются не один, а несколько проницаемых горизонтов с разными коэффициентами аномальности пластовых давлений.

После вскрытия поглощающей зоны из горизонтов с более высокими коэффициентами аномальности в скважину начинает поступать пластовая жидкость и затем перетекать в поглощающую породу. Такие перетоки часто способствуют разжижению и даже полному размыву тампонажного раствора и препятствуют надежной изоляции поглощения. В этом, видимо, заключается одна из основных причин низкой эффективности первой группы разновидностей цементирования зон, характеризующихся сравнительно большой интенсивностью поглощения.

Ко второй группе относятся виды цементирования с предварительным разобщением зоны поглощения от других проницаемых пород с помощью различных пакеров и разделительных пробок. По кавернограмме находят участок ствола с номинальным диаметром близ кровли поглощающей зоны. В скважину до этого участка спускают колонну бурильных труб, на нижнем конце которой подвешен разбуриваемый пакер (рис. 4.9).

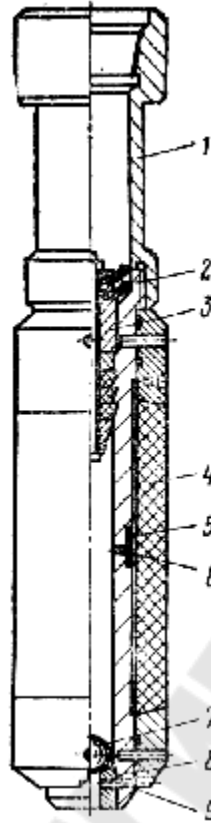


Рис.4.9 Разбуриваемый пакер

После восстановления циркуляции промывочной жидкости в трубы сбрасывают разбуриваемый шар 7, который, достигнув пакера, садится на седло 8 и закрывает проход для жидкости. В результате давление в трубах повышается, промывочная жидкость через отверстия 6 проходит в зазор между корпусом 2 пакера и уплотнительным элементом 4, который, расширившись, плотно прижимается к стенкам скважины. При повышении давления в трубах примерно на 5 МПа калиброванные штифты 9 срезаются, седло 8 выталкивается из корпуса 2 и давление в трубах падает. При снижении давления в трубах клапаны 5 закрывают отверстия 6, предотвращая вытекание жидкости и возвращение уплотнительного элемента 4 в исходное положение. После пакеровки в бурильные трубы закачивают необходимый объем тампонажного раствора, освобождают разделительную пробку и проталкивают ее вниз продавочной жидкостью. При повышении давления в бурильных трубах на 5 – 6 МПа после посадки пробки 3 на верхнее седло корпуса 2 закачку продавочной жидкости прекращают, вращением

вправо отсоединяют переводник 1 в нижней левой резьбе от корпуса 2 пакера и трубы поднимают.

Пакер с пробкой 3 препятствует перетоку жидкости из верхних напорных горизонтов в зону поглощения до конца периода твердения тампонажного раствора.

Необходимый объем тампонажного раствора определяют, как и в предыдущем случае, опытным путем по результатам предварительного исследования поглощающей зоны.

В тех случаях, когда интенсивность поглощения очень велика, часто до начала цементирования в рассматриваемую зону намывают грубозернистый закупоривающий материал и таким способом добиваются резкого уменьшения интенсивности поглощения.

Цементирование с использованием пакеров является гораздо более эффективным способом изоляции зон поглощения, нежели без них.

Если в скважине имеется несколько зон поглощения, их можно изолировать последовательно снизу вверх, отделяя последующую зону поглощения от предыдущей разбуриваемым пакером; при этом к цементированию последующей зоны можно приступить по окончании цементирования предыдущей, не ожидая затвердения тампонажного раствора.

После затвердения тампонажного раствора пакер и цементный камень в скважине разбуривают.

Качество изоляции оценивают путем опрессовки соответствующей зацементированной зоны поглощения после разбуривания пакера и камня.

Если было зацементировано несколько зон, то опрессовывают их по отдельности, сверху вниз, после разбуривания пакера и камня против соответствующей зоны, но до разбуривания пакера над последующей, нижерасположенной зоной.

Для опрессовки в скважину спускают бурильные трубы с гидромеханическим пакером, который устанавливают над исследуемой зоной поглощения.

Опрессовку целесообразно проводить буровым раствором с малой водоотдачей, создавая на стенки скважины в исследуемой зоне наибольшее давление, которое может возникнуть при последующих операциях.

Качество изоляции можно считать удовлетворительным, если объем жидкости, который приходится подкачивать в трубы для

поддержания постоянства опрессовочного давления за время опрессовки, не превосходит существенно потерь, обусловленных водоотдачей.

9) Ремонтное цементирование обсадных колонн

Целями ремонтного цементирования являются:

- а) ликвидация трещин и каналов в цементном камне заколонного пространства, по которым пласт вая жидкость (газ) может перетекать из одного горизонта другой или в атмосферу;
- б) устранение крупных негерметичностей в обсадной колонне;
- в) создание разобщающих экранов между продуктивным и водоносными горизонтами.

Прежде, чем приступить к ремонтному цементированию с целью ликвидации трещин и каналов в цементном камне, необходимо определить положение дефектного участка и направление движения жидкости в нем, очистить каналы и трещины от грязи и оставшейся промывочной жидкости и оценить возможную интенсивность течения жидкости по ним. При этом:

а) Если необходимость ремонтного цементирования выявлена до перфорации обсадной колонны в зоне продуктивного пласта, для очистки каналов цементном камне и последующего заполнения их тампонажным раствором против непроницаемой породы немного выше кровли пласта, из которого жидкость движется вверх по дефектному участку, пробивают кумулятивным перфоратором несколько десятков отверстий на участке длиной 1 – 2 м.

б) Если негерметичность цементного камня обнаружена при опрессовке зацементированного пространства за промежуточной колонной, простреливать специальные отверстия в колонне часто не требуется: очистку каналов и заполнение их тампонажным раствором можно осуществить через открытый нижний конец этой колонны.

в) Если необходимость ремонтного цементирования выявлена после перфорации эксплуатационной колонны против продуктивного пласта, в ней приходится пробивать дополнительно несколько десятков отверстий, через которые можно будет очистить каналы в дефектном участке и зацементировать их.

Такие отверстия пробивают против непроницаемой породы несколько выше кровли продуктивного пласта, из которого пластовая жидкость (газ) движется вверх по заколонному пространству или в который притекает вода из верхнего водоносного горизонта, либо

несколько выше кровли нижнего водоносного горизонта, из которого вода поступает в продуктивный пласт.

В случае необходимости прострела таких отверстий выше эксплуатационного фильтра, участок эксплуатационной колонны в зоне фильтра обычно заполняют песком, а над фильтром устанавливают цементный мост.

Ремонтное цементирование, как правило, связано с необходимостью создания высокого давления в период нагнетания тампонажного раствора в каналы дефектного участка и поддержания такого давления в период твердения раствора.

Существует несколько способов ремонтного цементирования, а именно:

9.1) Цементирование без пакера

В эксплуатационную колонну до нижних отверстий (или на 5 – 7 м ниже их) спускают колонну насосно-компрессорных труб; на верхний конец этой колонны навинчивают цементировочную головку с показывающим и регистрирующим манометрами, а межколонное пространство герметизируют превентором. В насосно-компрессорные трубы закачивают воду, промывают скважину а затем, закрыв кран на выкиде превентора, нагнетают воду через отверстия, пробитые в обсадной колонне, в заколонное пространство и тщательно промывают трещины и каналы в цементном камне; при этом регистрируют объемную скорость нагнетания воды и давление на устье. Если интенсивность циркуляции очень мала, иногда вместо воды закачивают порцию водного раствора ингибированной соляной кислоты, дают возможность ей прореагировать с породой и цементным камнем в трещинах и каналах, а затем через 10—15 ч тщательно удаляют продукты реакции из пласта в скважину, вызвав для этого приток из водоносного горизонта. В некоторых случаях очистку каналов в цементном камне начинают с вызова притока из водоносного горизонта.

После очистки каналов в цементном камне определяют интенсивность заколонной циркуляции по скорости нагнетания воды и давлению на устье и в зависимости от нее решают вопрос о необходимом объеме тампонажного раствора и режиме вытеснения его в заколонное пространство.

Затем в колонну насосно-компрессорных труб при открытом кране на выкидной линии превентора закачивают расчетный объем

тампонажного раствора с малой водоотдачей; при этом скорость выхода жидкости из межколонного пространства краном регулируют так, чтобы избыточное давление в цементирующей головке не падало ниже 0,2 – 0,5 МПа.

Как только нижняя граница тампонажного раствора подойдет на 100 – 150 м к нижнему концу насосно-компрессорных труб, кран на выкиде превентора закрывают, а тампонажный раствор через отверстия в обсадной колонне вытесняют в заколонное пространство.

При вытеснении тампонажного раствора давление в цементирующей головке быстро растет; по мере роста давления скорость закачки продавочной жидкости в насосно-компрессорные трубы, уменьшают так, чтобы давление не превышало допустимого для обсадной колонны. Процесс вытеснения прекращают, как только верхняя граница тампонажного раствора приблизится на 100 – 150 м к нижнему концу насосно-компрессорных труб либо давление поднимается до предельно допустимого для обсадной колонны.

После этого насосно-компрессорные трубы поднимают так, чтобы нижний конец их оказался на 10 – 15 м выше верхних отверстий в обсадной колонне, и способом обратной циркуляции; вымывают из скважины излишний объем тампонажного раствора. После затвердения тампонажного раствора разбуривают цементный стакан в обсадной колонне и проверяют ее герметичность.

При обратной промывке и в последующий период твердения, тампонажного раствора в обсадной колонне поддерживают давление, лишь примерно на 0,5 МПа ниже наивысшего давления при вытеснении тампонажного раствора (способ Н. К. Байбакова).

Иногда при открытом кране на выкиде превентора в насосно-компрессорные трубы закачивают не только всю порцию тампонажного раствора, но и часть объема продавочной жидкости (воды). После выравнивания уровней тампонажного раствора в трубах и межколонном пространстве закачку прекращают, трубы приподнимают выше уровня тампонажного раствора и, закрыв превентор, нагнетают продавочную жидкость одновременно в трубы и межколонное пространство. Вытеснение тампонажного раствора заканчивают, когда в обсадной колонне над верхними отверстиями останется лишь небольшой столб его (~ 10м) либо давление достигнет предельного для обсадных труб. После этого способом обратной циркуляции скважину тщательно промывают и оставляют в покое для твердения тампонажного раствора. При промывке и

твердении поддерживают такое же давление, как и при цементировании по способу Н. К. Байбакова.

9.2) Цементирование с извлекаемым пакером

В обсадную колонну спускают колонну насосно-компрессорных (или бурильных) труб с пакером, например, гидро-механическим, вниз. Если горизонт, из которого вода поступает в продуктивный пласт, расположен ниже последнего, пакером герметизируют участок обсадной колонны в сечении между эксплуатационным фильтром и верхними отверстиями, пробитыми над водоносным горизонтом.

После пакеровки в насосно-компрессорные трубы нагнетают воду, которая проходит через отверстия в обсадной колонне ниже пакера, поднимается по каналам в цементном камне до продуктивного пласта и через отверстия эксплуатационного фильтра поступает в межколонное пространство выше пакера. После тщательной промывки каналов в цементном камне в насосно-компрессорные трубы закачивают необходимый объем тампонажного раствора и вытесняют последний в заколонное пространство. Затем освобождают пакер, приподнимают его на 15 – 20 м выше эксплуатационного фильтра и способом обратной циркуляции тщательно промывают скважину.

В период промывки и последующего схватывания и твердения тампонажного раствора на устье поддерживают избыточное давление несколько ниже максимального в период цементировании.

Если целью ремонтного цементирования является ликвидация притока в продуктивный пласт воды из верхнего горизонта или каналов и трещин, по которым перетекает газ в верхние горизонты или в атмосферу, отверстия в обсадной колонне пробивают несколько выше кровли продуктивного пласта против непроницаемых пород, а пакер устанавливают выше верхних отверстий.

При ремонтном цементировании с пакером наибольшее давление в период вытеснения тампонажного раствора не должно превышать предельно допустимого для насосно-компрессорных труб; оно всегда должно быть меньше давления разрыва пород на участке перфорации.

После затвердения тампонажного раствора трубы с пакером поднимают на дневную поверхность, цементный камень разбуривают, а обсадную колонну испытывают на герметичность.

9.3) Цементирование с неизвлекаемым пакером

Операция отличается от рассмотренной выше тем, что после вытеснения тампонажного раствора через перфорационные отверстия 8 (рис.4.10) в заколонное пространство, пакеровку не нарушают, а колонну насосно-компрессорных труб 4 вращением вправо отделяют от пакера 11, приподнимают и после тщательной промывки скважины способом обратной циркуляции извлекают на дневную поверхность.

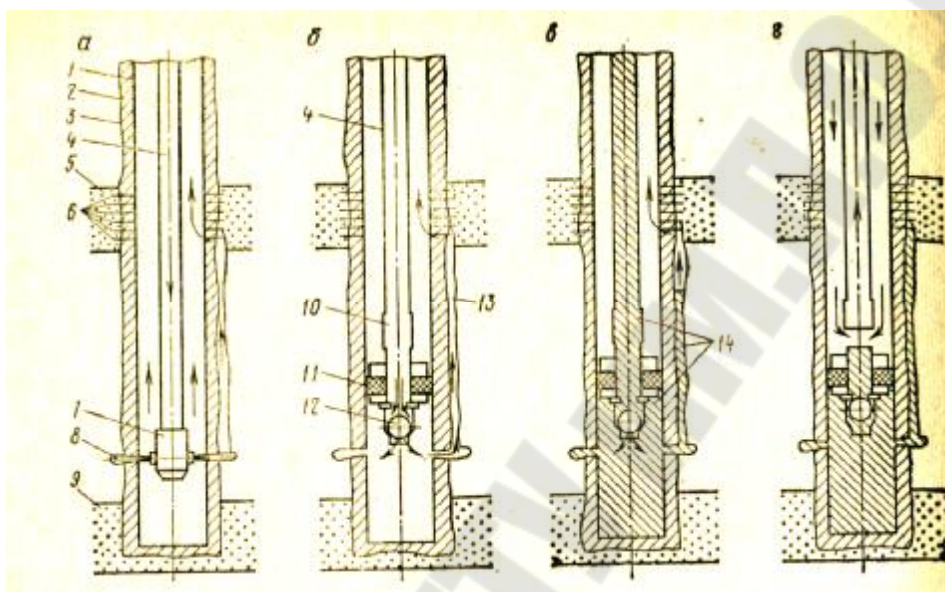


Рис. 4.10 Схема ремонтного цементирования с использованием неизвлекаемого пакера: а) – гидроабразивная перфорация для ремонтного цементирования; б) – промывка каналов в дефектном цементном камне; в) – продавливание тампонажного раствора в заколонные каналы; г) – обратная промывка обсадной колонны и НКТ. 1- обсадная колонна; 2- цементный камень; 3- стенка скважины; 4- насосно-компрессорные трубы; 5- нефтеносный пласт; 6- перфорационные каналы в нефтеносном пласте; 7- гидроабразивный перфоратор; 8- канал гидроабразивной перфорации; 9- водоносный канал; 10- безопасный замок; 11- неизвлекаемый пакер; 12- обратный клапан; 13- канал заколонной циркуляции; 14- тампонажный раствор.

Для этого используют специальный неизвлекаемый пакер 11 с обратным шаровым клапаном 12. Пакер соединяют с нижним ко колонны труб 4 с помощью безопасного замка 10. Чтобы уменьшить гидравлические сопротивления, при спуске пакера в скважину обратный клапан оставляют открытым. Шар клапана, занимает рабочее положение в момент пакеровки. По окончании операции обратный клапан закрывается, поэтому в подпакерной зоне давление при освобождении насосно-компрессорных труб не снижается. После

затвердения тампонажного раствора пакер и цементный стакан в обсадной колонне разбуривают.

При движении по трещинам и каналам в цементном камне тампонажный раствор под воздействием большого избытка давления обезвоживается и превращается в труднопрокачиваемую массу.

Чтобы добиться максимально полного заполнения каналов и трещин в цементном камне, следует использовать тампонажные растворы с малой водоотдачей при всех способах ремонтного цементирования.

При ремонтном цементировании разделительные пробки, как правило, не применяют; поэтому тампонажный раствор перемешивается с промывочной и продавочной жидкостями, что нужно учитывать при определении потребного объема раствора.

Надежных способов расчета этого объема тампонажного раствора нет и его определяют приближенно, исходя из производственного опыта исполнителей процесса ремонтного цементирования.

9.4) Создание цементного экрана в скважинах при ремонтном цементировании

В эксплуатационных скважинах для предотвращения преждевременного прорыва воды из водонасыщенной части пласта в нефтенасыщенную – при ремонтном цементировании иногда создают разобщающие цементные экраны.

Для этого в обсадную колонну спускают колонну насосно-компрессорных труб с пакером, который устанавливают несколько выше плоскости водонефтяного контакта (ВНК). Под пакером немного выше ВНК с помощью гидropескоструйной перфорации создают горизонтальную трещину, в которую заливают 50–100 м³ нефтемазутной смеси, либо вязкой нефти, либо гидрофобной водонефтяной эмульсии, стабилизированной ПАВ. Для предотвращения смыкания трещины после стравливания давления в последнюю порцию смеси добавляют 1—2 т крупнозернистого песка. После задавливания смеси с песком в трещину колонну насосно-компрессорных труб на устье герметично закрывают и скважину оставляют в покое на сутки. В течение этих суток давление постепенно стравливают до атмосферного. После снятия избыточного давления освобождают пакер и скважину тщательно промывают до забоя.

По окончании промывки нижний конец насосно-компрессорных труб устанавливают несколько выше трещины гидроразрыва и, используя, например, **способ ремонтного цементирования с неизвлекаемым пакером**, задавливают в трещину максимально возможный объем тампонажного раствора; затем освобождают трубы от пакера, восстанавливают обратную циркуляцию, промывают обсадную колонну и оставляют скважину в покое. Если используют другой способ ремонтного цементирования, в период промывки и твердения тампонажного раствора на устье поддерживают избыточное давление немного ниже максимального при задавливании.

После затвердения оставшийся в обсадной колонне цементный стакан разбуривают с таким расчетом, чтобы искусственный забой оказался хотя бы на 1 – 2 м выше созданного в трещине экрана, и проверяют герметичность снижением уровня жидкости.

Задавливаемый в трещину тампонажный раствор должен после затвердевания образовать цементный экран радиусом 30 – 50 м. Столь глубокое продвижение в глубь пласта возможно лишь в том случае, если используется тампонажный раствор-; с минимальной водоотдачей либо тампонажный раствор на нефтяной основе, приготовленные из тонкодисперсного цемента.

Тампонажный раствор на нефтяной основе отделяют от промывочной и продавочной жидкостей на водной основе порциям безводной углеводородной жидкости.

4.14 Осложнения при цементировании скважин

Осложнения, возникающие, при цементировании скважин подразделяются на:

- а) осложнения, связанные с подготовкой ствола скважины;
- б) осложнения, связанные с недостаточно качественным обследованием ствола скважины перед цементированием;
- в) осложнения, связанные с потерей циркуляции при цементировании;
- г) осложнения, связанные с преждевременным схватыванием и загустеванием цементного раствора.

Причины возникновения осложнений при цементировании и меры по их предупреждению:

1) При недостаточно тщательной и несвоевременной проработке ствола скважины или ее отсутствии, на стенках скважины остаются или возникают места посадок, а при некачественном глинистом растворе образуется глинистая корка с налипшим шламом.

2) Ствол скважины при этом сужается, и пространство между колонной и стенкой значительно уменьшается, в некоторых случаях до нуля. Сужение заколонного пространства способствует возникновению больших давлений при прокачивании цементного раствора и иногда приводит к невозможности восстановления циркуляции цементного раствора.

Для предупреждения осложнений, связанных с сужением ствола, необходимо тщательно проработать ствол скважины перед спуском обсадной колонны. Целесообразно чтобы скорость движения раствора при этом была более 1 м/с, вязкость бурового раствора не превышала 50 с, а СНС за 10 мин не выше 130 – 170 мг/см².

3) Неправильный учет объема каверн может стать причиной недоподъема или переподъема цементного раствора, следствием чего в первом случае является наличие нескольких непокрытых горизонтов, а во втором – повышения давления при прокачивании цементного раствора.

4) Недоучет размеров каверн приводит также к уменьшению скорости подъема цементного раствора в заколонном пространстве и, как следствие, к недостаточному вытеснению бурового раствора. Каверны (особенно если они имеют относительно большую протяженность) способствуют образованию застойных зон и могут стать каналом прорыва пластовых вод.

5) В практике цементирования наблюдаются случаи потери циркуляции раствора и невозможности ее восстановления. Основная причина этого – поглощения цементного раствора вследствие разрыва пластов, что обусловлено следующим:

- значительным фактическим превышением плотности цементного раствора над буровым, что приводит к увеличению давления на пласт. Одним из основных мероприятий по профилактике этого вида осложнений является применения облегченных цементных растворов, плотность которых незначительно превышает плотность буровых растворов;

- созданием больших скоростей восходящего потока цементного раствора в заколонном пространстве, что приводит в

общем случае к возрастанию давления на стенки скважин, а при наличии «слабых» пластов – к их гидроразрыву.

- низким качеством бурового раствора, главным образом высоким значением СНС.

6) Во многих случаях наряду с приближением плотности цементного раствора к плотности бурового необходимым требованием для обеспечения качественного проведения цементирования является понижение скорости движения цементного раствора в заколонном пространстве до значения скорости бурового раствора в процессе последней промывки скважины.

7) При цементировании мелких скважин определяющее значение для исключения возможности возникновения гидроразрыва имеет разница плотностей растворов, и чем она выше, тем больше вероятность гидроразрыва пластов;

8) В практике вид осложнений, связанный с преждевременным загустеванием или схватыванием цементного раствора встречается довольно часто. Однако в большинстве случаев трудно установить, связан ли он с загустеванием или схватыванием цементного раствора, так как в промысловых условиях затруднительно разграничить время начала его загустевания и начала схватывания. Тем не менее во многих случаях вполне очевидно, что начало схватывания раствора не наступило, и повышения давления при прокачивании может быть объяснено его резким загустеванием.

9) Загустевание цементных растворов объясняется при прочих равных условиях непосредственным химико – минералогическим составом цемента. В портландцементе колебания химико–минералогического состава относительно велики, что несущественно в строительной практике, но имеет важное значение при цементировании скважин с температурами, близкими к 100°С и выше. Основную роль при этом играет повышенное содержание трехкальциевого алюмината.

10) В некоторых случаях загустевание цементного раствора может быть объяснено высокой водоотдачей цементного раствора.

Данный вид осложнений наиболее часто возникает при установке мостов, проведения повторного цементирования, а также в тех случаях, когда не имеется условий для удаления глинистой корки.

11) При наличии глинистой корки водоотдача цементного раствора низка, а при высоких температурах, когда раствор быстро схватывается, глинистая корка может пропустить незначительное

количество фильтрата. Однако во всех случаях следует снижать водоотдачу цементных растворов.

12) Рост температуры с 20 до 75°C обеспечивает увеличение прочности цементного камня в течение всего периода твердения. Однако увеличение температуры до 110°C приводит к снижению прочности с одновременным увеличением проницаемости цементного камня.

13) Другой причиной увеличения проницаемости цементного камня является его усадка в процессе твердения, вследствие содержания в портландцементе до 60 % оксида кальция и последующего выщелачивания гидрооксида кальция при его взаимодействии с кальцийсодержащими пластовыми флюидами.

14) Наличие расстояния между продуктивным и напорными горизонтами менее 10 метров приводит к преждевременному обводнению скважин, число таких скважин достигает 30 %. Цементное кольцо выдерживает перепад давления до 10 МПа при толщине разобщающей перемычки более 5 м, при толщине такой перемычки меньше указанной величины необходима установка заколонных пакеров.

15) На месторождениях с АВПД наиболее опасны заколонные нефтегазопроявления.

Для их предупреждения необходимо:

- закачивание в скважину разнотемпературных пачек цементного раствора, отличающихся по времени схватывания на 2ч, обеспечивающее быстрое твердение нижней части столба цементного раствора и исключающее прорыв газа;
- создание в затрубном пространстве избыточного давления сразу после окончания цементирования;
- увеличение плотности цементного раствора до возможно максимальной величины;
- использование многоступенчатого цементирования;
- увеличение плотности жидкости затворения;
- использование седиментационно - устойчивых тампонажных материалов с ускоренным сроком схватывания;
- создание плотной баритовой пробки, размещаемой между верхней и нижней порциями тампонажного раствора. Осаждение барита в период ОЗЦ приводит к образованию непроницаемой перегородки.

16) Общими мероприятиями по улучшению состояния контакта цементного камня с обсадной колонной являются:

- снижение давления до атмосферного сразу же после продавливания раствора;

- ограничение мощности залпа перфоратора до 10 отверстий на 1 м, так как при большей мощности нарушается контакт на длине 10 м и более, при этом давление в скважине при взрыве 10 зарядов ПСК 80 составляет 83,3 МПа, а при взрыве 58 зарядов ПСК – 105 – 278 МПа;

- использование расширяющихся тампонажных материалов;
- опрессовка колонн сразу после окончания цементирования;
- установка пакеров;
- использование для разбуривания цементного камня лопастных долот;

- вращение и расхаживание колонны.

Для обеспечения безаварийного расхаживания прочность колоны должны рассчитываться с коэффициентом запаса прочности на растяжении равным 1,6 (без учета плавучести).

Эффект вращения существенен при частоте вращения до 35 об/мин. При скорости подъема 0,2-0,3 м/с, и плавного спуска без рывков при скорости 0,4-0,5 м/с перед остановкой опасения разрыва обсадной колонны не обоснованы.

Эффективность цементирования при расхаживании и вращении колонны увеличивается на 15-20 %, а успешность процесса – на 90 %.

Не рекомендуется вращение и расхаживания колонны при осложнениях ствола, вызванных сужениями, резкими перегибами, большими азимутальными углами искривления, использовании утяжеленного бурового раствора.

4.15 Технологическая оснастка обсадных колонн

Под технологической оснасткой обсадных колонн подразумевают определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов ее спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин.

В связи с этим применение технологической оснастки обсадных колонн при креплении скважин обязательно.

К оснастке обсадных колонн относятся:

- 1) цементировочные головки;

- 2) продавочные пробки;
- 3) разделительные пробки;
- 4) клапаны обратные типа ЦКОД;
- 5) башмаки колонные;
- 6) центраторы колонные;
- 7) турбулизаторы;
- 8) скребки колонные
- 9) муфты ступенчатого цементирования типа МСЦ.

Цементировочные головки относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями (манифольдами) цементировочных агрегатов.

В зависимости от конструктивного исполнения их применяют при цементировании скважин различными способами.

В настоящее время серийно выпускают головки типов ГУЦ, ГЦК, по ТУ 39-1021–85 и ГЦУ по ТУ 39-921–84.

Высота цементировочных головок этих типов позволяет размещать их в подъемных штропах талевой системы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны.

Цементировочные головки типа ГУЦ (рис.4.11) поставляют с кранами высокого давления.

При установке на устье скважины верхние разделительные пробки в эти головки закладывают заранее, так что отпадает необходимость разборки этой головки после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения цементировочных головок типа ГЦК.

Последние изготавливают размерами 377 и 426 мм на давление соответственно 6,4 и 5,0 МПа.

При цементировании с применением цементировочной головки типа ГЦК после окончания нагнетания тампонажного раствора и промывки линии отвинчивают крышку, опускают в корпус головки ниже патрубков цементировочную пробку, завинчивают крышку и начинают продавливать тампонажный раствор.

Универсальные цементировочные головки типа ГЦУ (рис.4.12) предназначены для обвязки обсадных колонн на устье скважины, для зарядки нижней разделительной пробки в колонну, а также для

размещения верхней (продавочной) разделительной пробки при цементировании скважин.

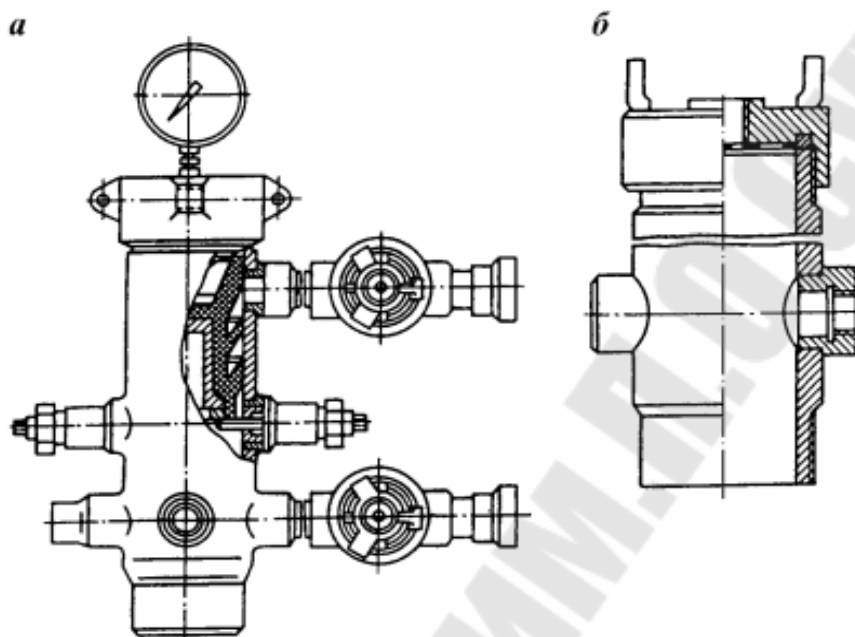


Рис.4.11 Цементируемые головки типов ГУЦ (а) и ГЦК (б)

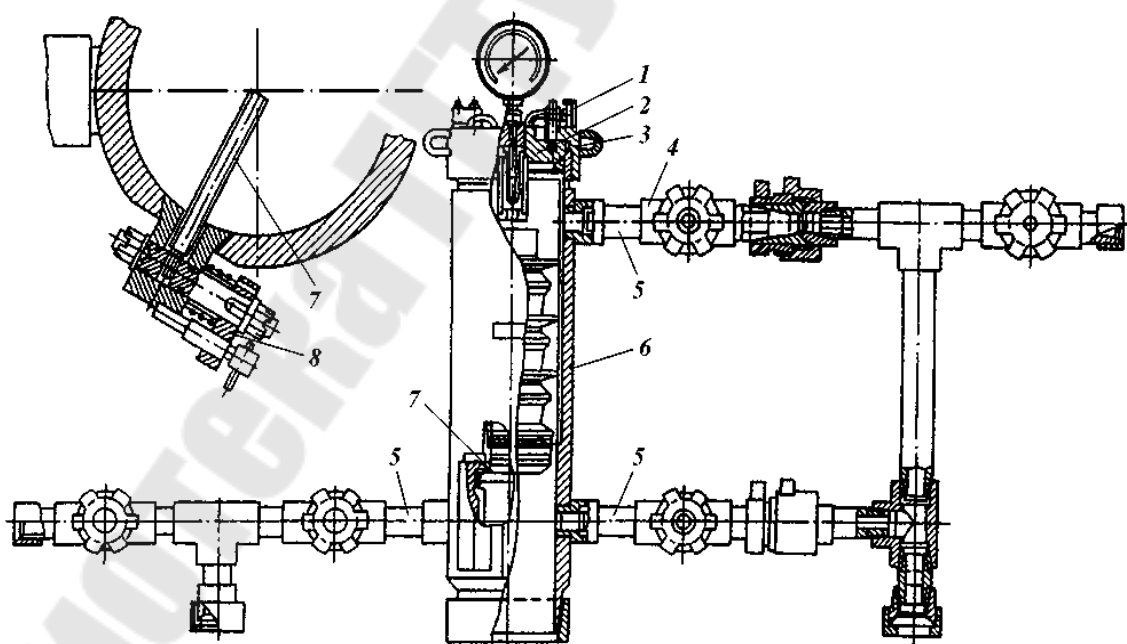


Рис.4.12. Универсальная цементируемая головка типа ГЦУ: 1 – съемник; 2 – крышка; 3 – гайка; 4 – проходной кран; 5 – присоединительные линии; 6 – корпус; 7 – фиксатор пробки; 8 – указатель (сигнализатор) начала движения пробки

Универсальность этих головок заключается в том, что они позволяют цементировать обсадные колонны, подвешенные на буровом крюке, с одновременным расхаживанием их. Кроме того, головки типа ГЦУ имеют сигнализатор начала движения разделительной пробки, более просты в обслуживании, предотвращают остаточные давления над разделительной пробкой после закачки тампонажного раствора в колонну.

Пробки продавочные

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис.4.13) служат для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство скважин от продавочной жидкости. Существует модификация пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности нарезана резьба для заглушки.

Без заглушки эту пробку можно использовать как секционную.

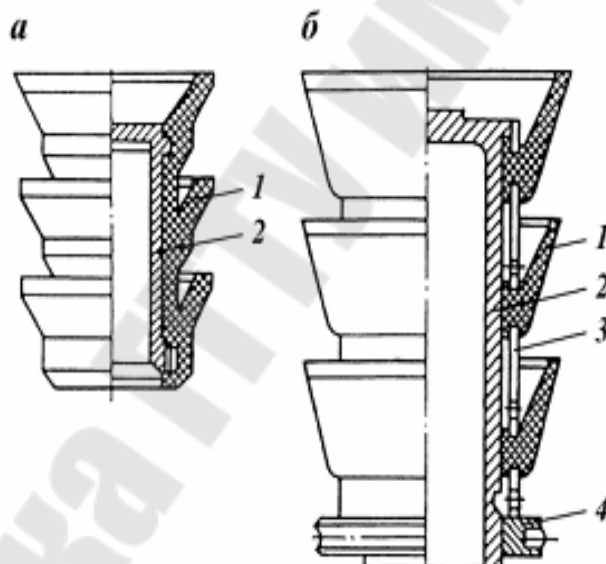


Рис.4.13 Пробки продавочные верхние типа ПП (а) и (б): а) – с пригуммированными манжетами; б) – с наборными резиновыми манжетами; 1 – резиновая манжета; 2 – алюминиевый корпус; 3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

Пробки разделительные

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в

затрубное пространство скважины. Используют пробки нескольких типов, каждый из которых предназначен для выполнения различных функций.

Пробки разделительные двухсекционные типа СП (рис.4.14) предназначены для цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн, спускаемых частями.

В процессе цементирования при продавливании тампонажного раствора верхняя секция пробки движется внутри бурильных труб, разделяя продавочную жидкость и тампонажный раствор, до тех пор, пока не достигает нижней секции пробки, установленной на штифтах на торце верхней трубы обсадной колонны, затем, перекрыв отверстие в нижней части пробки, под действием возникающего давления движется вместе с ней до посадки на стоп-кольцо.

Пробки типа СП изготавливают по ТУ 39.207–76 для обсадных колонн следующих диаметров, мм: 114–140, 146, 168, 178–194, 219–245, 273–299, 324–351, 377 и 407–426.

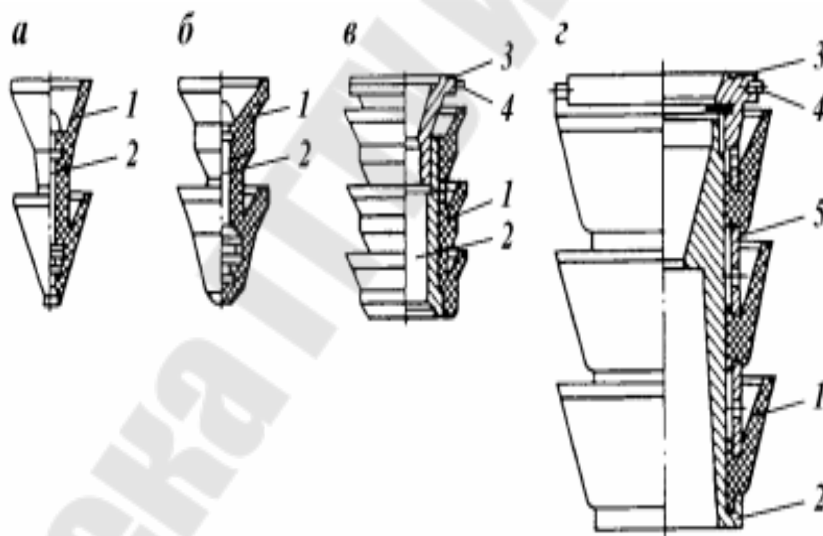


Рис.4.14 Пробки разделительные двухсекционные типа СП: а, б – верхняя секция пробок для бурильных труб; в, г – нижняя секция пробок для обсадных труб; 1 – резиновая манжета; 2 – корпус; 3 – седло; 4 – срезные калибровочные штифты; 5 – дистанционная втулка

Пробки разделительные нижние типа ПЦН разработаны в б. ВНИИКРнефти на базе пробки ПВЦ. Их отличительной особенностью является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части которого размещена мембрана из жести, закрепленная

гайкой. Внутри нее установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом.

Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным. Нижнюю пробку устанавливают в цементирующей головке ниже верхней пробки или в верхней трубе обсадной колонны перед подачей в нее буферной жидкости или тампонажного раствора. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп-кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, ее корпус с манжетами и мембраной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием потока жидкости мембрана отгибается, образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

Клапаны обратные дроссельные ЦКОД

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД (рис.4.15) служат для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, для предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для упора разделительной цементирующей пробки.

Шифр ЦКОД обозначает:

Ц – цементирующей, К – клапан, О – обратный, Д – дроссельный. Добавление в шифре буквы «М» означает модернизацию типоразмера клапана.

Клапаны ЦКОД-1 изготавливают по ТУ 39-01-08-281–77 для обсадных колонн диаметрами 114–194 мм, а ЦКОД-2 по ТУ 39-01-08-282–77 для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм.

Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрывные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение.

При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД на буровых трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара, последний сбрасывают в колонну перед соединением буровых труб с секцией.

В этом случае последующее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

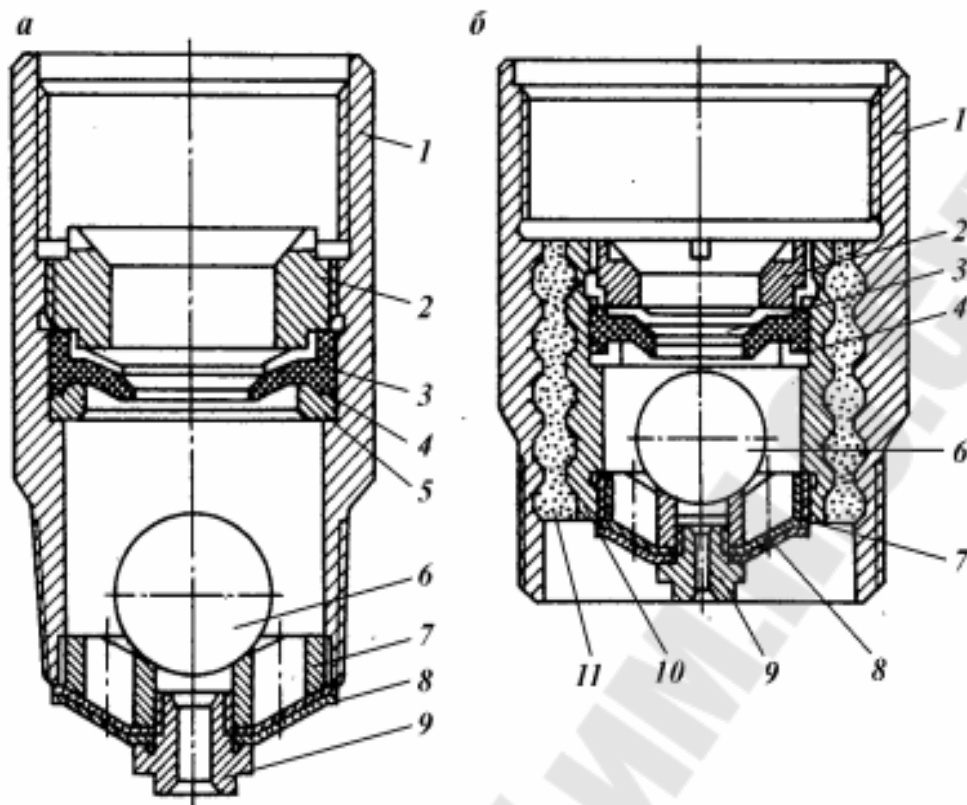


Рис.4.15 Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД (б): 1 – корпус; 2 – нажимная гайка; 3 – набор резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для остановки разделительной цементирующей пробки. В этом случае установки упорных колец не требуется.

В шифрах обратных клапанов встречается аббревиатура ОТТМ, что означает, что применена трапецеидальная резьба, а ОТТГ – высокогерметичное соединение; в клапанах без таких обозначений используется треугольная резьба.

Клапаны для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм рассчитаны на использование при температурах, не превышающих 130 °С, но по технически обоснованному требованию потребителя могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) на максимально допустимую температуру 200 °С. Диаметр шара этих клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в

диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются другие обратные клапаны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т.д. Обратные клапаны устанавливают в башмаке колонны либо на 10 – 20 м выше него.

Башмаки колонные

Башмаки колонные типа БКМ (рис.4.16, а) по ОСТ 39-011– 87 предназначены для оборудования низа обсадных колонн из труб диаметрами 114–508 мм в целях направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250 °С.

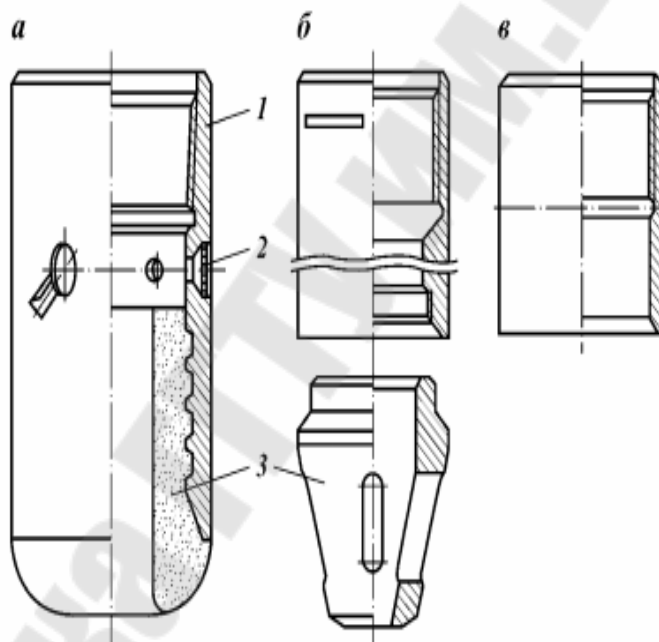


Рис.4.16. Башмаки колонные типов БКМ (а), БП с чугунной направляющей насадкой (б) и Б (в): 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка

Эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют дополнительные каналы для циркуляции бурового раствора. Верхняя часть корпуса снабжена резьбой, при помощи которой башмак соединяется с нижней трубой. Резьба может быть треугольной, трапецеидальной (ОТТМ) и высокогерметичной (ОТТГ).

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более иногда используют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок, позволяющие исключить разбуривание металла на забое.

В случае когда ствол скважины крепят гладкими безмуфтовыми трубами и межколонные зазоры невелики, направляющие насадки прикрепляют к нижней трубе колонны.

При спуске потайных колонн или секций обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника.

Находят также применение башмака типа БП (рис.4.16, б) с навинчиваемой направляющей чугунной насадкой и типа Б (рис.4.16, в).

Центраторы колонные

Центраторы колонные (рис.4.17) обеспечивают концентричное размещение обсадной колонны в скважине для равномерного заполнения цементом заколонного пространства в целях достижения качественного разобщения пластов при цементировании.

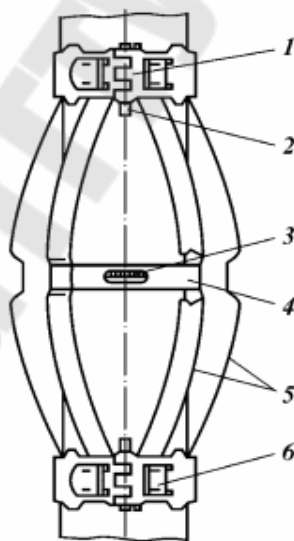


Рис.4.17. Центратор колонный типа ЦЦ-1: 1 – петлевая проушина; 2 – гвоздь; 3 – спиральный клин; 4 – ограничительное кольцо; 5 – пружинные планки; 6 – паз сегмента

Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажным в результате некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по

подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов. Конструктивно центраторы выполняют неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним. Обычно центраторы располагают в средней части каждой обсадной трубы.

Существуют конструкции центраторов нескольких типов: ФП, ЦПР, ЦЦ, ЦЦ-1 и ЦЦ-2. Центраторы типа ЦЦ являются модификацией центраторов типа ЦПР. Центраторы ЦЦ-2 благодаря конструктивным особенностям можно применять и в наклонно направленных скважинах за счет возможности изменения высоты ограничителя прогиба пружинных планок. Наиболее распространены центраторы ЦЦ-1 (рис.4.17). Их выпускают серийно по ТУ 39-01-08-283-77.

Скребки колонные

Скребки колонные предназначены для разрушения глинистой корки на стенках скважины, что улучшает сцепление тампонажного цемента с породой. Этот эффект проявляется при цементировании скважин с расхаживанием. Скребок корончатый типа СК (рис. 4.18) – разъемный; он состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3.

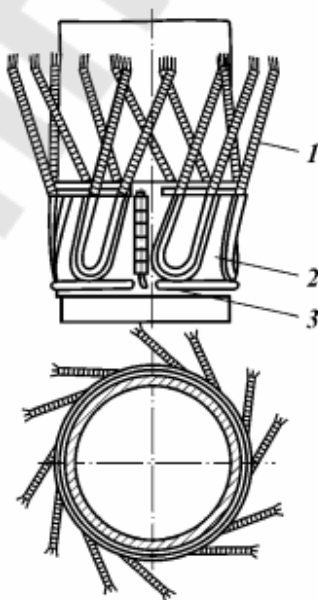


Рис.4.18. Скребок корончатый разъемный типа СК: 1 – рабочие элементы; 2- корпус; 3- штырь соединительный

Рабочие элементы 1 скребка выполнены из пучков стальной пружинной проволоки и прикреплены к корпусу накладками. Скребок

комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с согнутыми внутрь концами были направлены вверх, обеспечивая их минимальный износ при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центриатора.

Турбулизаторы

Турбулизаторы типа ЦТ используют для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины при цементировании. Как правило, их размещают напротив зон расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м один от другого.

Турбулизатор (рис.4.19) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопасти устанавливают в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35° , и прикрепляют к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резинокордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирального клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса. Разработчик турбулизаторов – б. ВНИИКР-нефть. Их изготавливают по ТУ 29-01-08-284–77.

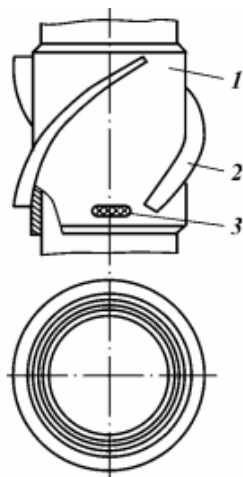


Рис.4.19. Турбулизатор типа ЦТ: 1- корпус неразъемный; 2-лопасть;3- клин спиральный

Муфты ступенчатого цементирования типа МСЦ

При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведения операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Конструктивно муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах и смонтированную на его внешней поверхности обойму, образующую на части длины кольцевую полость, в которой размещена с возможностью осевого перемещения заслонка. Внутри корпуса расположены нижняя и верхняя втулки, также имеющие возможность осевого перемещения. В корпусе и обойме выполнены несколько соосно расположенных циркуляционных боковых отверстий. В корпусе муфты МСЦ-2 предусмотрены также сквозные пазы, в которых размещены сухари, жестко соединяющие заслонку с верхней втулкой. В исходном положении заслонка и втулки зафиксированы на корпусе с помощью срезных винтов, причем заслонка и верхняя втулка находятся выше циркуляционных отверстий, и нижняя втулка герметично перекрывает циркуляционные отверстия в корпусе.

Эластичные уплотнительные манжеты продавочной и запорной пробок при движении внутри обсадной колонны плотно прижимаются к ее стенкам и надежно отделяют тампонажный раствор от продавочной жидкости.

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка – в нижней части конусный пояс с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный пояс с уплотнением для посадки на седло нижней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответствии с ГОСТ 632–80 на обсадные трубы и до начала использования муфты

защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками.

Муфты ступенчатого цементирования в стволе скважин рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желоба.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, разработанные в б. ВНИИКРнефти, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметрами от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без разрыва (рис.4.20).

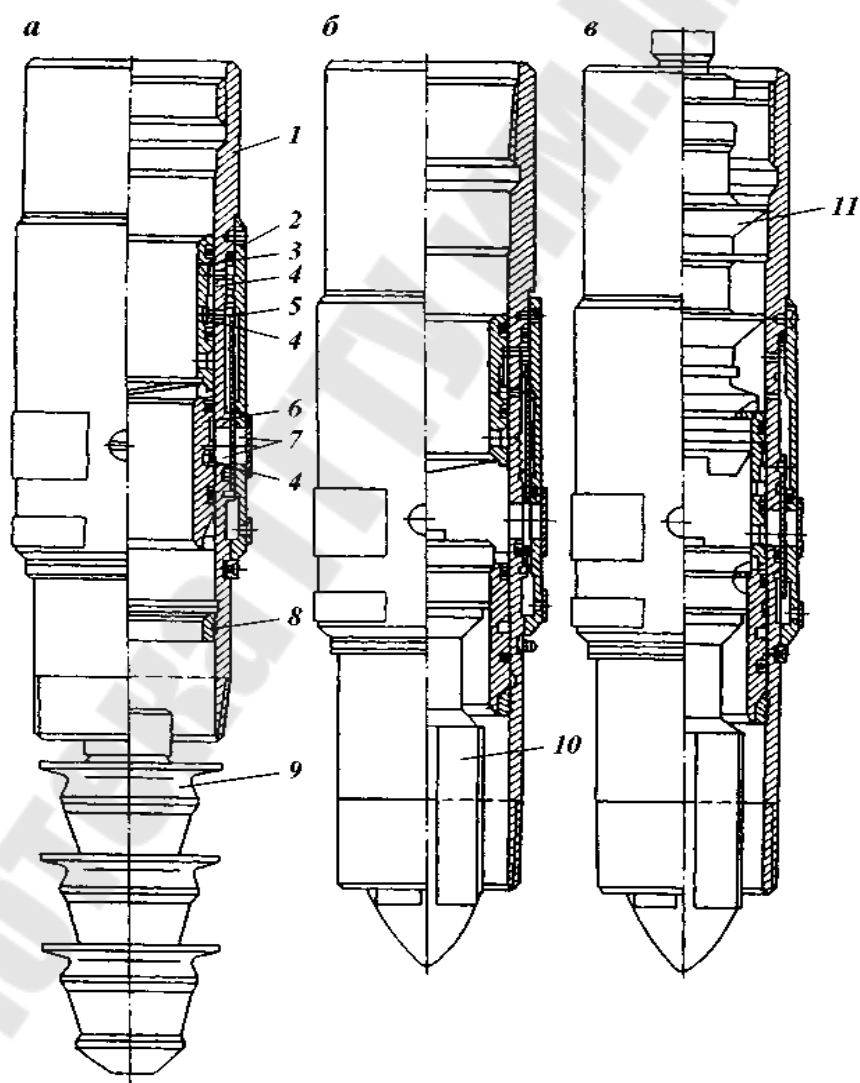


Рис.4.20 Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1: а – в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – обойма; 3, 6 – верхняя и нижняя втулки; 4 – срезной винт; 5 – заслонка; 7 – циркуляционные отверстия; 8 – упорное кольцо; 9, 10, 11 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

Муфты ступенчатого цементированья МСЦ-2 используют для оснащения обсадных колонн диаметрами 273–340 мм.

Ряд условных диаметров муфт соответствует ряду обсадных труб (ГОСТ 632–80) диаметрами от 140 до 245 мм. Максимальная допустимая рабочая температура – не более 100 °С. Избыточное давление, необходимое для срабатывания затворов цементировочных отверстий муфт, составляет 4–8 МПа.

4.16 Устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн. Разъединители

Хвостовики и секции обсадных колонн спускают в скважины на бурильных трубах, которые соединяют с обсадными с помощью различных устройств, носящих общее название – разъединители. Они предназначены для обеспечения безопасного спуска и цементированья хвостовиков или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб.

При разгрузке хвостовиков или секций обсадных колонн на забой скважины или друг на друга происходит изгиб колонны с различной интенсивностью. Отклонение от оси зависит от веса колонны, диаметра обсадных труб и радиального размера ствола скважины.

Для предотвращения изгиба хвостовики или секции обсадных колонн их подвешивают в стволе скважины с помощью подвесных устройств. При креплении скважин секциями обсадной колонны для глубинного соединения (стыковки) секций между собой используют соединители. В целях герметизации верхней части зацементированных хвостовиков или секций обсадной колонны применяют герметизирующие устройства, перекрывающие кольцевое заколонное пространство.

Все перечисленные средства оснащают необходимыми принадлежностями и составляют комплексы устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн. Эти комплексы имеют ряд модификаций, различающихся как принципом, так и конструктивными особенностями.

Разъединитель состоит из двух основных частей: неподвижной муфты, которая крепится к обсадным трубам, и подвижного ниппеля, соединенного с бурильными трубами, на которых в скважину спускают хвостовик или секцию обсадной колонны.

Все разъединители, у которых основной несущий рабочий элемент – левая резьба, носят общее название резьбовых.

Разъединители, у которых муфтовая и ниппельная части взаимодействуют друг с другом без помощи резьбы, объединены в группу безрезьбовых.

Действие резьбовых разъединителей заключается в отвинчивании бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны «вправо». Действие безрезьбовых разъединителей для разъединения пары муфта – ниппель не связано с вращением бурильной колонны.

Резьбовой разъединитель (рис. 4.21) оснащен принадлежностями, которые состоят из внутреннего пакерующего узла и секционной разделительной пробки.

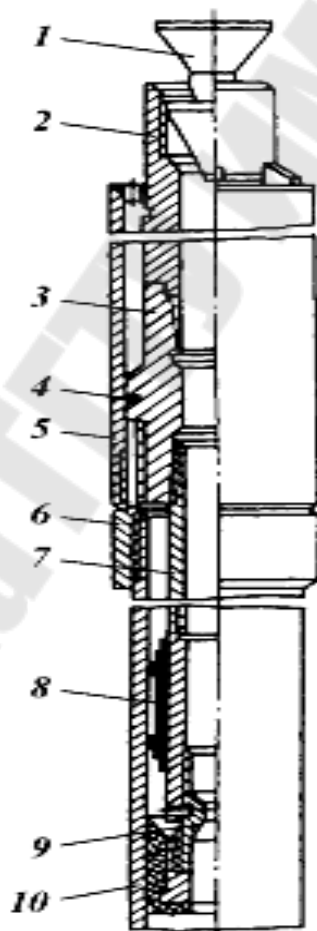


Рис.4.21 Резьбовой разъединитель:

1, 9 – верхняя и нижняя части секционной разъединительной пробки; 2 – переводник; 3 – ниппель с левой резьбой; 4 – уплотнительная манжета; 5 – раструб; 6 – муфта с левой резьбой; 7 – несущая труба; 8 – пакерующий узел; 10 – обсадные трубы хвостовика

Пакерующий узел предназначен для обеспечения циркуляции жидкости через башмак хвостовика (или секции) после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе. Наличие пакерующего узла позволяет предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовики или секцию обсадной колонны.

Нижнюю часть секционной пробки подвешивают на срезных калиброванных штифтах на конце патрубка, ввинчиваемого в ниппель разъединителя, а верхнюю помещают в цементировочную головку и при цементировании продвигают по бурильным трубам. При ее посадке в седло подвесной пробки возникает избыточное давление, штифты срезаются, и освободившаяся пробка вместе с верхней частью движется по обсадной колонне, разобщая тампонажный раствор и продавочную жидкость

Резьбовые разъединители рекомендуется применять для спуска хвостовиков или секций обсадных колонн, общая масса которых составляет не менее 5 т, а также в случаях, когда при креплении скважины не требуется вращать обсадную колонну.

При проверке разъединителя в процессе контрольного свинчивания вручную на поверхности следует подсчитать число полных оборотов и убедиться, что все витки левой резьбы входят в зацепление, а развинчивание осуществляется без затруднений.

В случае спуска хвостовиков или секций обсадной колонны массой более 100 т левую резьбу рекомендуется испытать приложением к разъединителю растягивающей нагрузки, превышающей массу спускаемых обсадных колонн на 200 – 300 кН. Выдержка под нагрузкой должна быть не менее 30 мин, после чего проверяют характер соединения и состояние левой резьбы. В случае затруднений при отвинчивании ниппельной части разъединитель бракуют.

Левое резьбовое соединение разъединителя при полном свинчивании часто оказывается негерметичным и пропускает жидкость даже при небольших перепадах давления. В связи с этим для обеспечения герметичности соединения над резьбовой частью ниппеля устанавливают резиновую самоуплотняющуюся манжету. В собранном виде разъединитель испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

Для смазывания левой резьбы разъединителя необходимо применять только тугоплавкие уплотнительные смазывающие

составы типа Р-113, а резиновые самоуплотняющиеся манжеты и пакерующие элементы изготавливать из нефтетермостойкой резины.

Кольцевое пространство между ниппелем и муфтой выше левой резьбы заполняют тугоплавким смазочным материалом. Левое резьбовое соединение после свинчивания вручную окончательно закрепляют цепным ключом с вращающим моментом примерно 500 Н·м (50кГс). Крепление левой резьбы машинными ключами не рекомендуется.

На практике также применяют резьбовые разъединители, дополнительно снабженные шлицевой парой, которые, находясь в зацеплении, позволяют вращать хвостовик или секцию обсадной колонны, поскольку воспринимают полностью усилие вращающего момента и исключают передачу его на левое резьбовое соединение. Верхняя часть шлицевой пары жестко связана с ниппелем разъединителя, а нижняя подвижно связана в осевом направлении с муфтой разъединителя и зафиксирована в ней срезными калиброванными штифтами.

Для вывода из зацепления шлицевой пары в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который свободно проходит в жидкости по трубам и перекрывает отверстие в нижней шлицевой втулке. Под действием внутреннего избыточного давления калиброванные штифты срезаются, и шлицевая втулка перемещается вниз, выходя из зацепления с верхней втулкой.

При разомкнутой шлицевой паре вращение бурильных труб «вправо» приведет к отсоединению их от обсадных труб по левой резьбе разъединителя.

К безрезьбовым разъединителям относят кулачковые, замковые и штифтовые.

Кулачковый разъединитель (рис.4.22) состоит почти из таких же основных деталей, как и резьбовой. Муфта и ниппель разъединителя связаны с помощью двух или трех кулачков, находящихся на ниппельной части, которые вводятся в соответствующие L-образные пазы муфты и в рабочем положении фиксируются штифтами. Конструкция кулачкового разъединительного устройства исключает возможность отсоединения бурильных труб от обсадных при вращении в скважине.

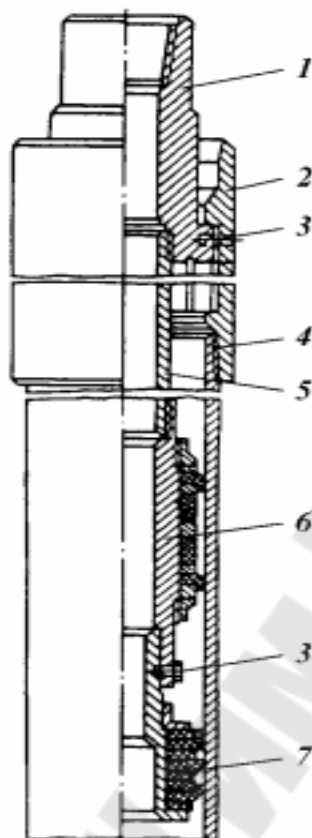


Рис.4.22 Кулачковый разъединитель: 1 – ниппель с кулачками; 2 – муфта с пазами; 3 – штифт; 4 – обсадные трубы спускаемого хвостовика; 5 – несущая труба; 6 – пакерующий узел; 7 – нижняя часть секционной разделительной пробки

Указанные устройства рекомендуется применять в скважинах, крепление которых осуществляют с проработкой осложненного ствола в процессе спуска хвостовика или секции.

В состав кулачкового разъединителя обязательно входит пакерующий узел, который представляет собой набор самоуплотняющихся резиновых манжет из износостойчивой нефтетермостойкой резины. Пакерующий узел устанавливают на несущей трубе, ввинчиваемой снизу во внутреннюю часть разъединителя.

Пакерующий узел герметизирует разъемные части кулачкового разъединителя до тех пор, пока резиновые элементы находятся внутри верхней трубы хвостовика или секции обсадной колонны. Поэтому его устанавливают, как правило, не под самым кулачковым ниппелем разъединителя, а на расстоянии 8 – 10 м от него.

Кулачковый разъединитель собирают следующим образом. На верхнюю обсадную трубу, внутреннюю поверхность которой предварительно очищают от окалины, грязи, пыли и смазывают, навинчивают муфту разъединителя. В муфту вставляют ниппельную часть в закрепленной на ней несущей трубой, которая оснащена пакерующим узлом и подвесной секционной пробкой.

Кулачки ниппеля совмещают со сквозными пазами муфты, а затем подачей ниппеля вниз вводят их до упора. Далее ниппель с введенными кулачками поворачивают вправо по радиальным пазам муфты на угол 90° и заряжают подачей кулачков вверх по ее глухим осевым пазам.

В заряженном рабочем положении муфту и ниппель кулачкового разъединителя фиксируют срезными калиброванными штифтами, которые рассчитывают на срез усилием 30 – 150 кН в зависимости от веса колонны труб и осевой нагрузки при возможной проработке ствола в процессе спуска хвостовика.

Чтобы разомкнуть разъединитель, его ниппельную часть опускают до среза штифтов и смещения кулачков по глухим пазам до упора. Затем ниппель поворачивают влево на угол 90° также до упора и по сквозным пазам движением ниппельной части вверх выводят кулачки из муфты разъединителя. При этом контролируют, чтобы перемещение кулачков вверх не превышало длины несущего патрубка с уплотнителями.

На кулачки действуют осевые срезающие и сминающие нагрузки от бурильных и обсадных труб. Они также воспринимают усилия крутящего момента при вращении труб, когда спуск хвостовика или секции обсадной колонны сопровождается проработкой ствола.

Кулачки должны выдерживать все воспринимаемые ими нагрузки и не подвергаться деформации, повреждениям или излому.

Прочность кулачкового разъединителя увеличивают, изменяя число кулачков или используя материал повышенной прочности, из которого изготовливают разъединитель.

Разъединитель в собранном виде испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление и проверяют на взаимодействие кулачкового ниппеля с муфтой.

Основные преимущества кулачкового разъединителя – возможность вращать колонну бурильных труб в процессе крепления скважин, предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадной

перед цементированием, а также использовать разделительные пробки при цементировании хвостовиков и секций обсадных колонн. Недостатки кулачковых разъединителей – сложность конструкции и необходимость разгрузки хвостовика или секции обсадной колонны для отсоединения от них бурильных труб.

В замковых разъединителях (рис.4.23) основные части устройства – муфта и ниппель – соединяются между собой запирающимся изнутри замком, который имеет шарообразную или иную форму.

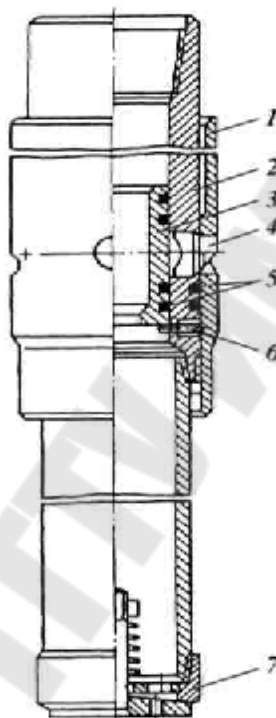


Рис. 4.23 Замковый разъединитель: 1 – муфта; 2 – ниппель; 3 – запорная втулка; 4 – замок; 5 – уплотнения; 6 – срезной штифт; 7 – обратный клапан

Замковые разъединители в отличие от кулачковых позволяют проводить все операции при спуске хвостовика: расхаживание с любой нагрузкой, вращение, промывку, а также цементировать обсадные трубы и отсоединять от них бурильные без разгрузки хвостовика или секций обсадных колонн. Замковый разъединитель является практически неразъемным при любых действующих на него внешних механических нагрузках.

Он работает следующим образом. После окончания цементировании обсадной колонны в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который, погружаясь в буровой раствор, достигает седла втулки. Далее в трубах создают избыточное давление,

усилием которого штифты срезаются, втулка перемещается в нижнее положение до упора и размыкает замковое соединение.

При последующей подаче бурильных труб вниз замки со скошенными концами падают внутрь разъединителя и отсоединяют бурильные трубы от обсадных. Затем бурильные трубы поднимают из скважины вместе с ниппельной частью разъединителя и находящимися внутри нее втулкой, шаром и замками.

Замковые разъединители позволяют спускать хвостовик или секцию обсадной колонны неограниченной массы в ствол скважины любой конфигурации с наличием осложнений, отсоединять бурильные трубы от обсадных без их разгрузки и расхаживать колонну труб, прикладывая усилия, ограниченные только прочностью труб.

Основной недостаток замковых разъединителей заключается в том, что при их использовании нельзя отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовик с применением цементируемых пробок и получением сигнала «стоп».

Штифтовые разъединители используют в основном при креплении скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн незначительной длины и массой до 5 т, а также при спуске в скважину цементируемых забойных фильтров при малых кольцевых зазорах.

Бурильные трубы соединяют с обсадными с помощью срезных штифтов, которые также являются несущими элементами разъединителя и должны срезаться только при нагрузке, превышающей массу обсадной колонны. Без пакерующего узла штифтовые разъединители не применяют.

Изготовленные штифты с расчетным диаметром $d_{ш}$, как правило, проверяют на срез опытным путем с помощью прессы. Очевидно, что усилие среза должно быть больше веса хвостовика или секции обсадной колонны.

Для комплектования разъединителя штифтами из одного и того же материала изготавливают два комплекта одинаковых штифтов: один – контрольный, который используют при испытании штифтов на срез, а другой – рабочий, который устанавливают в разъединителе.

Штифтовые разъединители также подвергают испытанию на герметичность избыточным давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое рабочее давление.

Как правило, хвостовики и секции обсадных колонн цементируют после предварительного среза штифтов разъединителя.

Бурильные трубы отсоединяют от обсадных после проверки надежности подвески плавной разгрузкой колонны до «собственного веса» бурильных труб.

4.17 Подвесные устройства

Существуют три принципиально различающихся способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин:

- на цементном камне;
- на клиньях;
- на опорной поверхности.

Хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают на цементном камне как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважины непосредственно в процессе их цементирования.

Основное требование для осуществления этого способа подвески – необходимость обязательного подъема тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Для подвески хвостовиков и секций обсадных колонн, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют однотипные устройства, различающиеся незначительными конструктивными особенностями.

Узел подвески, образующий устройство этого вида, размещают в ниппельной части разъединителя любого типа.

Для данного вида подвесок общими являются следующие конструктивные и эксплуатационные признаки:

- бурильные трубы остаются неподвижными в течение всего процесса крепления скважин и ОЗЦ;
- боковые промывочные отверстия устройств открываются с помощью прокачиваемых по бурильным трубам металлических шаров или резиновых пробок, продавочную жидкость закачивают по расчету и в основном без получения сигнала «стоп».

На (рис. 4.24, а) изображен общий вид такого устройства.

Подвесное устройство с прокачиваемой пробкой подготавливают следующим образом. В верхний патрубок ниппельной части разъединителя напротив боковых промывочных отверстий вставляют втулку с уплотнительными кольцами и закрепляют ее калиброванными срезными штифтами.

Затем полностью соединяют разъединитель и подвергают его гидравлическому испытанию на герметичность. При этом не

допускается истечение жидкости через боковые промывочные отверстия.

Далее разъединитель спускают в скважину на глубину до 25 м, прокачивают резиновую пробку, устанавливают характер ее взаимодействия с втулкой, определяют давление для среза штифтов, поднимают разъединитель на поверхность и проверяют состояние подвешного узла.

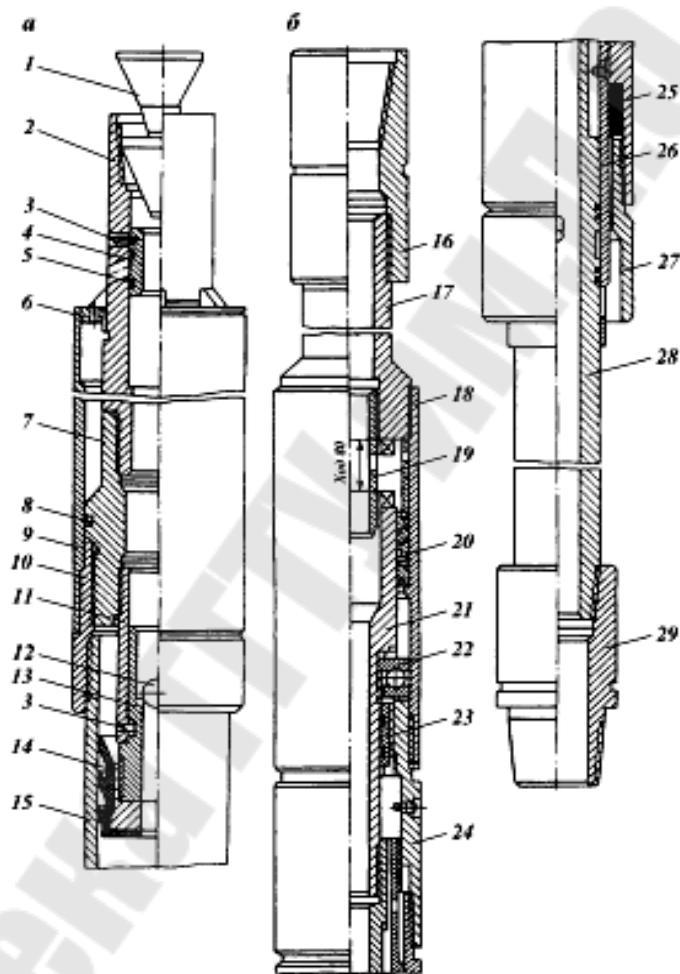


Рис.4.24 Устройства для подвески хвостовиков и секций обсадной колонны на цементном камне в обсаженном стволе с резьбовым разъединителем (а) и в необсаженном стволе (б): 1 – управляемая пробка; 2 – удлинитель; 3 – срезной штифт; 4 – запорная втулка; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – крышка; 7 – ниппель разъединителя; 8 – манжета; 9 – раструбная часть разъединителя; 10 – муфта разъединителя; 11 – несущий патрубок; 12 – шар; 13 – седло; 14 – подвесная разделительная цементировочная пробка; 15 – обсадная труба; 16 – замковая муфта; 17 – переводник корпуса; 18, 24, 25 – соответственно верхняя, средняя и нижняя части корпуса; 19 – патрубок; 20 – набор манжетных уплотнителей; 21, 28 – верхняя и нижняя секции шпинделя; 22 – упорный подшипник качения; 23 – радиальный подшипник скольжения; 26 – золотник; 27 – нажимная гайка; 29 – замковый ниппель

При отсутствии каких-либо повреждений подвесной узел снова подготавливают к работе. При этом устанавливают новые резиновые уплотнители и срезные штифты.

Собранный разъединитель с подготовленным подвесным узлом повторно подвергают опрессовке и затем используют непосредственно при креплении скважин

Если при цементировании хвостовиков или секций обсадной колонны с подвеской на цементном камне применяют металлический шар, то в подготовительные работы включают следующие этапы:

1) спуск устройства в скважину на бурильных трубах на глубину, на которой будет установлена верхняя часть обсадной колонны;

2) промывку скважины с подачей, не превышающей запланированную при закачке продавочной жидкости в процессе цементировании хвостовика;

3) фиксирование значения установившегося давления при промывке с заданным режимом;

4) сбрасывание в трубу металлического шара и прокачивание его при заданной подаче насосов;

5) определение времени движения шара по трубам до момента среза штифтов и давления, при котором были срезаны штифты;

6) подъем устройства из скважины, разборка и проверка его состояния.

Полученные результаты предварительного испытания учитывают непосредственно при выполнении работ по цементированию хвостовика или секции обсадной колонны.

При этом последняя часть продавочной жидкости, равная объему бурильных труб и закачиваемая вместе с шаром, должна нагнетаться в скважину цементировочными агрегатами с той же подачей, которая была при предварительном испытании.

Рекомендуется устанавливать штифты такого диаметра и прочности, чтобы избыточное давление при их срезе на 5 – 7 МПа превышало рабочее давление при цементировании.

После среза штифтов и открытия боковых промывочных отверстий непрерывно промывают скважину прямой и обратной циркуляцией с максимально возможной подачей цементировочных агрегатов до тех пор, пока не будет удален весь тампонажный раствор, находящийся за бурильными трубами.

Далее периодически промывают скважину до конца срока схватывания тампонажного раствора у верхней границы обсадной колонны, после чего бурильные трубы отсоединяют от обсадных и поднимают на поверхность.

При подвеске хвостовиков и секций обсадных труб, когда нижняя часть бурильной колонны находится в необсаженной части ствола и возникает опасность ее прихвата, применяют устройство, изображенное (на рис.4.24, б). В отличие от других это подвесное устройство многократного действия. Оно позволяет удерживать и цементировать обсадные трубы в растянутом состоянии с применением разделительных пробок, получать сигнал «стоп», вращать бурильную колонну без отсоединения ее от обсадной в течение всего времени ОЗЦ, а также использовать разъединительные устройства любого типа.

Подвеска включает составной корпус, подвешиваемый на бурильных трубах, двухсекционный шпindel, смонтированный внутри этого корпуса на упорном подшипнике качения, радиальный подшипник скольжения, золотник, который перекрывает радиальные отверстия шпинделя, наклоненные к его оси. Верхний торец шпинделя и нижняя часть переводника корпуса оборудованы кулачками, которые при вводе их в зацепление и последующем вращении взаимодействуют и обеспечивают отсоединение бурильных труб от обсадных. Наружная верхняя часть золотника и внутренний выступ средней части составного корпуса имеют трапецеидальную резьбу, на которой при вращении бурильных труб и, следовательно, составного корпуса происходит осевое перемещение золотника из крайнего нижнего положения в крайнее верхнее. Крайнее нижнее положение золотника определяется по совпадению его выступающего из корпуса торца с риской на наружной поверхности шпинделя. Корпус устройства заканчивается нажимной гайкой, нижняя часть которой выполнена в виде кожуха, образующего зазор между его внутренней поверхностью и золотником. Гайка одновременно поджимает манжетные уплотнения и направляет поток бурового раствора, прокачиваемого через радиальные отверстия шпинделя.

Тампонажный раствор, поднятый при цементировании выше обсадной колонны, вымывается из скважины через эти отверстия. Упорный шарикоподшипник и подшипник скольжения работают в масляной ванне, которая имеет два закрывающихся пробками отверстия (для подачи масла и выхода воздуха).

Принцип действия подвешного устройства заключается в следующем.

В исходном положении весь поток циркулирующей жидкости проходит через башмак обсадной колонны. После окончания ее цементированья и получения сигнала «стоп» вращением бурильной колонны вправо без какой-либо разгрузки приподнимают золотник, открывают боковые промывочные отверстия в подвешном устройстве и вымывают весь тампонажный раствор, поднятый выше обсадных труб. При этом периодически вращают колонну ротором в течение всего времени промывки в период ОЗЦ. Продолжительность и периодичность вращения бурильных труб для исключения их прихватов устанавливают в каждом конкретном случае.

После окончания срока схватывания тампонажного раствора циркуляцию жидкости прекращают и колонну бурильных труб плавно опускают, пока нагрузка на крюке не станет соответствовать весу бурильной колонны. При этом торцовые кулачки подвески входят в зацепление друг с другом, давая возможность вращать ниппельную часть разъединителя и отсоединять бурильные трубы от зацементированного хвостовика или секции обсадной колонны.

Подвески типа ЦП также можно использовать при подвешивании хвостовиков и секций обсадных колонн в обсаженной части ствола.

Подготовка подвешного устройства к работе начинается с заполнения масляной камеры маслом, при этом золотник должен занимать крайнее нижнее положение. Для этого в условиях буровой устройство укладывают на мостки вверх отверстиями для ввода смазочного материала, вывинчивают из них пробки и через одно из этих отверстий заполняют масляную камеру, используя дизельное масло МТ-16.

Затем регулируют положение золотника таким образом, чтобы его выступающий из корпуса торец оказался совмещенным с риской на наружной поверхности шпинделя подвески. Подготовленное устройство опрессовывают водой на давление 22,5 МПа. При этом истечение воды через уплотнения между золотником и шпинделем, а также подтекание масла через манжетные уплотнения между золотником и корпусом не допускаются.

Подготовленную к работе подвеску типа ЦП собирают на мостках с разъединителем, заранее закрепленным на обсадной трубе. Затем собранную систему подают в буровую, закрепляют резьбовые

соединения подвески с ниппелем разъединителя машинными ключами, устанавливают сборку на элеватор и вращением части подвески цепным ключом проверяют характер перемещения золотника и его положение относительно боковых промывочных отверстий. При этом подсчитывают число оборотов корпуса. Далее собранную систему снова укладывают на мостки.

После спуска в скважину на заданную глубину хвостовика или секции обсадкой колонны на бурильных трубах приступают к цементировочным работам. При этом вращение бурильных труб должно быть исключено.

В процессе цементирования хвостовика трубы расхаживают для предотвращения их прихвата. После получения сигнала «стоп» избыточное давление в колонне снижают до атмосферного. Устанавливают ведущую трубу и вращением бурильной колонны вправо приподнимают золотник подвесного устройства в крайнее верхнее положение. Затем восстанавливают циркуляцию через боковые промывочные отверстия подвески и промывают скважину, периодически вращая бурильную колонну до полного удаления тампонажного раствора, поднятого над обсадными трубами.

После истечения заданного периода ОЗЦ бурильные трубы подают вниз с разгрузкой до «собственного веса» и одновременной промывкой скважины одним насосом при подаче 10 л/с. При этом кулачки подвески сходятся, давление повышается, и буровой насос останавливают.

Если при креплении скважины применяли резьбовой разъединитель, то последующим вращением бурильных труб вправо их отсоединяют от обсадных, приподнимают над верхней частью хвостовика, восстанавливают циркуляцию и после непродолжительной промывки подвесное устройство поднимают на поверхность.

После подъема из скважины подвесное устройство промывают водой, очищают, смазывают и хранят под навесом на выкладках. Это устройство можно применять многократно.

На клиньях хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают только в обсаженной части скважины, где практически мал износ внутренней поверхности обсадных труб. Основным принцип этого способа подвешивания заключается в том, что спускаемую часть обсадной колонны заклинивают, вводя клиновидные плашки,

расположенные на ее наружной поверхности, в кольцевой межколонный зазор.

Клиновое подвесное устройство устанавливают под разъединителем. Оно служит для цементирования обсадных колонн в растянутом состоянии после отсоединения бурильных труб от обсадных. Подвеску на клиньях можно осуществлять при наличии поглощений любой интенсивности.

Клиновые подвесные устройства невозможно применять в следующих случаях:

- 1) при малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30 мм);
- 2) при спуске обсадной колонны в скважину, сопряженном с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика или секции;
- 3) при значительном износе внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска; ,
- 4) при весе спускаемого хвостовика или секций обсадной колонны, превышающем 10 кН.

По принципу действия клиновые подвесные устройства подразделяют на механические и гидравлические.

Механическая клиновая подвеска (рис.4.25) состоит из цилиндрического корпуса 8, верхняя часть которого заканчивается муфтой 1 с конусообразной наружной поверхностью, предназначенной для распора при скольжении по ней клиновых плашек. На корпус свободно надет перемещаемый по нему в осевом и радиальном направлениях узел подвески, со стоящий из пружинного арочного центратора 6 и расположенных выше него четырех клиновидных плашек 2, каждая из которых связана с центратором посредством вертикальных пластин 3 одинакового размера. Каждая пластина верхним концом скреплена с соответствующей плашкой, а нижние концы пластины прикреплены к верхнему кольцу центратора 4. Это кольцо имеет крючок, который замыкается на ввинчиваемый в корпус штифт.

Клиновидные плашки имеют гладкую внутреннюю поверхность, которая обеспечивает скольжение плашек на конусообразной муфте 1, а снаружи – зубцы для качественного контакта с поверхностью обсадной трубы, на участке которой работают клинья и осуществляется подвеска хвостовика. Штифт 5 ввинчивают в корпус 8 после того, как на него будет надет центратор с клиновидными плашками.

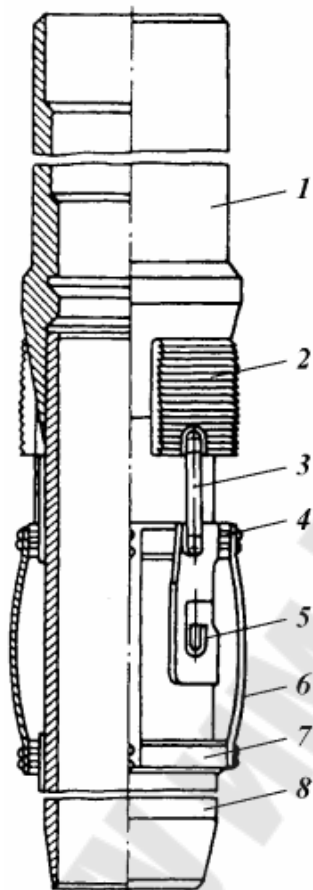


Рис. 4.25. Механическая клиновья подвеска в транспортном положении:
 1 – конусообразная муфта; 2 – клиновые плашки; 3 – соединительная пластина; 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинный центратор; 8 – корпус

Он предназначен для удержания клиньев в транспортном положении при спуске хвостовика или секций обсадной колонны.

Размер центратора должен соответствовать внутреннему диаметру обсадной колонны.

Клиновое устройство устанавливают на первой трубе под разъединителем в транспортном состоянии с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

После спуска хвостовика на заданную глубину колонну труб приподнимают на необходимую высоту и поворачивают влево. При этом штифт, повернутый совместно с корпусом, выходит из зацепления с крючком, который остается неподвижным относительно

корпуса подвески вследствие действия сил трения при взаимодействии распертого центратора со стенками обсадной колонны.

Далее колонну плавно подают вниз, конусообразная муфта начинает входить в клиновидные плашки, раздвигая их до полного расклинивания в кольцевом межколонном зазоре. Хвостовик остается подвешенным на клиновидных плашках, упирающихся в стенки обсадной трубы предыдущей колонны.

Затем общий вес колонны (бурильных и обсадных труб) снижают на значение веса обсадных труб, вращением бурильных труб вправо отсоединяют их от обсадных и приступают к цементированию подвешенного на клиньях хвостовика.

Принцип работы клинового подвесного устройства гидравлического действия (рис.4.26) заключается в использовании механизма передачи усилий внутреннего избыточного давления через гидравлический канал связи на поршень, взаимодействующий с клиновидными плашками подвески. При этом поршень распирает их между конусообразной муфтой и стенками обсадной колонны. Одновременно колонну труб подают вниз и подвешивают хвостовик на клиньях.

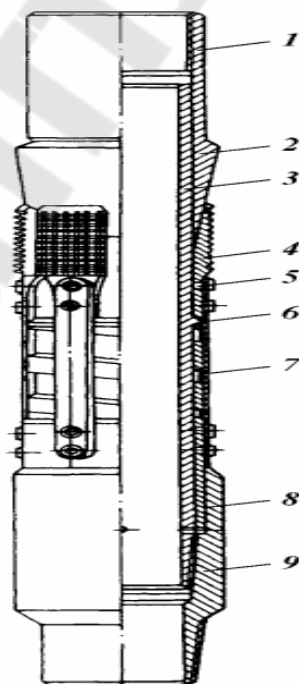


Рис.4.26. Клиновое подвесное устройство гидравлического действия: 1 – обсадная труба; 2 – конусообразная муфта; 3 – корпус; 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинная планка центратора; 8 – поршень; 9 – соединительная муфта

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков или первых секций сплошных обсадных колонн на различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

Каждому из указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

В отличие от подвесок на цементном камне эта группа устройств может быть использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины. При нарушении этого условия, в случае установки хвостовика или секции обсадной колонны выше намеченной глубины, устройство не дойдет до упора и не сработает. В связи с этим способ подвески на упоре применяют в тех скважинах, где не наблюдаются случаи преждевременной остановки колонн при их спуске.

При креплении скважины хвостовиком или секцией обсадной колонны необходимо, чтобы глубина скважины была больше глубины установки башмака колонны примерно на 10 м.

Подвеска на упоре в ранее спущенной колонне заключается в применении подпружинивающих кулачков, которыми оборудуется верхняя часть спускаемого хвостовика. При движении хвостовика вниз кулачки прижимаются к стенкам предыдущей колонны и скользят по ним. При достижении кулачками внутренних проточек, выполненных в предыдущей колонне, они входят в проточки и обеспечивают зависание спускаемого хвостовика. Площадь контакта опорных поверхностей такова, что практически обеспечивается подвеска колонны неограниченного веса.

Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика (рис.4.27, а) осуществляют с помощью опорной втулки, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости.

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков или первых секций сплошных обсадных колонн на

различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

Каждому на указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

В отличие от подвесок на цементном камне эта группа устройств может быть использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины.

При нарушении этого условия, в случае установки хвостовика или секции обсадной колонны выше намеченной глубины, устройство не дойдет до упора и не сработает.

В связи с этим способ подвески на упоре применяют в тех скважинах, где не наблюдаются случаи преждевременной остановки колонн при их спуске.

При креплении скважины хвостовиком или секцией обсадной колонны необходимо, чтобы глубина скважины была больше глубины установки башмака колонны примерно на 10 м.

Подвеска на упоре в ранее спущенной колонне заключается в применении подпружинивающих кулачков, которыми оборудуется верхняя часть спускаемого хвостовика. При движении хвостовика вниз кулачки прижимаются к стенкам предыдущей колонны и скользят по ним. При достижении кулачками внутренних проточек, выполненных в предыдущей колонне, они входят в проточки и обеспечивают зависание спускаемого хвостовика.

Площадь контакта опорных поверхностей такова, что практически обеспечивается подвеска колонны неограниченного веса.

Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика (рис. 4.27, а) осуществляют с помощью опорной втулки, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости.

Наружный диаметр втулки должен быть больше наружного диаметра зацементированного хвостовика, на котором подвешивают колонну.

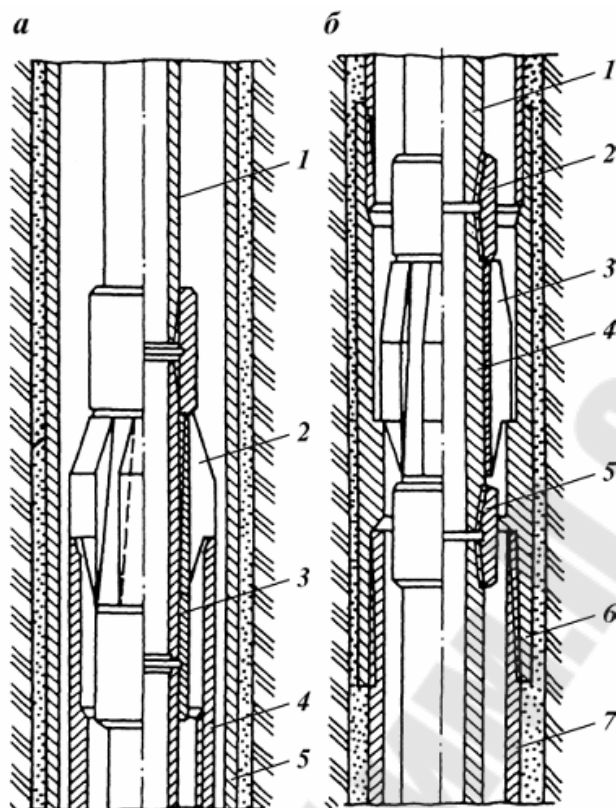


Рис. 4.27. Схема упорной подвески на кулачках:

- а) – спускаемая секция обсадной колонны с упором на верхней части зацементированного хвостовика; 1 – спускаемая секция обсадной колонны; 2 – стопорная втулка; 3 – муфта; 4 – зацементированный хвостовик; 5 – промежуточная обсадная колонна;
- б) – хвостовик на упоре в двухразмерной колонне; 1 – спускаемый хвостовик; 2, 5 – муфты; 3 – опорная втулка; 4 – патрубок; 6 – переводная муфта; 7 – первая промежуточная колонна

Упорную подвеску спускаемого хвостовика в двухразмерной обсадной колонне (рис. 4.27, б) проводят в переходной части труб разных диаметров также с помощью аналогичной втулки.

Чтобы осуществить такую подвеску, необходимо предусмотреть в переводниках для двухразмерных колонн специальную площадку для установки опорной втулки.

Для соединения спускаемых секций обсадных колонн с предыдущими существует несколько разновидностей устройств, обеспечивающих стыковку секций на глубине и образование с их помощью сплошной обсадной колонны.

Соединители подразделяют на устройства для соединения цементируемых и нецементируемых (съёмных) секций обсадной колонны.

Ко всем соединительным устройствам предъявляют следующие основные требования: обеспечение соосности соединяемых секций, проходимости через них долот, а также различных инструментов и приборов; создание надежного герметичного соединения секций обсадных колонн.

Соединители для неразъемного соединения секций оснащены замком, который взаимодействует с раструбом разъединителя.

Секции стыкуются следующим образом. Ниппель соединителя вводят в раструб, предохранительная втулка садится на торец раструба, и индикатор веса показывает «посадку колонны».

При этом усилие разгрузки не должно превышать усилия среза штифтов, удерживающих предохранительную втулку на ниппеле соединителя.

Далее подбирают длину обсадных труб на верхнем конце секции с расчетом, чтобы при конечной глубинной стыковке оставался свободным ход вверх и вниз ее нижнего конца, а вся секция оказалась жестко подвешенной на колонном фланце.

Подобрав нужные по длине трубы с установкой на верхней трубе конусообразной подвесной муфты и заменив ими верх секции, разгружают колонну до момента срезания предохранительной втулки и вывода уплотнений из транспортного положения в рабочее.

При этом на индикаторе веса восстанавливается показание полного веса нецементированной секции.

Измеряя свободный ход, секцию подают вниз до тех пор, пока конусообразная муфта не окажется подвешенной на колонном фланце.

4.18 Тампонажные материалы и буферные жидкости

Тампонажные материалы – это такие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превратиться в твердый непроницаемый камень.

В зависимости от вида вяжущего материала тампонажные материалы делятся на:

- 1) тампонажный цемент на основе портландцемента;
- 2) тампонажный цемент на основе доменных шлаков;
- 3) тампонажный цемент на основе известково-песчаных смесей;
- 4) прочие тампонажные цементы (белиловые и др.).

При цементировании нефтяных и газовых скважин применяют только два первых вида – тампонажные цементы на основе портландцемента и доменных шлаков.

К тампонажным цементным растворам предъявляются следующие основные требования:

- подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;

- структурообразование раствора, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро;

- цементный раствор на стадиях загустевания и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;

- цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно- и температуроустойчивым, а его контакты с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под действием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при различных технологических операциях.

В зависимости от добавок тампонажные цементы и их растворы подразделяют на: песчаные, волокнистые, гельцементные, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низким показателем фильтрации, водоземulsionные, нефтецементные и другие.

В настоящее время номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака содержит:

1) тампонажные портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент - для скважин с температурой до 50°С, «горячий» - для температур до 100°С, плотность раствора 1880 кг/м³);

2) облегченные цементы для получения растворов плотностью 1400 – 1600 кг/м³ на базе тампонажных портландцементов, а также на основе шлакопесчаной смеси (до температур 90 - 140°С), при этом в качестве облегчающих добавок используют глино-порошки или молотые пемзу, трепел, опоку и другие компоненты;

3) утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2150 кг/м³ на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а

также шлакопесчаной смеси для температур 90 - 140°C (в качестве утяжеляющих добавок используют магнетит, барит и др.);

4) термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой 90 - 140 и 140 - 180°C;

5) низкогигроскопичные тампонажные цементы, предназначенные для длительного хранения.

Регулируют свойства цементных растворов изменением водоцементного отношения (В:Ц), а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

В практике бурения в большинстве случаев применяют цементный раствор с В:Ц = 0,4 - 0,5. Нижний предел В:Ц ограничивается текучестью цементного раствора, верхний предел - снижением прочности цементного камня и удлинением срока схватывания.

Способность тампонажных цементах после затворения водой к структурообразованию и твердению (превращению в камень) обусловила их применение в качестве тампонажных материалов для цементирования скважин.

Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в скважину насосами цементировочных агрегатов. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому процесс разобщения пластов называют цементированием.

Формирование потока тампонажного раствора и его «удобоукладываемость» в заколонном пространстве во многом зависят от реологических свойств тампонажного раствора.

Реологическую характеристику тампонажных растворов можно существенно улучшить путем применения различных реагентов.

К ускорителям относятся хлористые кальций, калий и натрий; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода; хлористый алюминий. Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют схватывание при низких температурах (до 40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора также химические реагенты, такие как гидролизированный полиакрилонитрил,

карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда, конденсированная сульфит-спиртовая барда, нитролигнин.

Перечисленные реагенты оказывают комбинированное действие. Все они понижают фильтрацию и одновременно могут увеличивать или уменьшать подвижность цементного раствора.

Для приготовления цементного раствора химические реагенты растворяют предварительно в жидкости затворения (вода).

Утяжеляющие, облегчающие и повышающие температуростойкость добавки смешивают с вяжущим веществом в процессе производства (специальные цементы) или перед применением в условиях бурового предприятия (сухие цементные смеси).

Пригодность тампонажных растворов к прокачиванию для цементирования скважин определяется началом схватывания.

Температура – главный фактор, резко изменяющий сроки схватывания и время загустевания тампонажных растворов.

Давление оказывает меньшее влияние. С возрастанием давления от атмосферного до 60 МПа сроки схватывания сокращаются более чем вдвое. При одновременном воздействии температуры и давления сокращение сроков схватывания еще больше.

Тампонажные цементы, из которых изготавливают тампонажные растворы, **можно классифицировать** по следующим признакам:

- 1) вещественному составу;
- 2) температуре применения;
- 3) плотности тампонажного раствора;
- 4) устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод;
- 5) линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

1) По вещественному составу в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяют на 2 группы:

1 – без добавок, 2 – с добавками.

2) По температуре применения (°С) тампонажные цементы подразделяют на 7 групп:

- 1 – для низких температур (ниже 15);
- 2 – для нормальных температур (от 15 до 50);
- 3 – для умеренных температур (от 50 до 100);
- 4 – для повышенных температур (от 100 до 150);
- 5 – для высоких температур (от 150 до 250);

6 – для сверхвысоких температур (выше 250);

7 – для циклически меняющихся температур.

3) По плотности тампонажного раствора (кг/м³) тампонажные цементы делят на 5 групп:

1 – легкие (ниже 1400);

2 – облегченные (1400–1650);

3 – нормальные (1650–1950);

4 – утяжеленные (1950–2300);

5 – тяжелые (выше 2300).

4) По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяют на 5 групп:

1 – устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам;

2 – устойчивые к сульфатным и хлоркальциево-натриевым водам;

3 – устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам;

4 – устойчивые к магниальным водам;

5 – устойчивые к полиминеральным водам.

5) – По уровню линейных деформаций твердеющего цементного камня – тампонажные цементы в зависимости от содержания в них оксидов кальция, магния и дозы гипса, а также гелеобразующих компонентов, влияющих на степень усадки цементного камня, – разделяют на 3 группы:

1) – низко-деформационные;

2) – средне-деформационные;

3) – высоко-деформационные.

Кроме того, для цементирования обсадных колонн в особых условиях применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения используют воду с растворенными солями (до насыщения - рассолами), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

Буферные жидкости при цементировании скважин

Буферная жидкость – это промежуточную жидкость между буровым раствором, – чаще всего используемым в качестве продавочной жидкости, – и тампонажным раствором, которая

способствует повышению качества цементирования скважин и облегчает проведение процесса цементирования. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост давления в 1,4–1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4 – 0,6.

В настоящее время в мировой практике используются около 100 рецептур буферных жидкостей, что связано с применением их для решения большого круга задач, возникающих при цементировании. С целью выбора для каждой конкретной операции оптимальных рецептур разработаны различные классификации.

Классификация буферных жидкостей по их свойствам и составу положена в основу действующего ОСТа.

По физическим свойствам буферные жидкости подразделяются на вязкоупругие и вязкие, которые, в свою очередь, делятся на высоковязкие и низковязкие. Большинство буферных жидкостей – низковязкие.

В комплексе мероприятий, повышающих качество цементирования обсадных колонн за счет обеспечения высокой степени вытеснения бурового раствора из колонного пространства и удаления глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

По составу применяемые буферные жидкости можно разделить на:

- однофазные;
- двухфазные;
- трехфазные;
- многофазные.

К однофазным относятся вода, вода с растворенными материалами (хлористый натрий, хлористый кальций, пирофосфат натрия), нефть, газ, кислоты (грязевая, соляная).

Двухфазные буферные жидкости состоят из жидкости и твердых нерастворимых (обычно абразивных) добавок (вода с пуццоланом, вода с кварцевым песком или цементом, нефть с песком или баритом).

Трехфазные буферные жидкости состоят из жидкой (вода, нефть), газообразной (азот, воздух) фаз и твердых веществ (кварцевый песок, пуццолан, цемент). В них вводят также хорошо

растворимые реагенты (диспергаторы, эмульгаторы, стабилизаторы, турбулизаторы и др.).

Многофазные буферные жидкости включают в себя, кроме жидкой, газообразной фаз и химических реагентов, разнообразные твердые вещества.

Известны буферные жидкости, каждый компонент которых выполняет определенные функции.

Универсальные буферные жидкости, пригодные для широкого использования при всех условиях бурения, отсутствуют, поэтому в отечественной практике применяют следующие виды буферных жидкостей: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот и воду.

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретными буровым и тампонажным растворами.

При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве необходимо выполнение условия, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к их средним значениям для разобщаемых жидкостей.

Эффективность очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора повышают, применяя комплексные буферные жидкости. Первая их часть представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая – жидкостью, обладающей высокой физико-химической активностью. Для головной части составной буферной жидкости лучшими являются вязкоупругие разделители.

Для предотвращения ухудшения технологических свойств некоторого объема буферной жидкости и тампонажного раствора вследствие их частичного смешения при течении в обсадной колонне, а также для улучшения качества цементирования призабойной зоны

после закачки буферной жидкости следует вводить нижнюю цементирующую пробку.

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не рекомендуется использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает проницаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

Буферные жидкости классифицируют по их основе: на водной, нефтяной, полимерной или на основе других органических соединений.

По воздействию на стенки скважины выделяют абразивные и неабразивные буферные жидкости; в составе первых содержатся кварцевый песок, опока или другие абразивы, способные разрушать глинистую корку на стенках скважины.

Кроме того, буферные жидкости могут различаться по степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (в результате добавок кислот, щелочей, растворов ПАВ), плотности и устойчивости к температурному воздействию.

4.19 Оборудование для цементирования скважин

В процессе цементирования скважин необходимо использовать следующее оборудование: цементирующие агрегаты, цементосмесители, осреднительную емкость, станцию контроля процесса цементирования, блок манифольда и цементирующую головку.

Цементирующий агрегат (рис. 4.28 и 4.28,а) предназначен для приготовления цементного раствора, закачки цементного раствора в обсадную колонну и прокачки цементного раствора, бурового раствора до кольца «Стоп».

Цементирующий агрегат (рис. 4.28) состоит из следующих основных узлов: автомобиля, на котором вдоль оси шасси установлен цементирующий насос, приводимый от ходового двигателя через коробку отбора мощности.

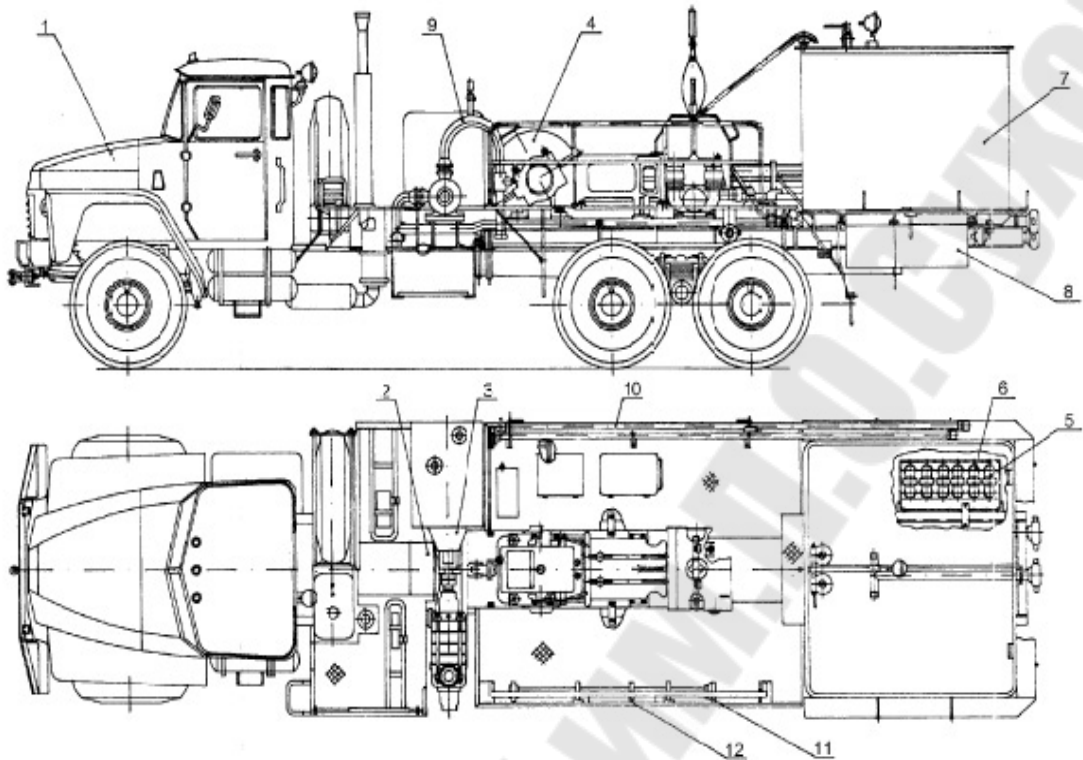


Рис. 4.28. Конструкция цементировочного агрегата: 1 – шасси автомобиля; 2 – коробка отбора мощности; 3 – блок водоподающий с центробежным насосом; 4 – насос; 5 – колено шарнирное; 6 – колено шарнирное сдвоенное; 7 – бак мерный с донными клапанами; 8 – бачок цементный; 9 – манифольд

Нагнетательная линия высокого давления при помощи быстросъемных соединений легко присоединяется к цементировочной головке, установленной на устье скважины. Основной и наиболее ответственной частью агрегата является цементировочный насос, с помощью которого закачивают цементировочный раствор и продавочную жидкость. Насос имеет разветвленную приемную (всасывающую) линию, соединяющую его с мерным баком через задвижку и позволяющую осуществлять двусторонний забор цементировочного раствора.



Рис.4.28,а Общий вид цементирующего агрегата УНБ – 125х32

Цементосмесительная установка (рис. 4.29) предназначена для транспортирования сухих тампонажных материалов, регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин. Применяются различные типы цементно-смесительных машин: СМ-10, 2СМН-20, СПМ-20 др. В данном случае цифры 10, 20 и т. п. обозначают количество цемента (в т), которое возможно поместить, в бункер смесительной машины.

Осреднительная емкость предназначена для выравнивания плотности и дегазации цементного раствора. Представляет собой также автомобиль, на шасси которого смонтированы осадительные бункеры.

Станция контроля процесса цементирования, также установленная на шасси автомобиля, необходима для контроля за процессом цементирования, она фиксирует показания количества закачиваемого цементного раствора и количества продавочной жидкости, а также изменение давления в процессе цементирования и окончания цементации давлением «Стоп».

Блок манифольда предназначен для обвязки всех агрегатов и цементирующей головки (рис.4.30). Он состоит из коллектора высокого давления для соединения ЦА с устьем скважины и коллектора низкого давления для распределения воды и продавочной жидкости, подаваемой к ЦА. Блок манифольдов, как правило, оборудован грузоподъемным устройством.

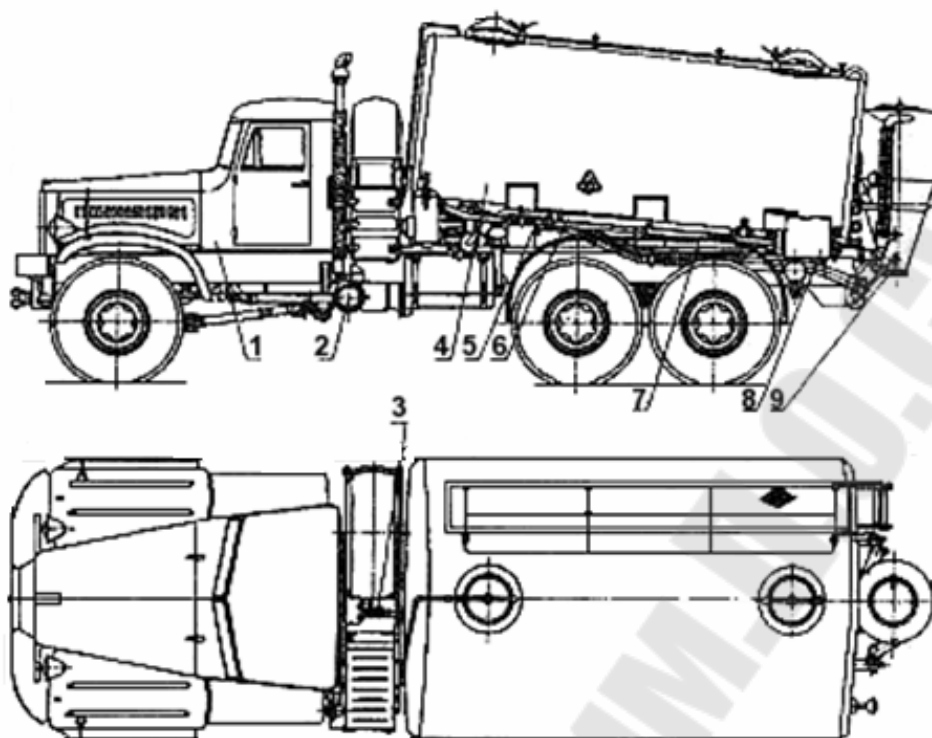


Рис. 4.29. Конструкция цементосмесительной установки: 1 – автошасси; 2 – искрогаситель; 3 – трансмиссия; 4 – цистерна; 5 – пневмосистема; 6 – манифольд; 7 – брызговик; 8 – пульт управления; 9 – гидросмесительное устройство

Цементировочная головка (рис. 4.30) предназначена для герметизации устья скважины и присоединения к ней нагнетального трубопровода (блока манифольда) цементировочных агрегатов.

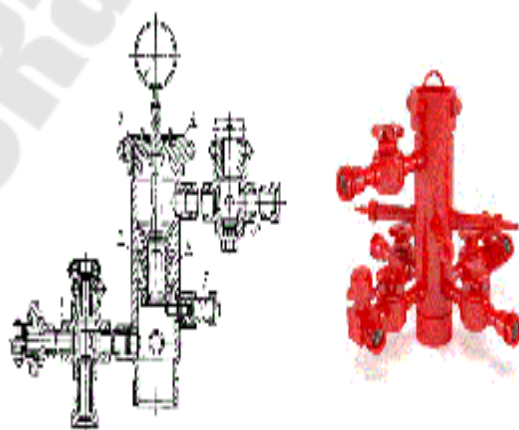


Рис. 4.30. Головка цементировочная универсальная ГЦУ: 1 – обвязка; 2 – корпус; 3 – крышка; 4 – накидная гайка; 5 – пробковый кран; 6 – цементная пробка; 7 – стопорный винт

Схема обвязки оборудования при цементировании скважин обозначена на (рис.4.31).

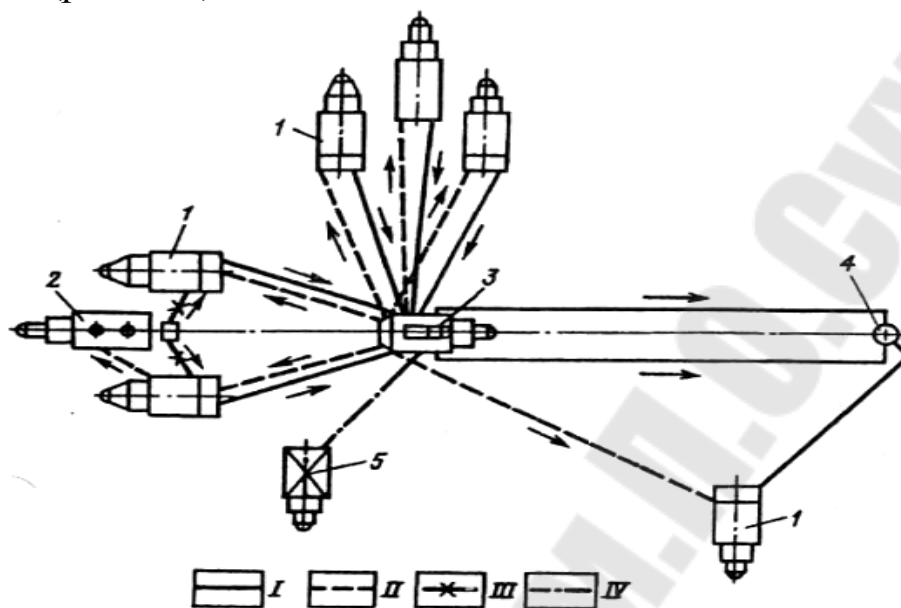


Рис.4.31. Схема обвязки оборудования при цементировании:

1- цементировочный агрегат; 2- цементосмесительная машина; 3- блок манифольда; 4- устье скважины; 5- станция контроля; I- линия высокого давления; II- линия низкого давления; III- линия всасывания; IV- линия связи

4.20 Заключительные работы и проверка результатов цементирования

Продолжительность твердения цементных растворов для кондукторов - 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн - 24 ч.

Продолжительность твердения различных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) устанавливается в зависимости от данных предварительного их испытания с учетом температуры в стволе скважины.

При креплении высокотемпературных скважин для предупреждения возникновения значительных дополнительных усилий в период ОЗЦ рекомендуется оставлять колонну подвешенной на талевой системе.

В случае увеличения веса на 2 - 3 деления по индикатору необходимо разгрузать ее до веса, зафиксированного после ее спуска.

За показаниями индикатора веса следует наблюдать на протяжении 10 - 12 ч после окончания цементирования.

По истечении срока схватывания и твердения цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве.

Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению температурной кривой.

При схватывании и твердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5 - 10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен в течение 24 ч после окончания цементирования скважины.

Применение метода гамма-гамма-каротажа (ГГК) основано на измерении разности плотностей цементного камня и бурового раствора. Сущность метода ГГК заключается в измерении рассеянного гамма-излучения от источника, помещенного на некотором расстоянии от индикаторов.

В последние годы широко используется акустический метод контроля качества цементирования скважин. Он основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим зондом характеризуется колебаниями значительно больших амплитуд по сравнению с высококачественно зацементированной колонной.

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины.

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

- а) подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях;
- б) опрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;
- в) контролировать давление в межтрубных пространствах.

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают желонку или пикообразное долото на бурильных трубах для установления местонахождения цементного раствора внутри обсадных труб. После уточнения местонахождения цементного раствора внутри обсадной колонны в случае необходимости приступают к разбуриванию заливочных пробок, остатков затвердевшего цементного раствора и деталей низа обсадной колонны.

Разбуривание должно вестись пикообразным неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостенной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцовым цилиндрическим фрезером, обеспечивающим сохранность колонны от повреждения.

Если предполагается разбурить только заливочные пробки, упорное кольцо «стоп» и цементный стакан до обратного клапана, то можно не оборудовать устье скважины противовыбросовой арматурой. Если же будет разбурен и обратный клапан, вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны, то устье необходимо оснастить противовыбросовым оборудованием.

Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны.

Во всех случаях давление опрессовки должно быть не менее указанного ниже:

Диаметр колонны, мм	Давление на устье не менее, МПа
426	5
324	6
245	7
219	7,5
194	7,5
168	8
146	10
127	12
114	12

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовке давлением более 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при опрессовке давлением менее 7 МПа. Отсчет времени начинают спустя 5 мин после создания давления.

В разведочных скважинах герметичность колонны проверяют снижением уровня жидкости, если плотность бурового раствора была менее 1400 кг/м^3 , или заменой более тяжелого бурового раствора на воду.

Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в течение 8 ч поднимается не более чем на 1 м в 146- и 168-мм колоннах и на 0,5 м в 194- и 219-мм колоннах и больше (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жидкости со стенок колонны).

Для испытания обсадных колонн опрессовкой обычно пользуются цементировочным агрегатом.

Для испытания обсадных колонн на герметичность путем понижения уровня пользуются компрессором или желонкой, опускаемой в скважину на канате.

При испытании на герметичность может оказаться, что колонна негерметична. Одно из первоначальных мероприятий по устранению негерметичности - определение места утечки в колонне. Для этого проводят исследования резистивиметром, который служит для измерения удельного сопротивления жидкости.

После замера электросопротивляемости однородной жидкости внутри колонны получают диаграмму равного сопротивления, выраженную прямой линией по оси ординат.

Вызывая снижением уровня в колонне приток воды и вновь измеряя сопротивление, получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой диаграммы связаны с местом течи в колонне.

После установления места течи в колонне производят дополнительное (ремонтное) цементирование по способу Н. К. Байбакова, опуская трубы, через которые будет прокачиваться цементный раствор, на 1 - 2 м ниже места течи.

ГЛАВА 5 ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ. ЗАКАНЧИВАНИЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

5.1 Особенности вторичного вскрытия продуктивных пластов

В продуктивных горизонтах нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами.

Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Поэтому вторичное вскрытие продуктивных пластов и освоение скважины должны быть проведены качественно и с обеспечением сохранности коллекторских свойств вскрываемых пластов.

В этой связи, особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя скважины.

При этом важна разработка конструкций забоев скважин, позволяющих эксплуатировать их в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий.

Наиболее распространена конструкция забоя с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорированной в интервале продуктивного пласта.

Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

5.2 Конструкции забоев скважин

Создание рациональной конструкции забоя скважин – это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении пластового флюида.

Рациональная конструкция забоя скважин предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, выполнение ремонтно-изоляционных и геофизических работ, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите.

В понятие «конструкция забоя скважины» входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих гидродинамическую связь с пластом, и при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать скважине длительное время без ремонта.

Определяющими факторами при выборе конструкции забоя и ее параметров являются:

- фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС) коллекторов продуктивного пласта;
- тип и степень однородности продуктивного пласта;
- проницаемость продуктивного пласта;
- устойчивость горных пород ПЗП;
- наличие или отсутствие близкорасположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением, водонефтяного контакта или газовой шапки.

На (рис.5.1) обозначены следующие основные конструкции забоев скважин:

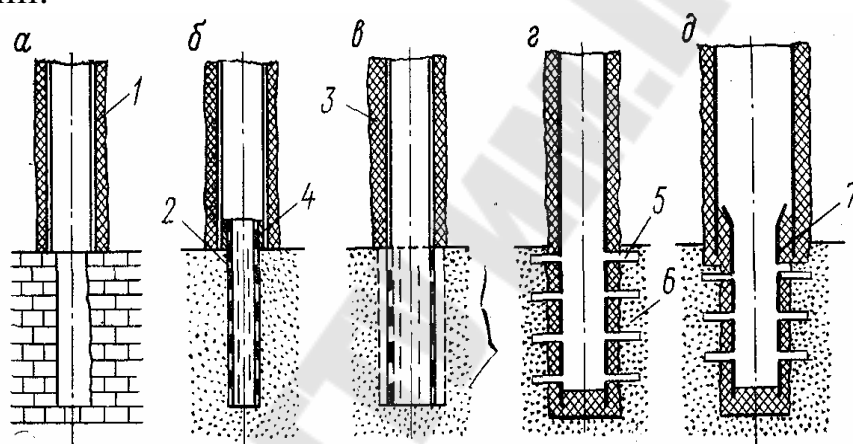


Рис.5.1. Схема конструкции забоев при заканчивании скважины:

1 – обсадная колонна; 2 – фильтр; 3 – цементный камень; 4 – пакер; 5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик

а) – в некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются и водозакрывающая колонна является эксплуатационной;

б) – установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование ее с последующим вскрытием пласта и спуском специального фильтра с пакером;

в) – полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетным цементированием ее выше нефтеносного объекта и установкой фильтра в нижней части против продуктивного пласта;

г) – полное вскрытие пласта со спуском эксплуатационной колонны, ее сплошным цементированием и последующим простреливанием в ней перфорационных отверстий против

продуктивных горизонтов;

д) – установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта со сплошным ее цементированием и последующим спуском хвостовика с его цементированием на 50 – 100 м выше башмака водозакрывающей колонны и последующим простреливанием в нем перфорационных отверстий против продуктивных горизонтов.

Перечисленные конструкции забоев скважин направлены на то, чтобы не допустить закупорки трещин и пор в коллекторах продуктивных пластов и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

Методы вскрытия продуктивного пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) При вскрытии пласта с высоким пластовым давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2) При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства горных пород призабойной зоны.

3) Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

4) Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

5) В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности с последующим спуском эксплуатационной колонны, ее сплошным цементированием и формированием в ней перфорационных отверстий против продуктивных горизонтов.

6) При вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать буровой раствор, поскольку может происходить интенсивное поглощение глинистого раствора пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны.

7) Для вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

5.3 Заканчивание скважин

Заканчивание скважин, вскрывающих истощенные пласты, в основном производят двумя способами (рис.5.1,б;в).

Перед вскрытием продуктивного пласта водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта, а вскрыв продуктивный пласт, спускают хвостовик или фильтр.

При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки цементируют ее выше нефтеносного пласта.

Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями.

Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину или часто засоряются.

Поэтому применяют также и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину.

Например, забой скважины иногда оборудуют металлокерамическими, песчано-пластмассовыми или гравийными фильтрами.

После ОЗЦ и разбуривания излишнего цемента эксплуатационная колонна подвергается испытанию на герметичность двумя способами – избыточным давлением и снижением уровня в скважине.

Избыточное давление при испытании на воде должно быть не менее 20,0 МПа (200 кгс/см²).

Величина депрессии – при снижении уровня до 1000 м составит не менее 10,0 МПа (100 кгс/см²).

Колонна считается герметичной, если при испытании избыточным давлением оно снизилось в течение 30 минут на величину не более 0,50 МПа (5 кгс/см²), а при снижении уровня в течение 8 часов уровень поднимается не выше 2 м.

В отдельных случаях величина избыточного давления и глубина снижения уровня могут быть изменены по согласованию с технологическими службами в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями.

Верхняя часть эксплуатационной колонны оборудуется устройствами, позволяющими нормально эксплуатировать скважину.

Для фонтанных и нагнетательных скважин на устье монтируют фонтанные арматуры.

Фонтанная арматура монтируется так, чтобы был свободный доступ к любой из ее задвижек.

Выкидные линии, идущие от фонтанной арматуры к амбару, и неужоженные в траншею, должны быть закреплены с помощью анкеров.

На фонтанной арматуре устанавливают два манометра: на буфере фонтанной елки и в затрубном пространстве.

На выкидных линиях монтируется кран высокого давления для отбора проб.

Выбор типа колонной головки (рис.5.2) и фонтанной арматуры производят по величине ожидаемого устьевого давления и планируемого дебита.

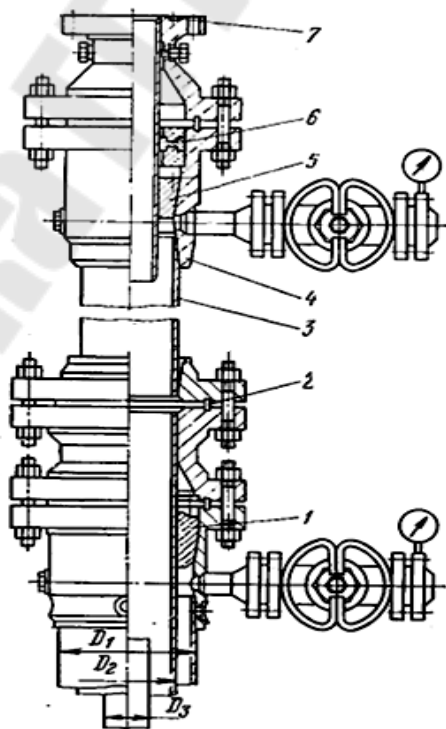


Рис.5.2 Обвязка устья скважины колонной головкой с тремя обсадными колоннами

5.4 Организация работ при испытаниях скважин

Испытание объектов в разведочных и эксплуатационных скважинах производится силами буровой бригады, осуществляющей проводку скважины.

Вторые и последующие объекты испытывают специализированные бригады, если таковые имеются в структуре буровой организации.

Руководство работами по испытанию скважин осуществляется через технологические группы по испытанию, имеющиеся в управлениях буровых работ, или технологом, назначенным ответственным за проведение работ.

Планы работ на испытание и отдельные технологические операции составляют технологический и геологический отделы.

Программы работ по испытанию разведочных и поисковых скважин утверждаются заместителями Генерального директора по бурению и геологии производственного объединения после согласования с проектной организацией.

Планы работ на испытание объектов в разведочных, добывающих и нагнетательных скважинах утверждаются главным инженером и главным геологом организации, ведущей работы по испытанию скважин после согласования с НГДУ. Один экземпляр плана передается проектной организации.

В планах работ на испытания должна выдерживаться следующая очередность выполнения операций:

- перфорация;
- замена на воду;
- соляно-кислотная ванна;
- определение приемистости;

При приемистости свыше $50 \text{ м}^3/\text{сут.}$:

- кислотная обработка;
- вызов притока путем снижения уровня;
- исследование притока;

При приемистости ниже $50 \text{ м}^3/\text{сут.}$:

- возбуждение пласта методом переменных давлений;
- гидроразрыв пласта;
- соляно-кислотная обработка;
- вызов притока;
- исследование притока.

В случае, если после выполнения всех работ, включенных в план, возникает необходимость продолжить работы по испытанию скважины, составляется дополнительный план.

5.5 Перфорация эксплуатационной обсадной колонны

Для вскрытия продуктивных пластов с целью их эксплуатации или испытания в обсадной колонне и цементном кольце заколонного пространства пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации.

Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважину на каротажном кабеле.

В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется и пуля с большой скоростью выталкивается из ствола перфоратора

За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6 – 12 отверстий пулями диаметром 11 – 11,5 мм.

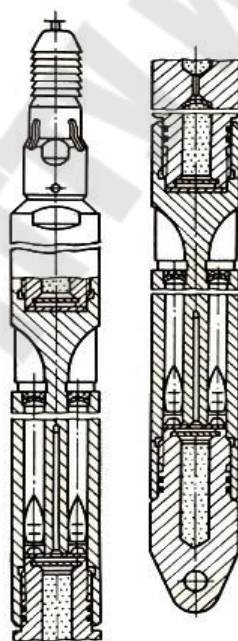


Рис. 5.3 Пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами

1) **Пулевые перфораторы** представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу благодаря энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают препятствие. В перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ длина ствола, в котором пули разгоняются под давлением пороховых газов, очень

ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из отверстия ствола недостаточна для получения в породе каналов большой длины.

Новыми среди пулевых перфораторов являются перфораторы с криволинейными стволами типа ПВН (рис. 5.3), в которых пули разгоняются по стволам значительной длины, размещенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400 – 500 мм против 60 – 70 мм в перфораторах с горизонтальным размещением стволов, а скорость пули на выходе из дула достигает 900 – 1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4–5 раз больше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, то кинетическая энергия, которую получает пуля на выходе из ствола, больше в 10 раз.

Благодаря этому указанные перфораторы имеют пробивную способность, которую можно сравнить с пробивной способностью кумулятивных перфораторов такого же поперечного размера при прострелах в породах средней прочности.

Длина канала, пробиваемого пулей в породе средней прочности, составляет 140 мм для ПВН90 и ПВН90Т, 180 мм для ПВТ73 и 200 мм для ПВК70.

Пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, длина каналов в породах низкой и средней прочности, создаваемых пулевыми перфораторами, больше длины каналов, создаваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности (50 МПа) – наоборот, меньше.

2) Кумулятивная беспулевая перфорация получила широкое распространение при простреливании перфорационных отверстий с использованием кумулятивных перфораторов в обсадных колоннах и заколонном пространстве заканчиваемых скважин.

В этом случае перфорационные отверстия в колонне создаются не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов (рис.5.4).

Кумулятивная перфорация является более эффективной и способствует сохранению целостности цементного камня в заколонном пространстве, уменьшая возможности возникновения перетоков пластовых флюидов.

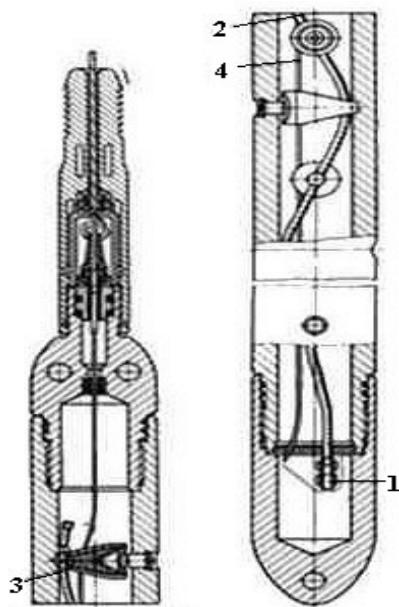


Рис. 5.4 Устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК105ДУ: 1 – взрывной патрон; 2 – детонирующий шнур; 3 – кумулятивный заряд; 4 – электропровод

Механизм образования кумулятивной струи следующий. При взрыве вещества в виде цилиндрического заряда происходит почти мгновенное превращение его в газоподобные продукты, которые разлетаются во все стороны в направлениях, перпендикулярных к поверхности заряда. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации части заряда, называемые активной частью и движущиеся к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется кумулятивной струей (рис.5.5).

Углубление в заряде облицовано тонким слоем металла и при детонации заряда вдоль ее оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягченного металла, который выделяется из металлической облицовки.

Имея очень высокую скорость в главной части (6 – 8 км/с), при ударе о твердую перегородку струя развивает такое давление, под воздействием которого наиболее прочные материалы разрушаются.

Для большинства зарядов давление кумулятивной струи на перегородку составляет 20 – 30 ГПа, в то время как граница прочности горных пород в 400 – 600 раз меньше.

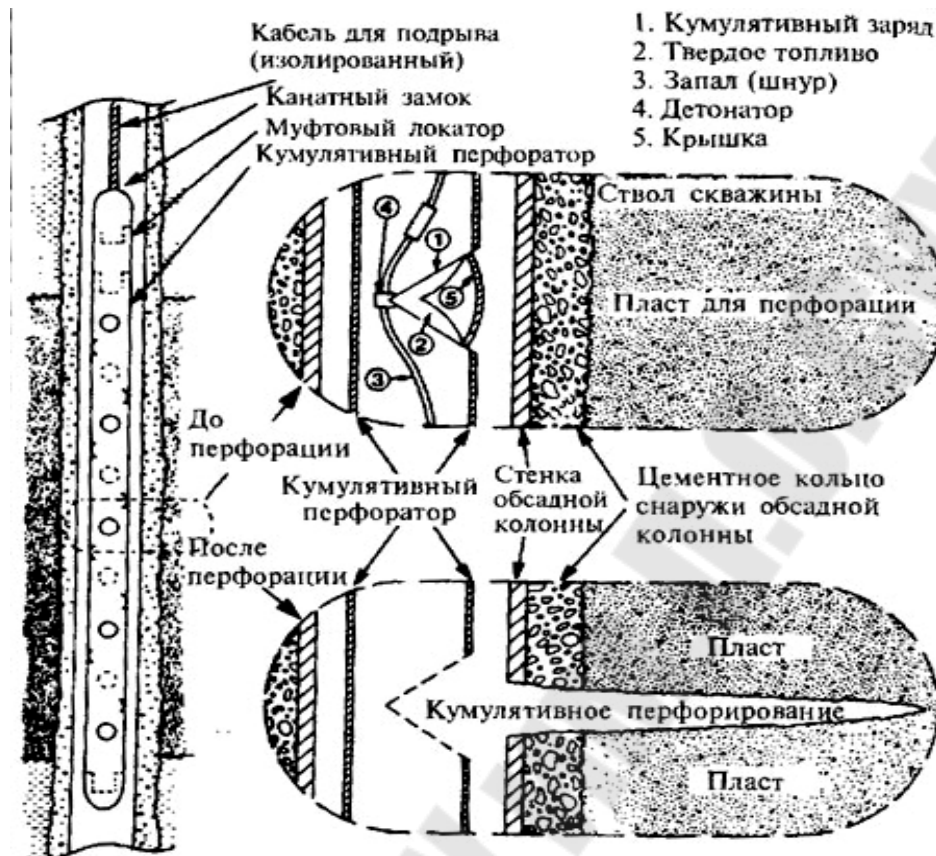


Рис.5.5 Схема кумулятивной перфорации обсадной колонны и цементного кольца в заколонном пространстве

По гидродинамической теории кумуляции (М.А. Лаврентьев и Г.И. Покровский), длина пробитого канала в перегородке не зависит от механической прочности материала перегородки, а определяется только соотношением плотностей материалов струи и перегородки.

Таким образом, длина канала в перегородке при проникновении в нее кумулятивной струи почти не зависит от прочности перегородки, благодаря чему кумулятивные перфораторы можно применять для вскрытия пластов с наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте при кумулятивной перфорации носит следующий характер.

При разрушении металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит лишь 10 % ее массы.

Остальная ее часть формируется в стержне сигароподобной формы – песте, который движется со скоростью около 1000 м/с.

Корпусные кумулятивные перфораторы обеспечивают наименьшее нежелательное воздействие на обсадную колонну и затрубное цементное кольцо, так как основную часть энергии взрыва

заряда воспринимает корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфораторы делят на корпусные многоразового (ПК) и корпусные одноразового (ПКО) использования.

Для улучшения связи скважины с продуктивным пластом также может применяться гидропескоструйный метод вскрытия пласта. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и сопел (рис. 5.6).

Гидроабразивная перфорация основана на использовании кинетической энергии струи жидкости, обогащенной некоторым количеством высокоабразивного кварцевого песка.

Для формирования отверстий в обсадную колонну 2 на колонне насосно-компрессорных труб 1 спускают специальный гидроабразивный перфоратор 3. В корпусе 6 перфоратора размещены несколько коноидальных твердосплавных насадок из карбида вольфрама с диаметром проходных отверстий от 4 до 6 мм, обладающих повышенной абразивной износостойкостью. После спуска перфоратора на заданную глубину промывают обсадную колонну и сбрасывают шар 5, который перекрывает проходное отверстие в хвостовике 7. Теперь жидкость, закачиваемая в насосно-компрессорные трубы 1 может выходить из них только через коноидальные насадки.

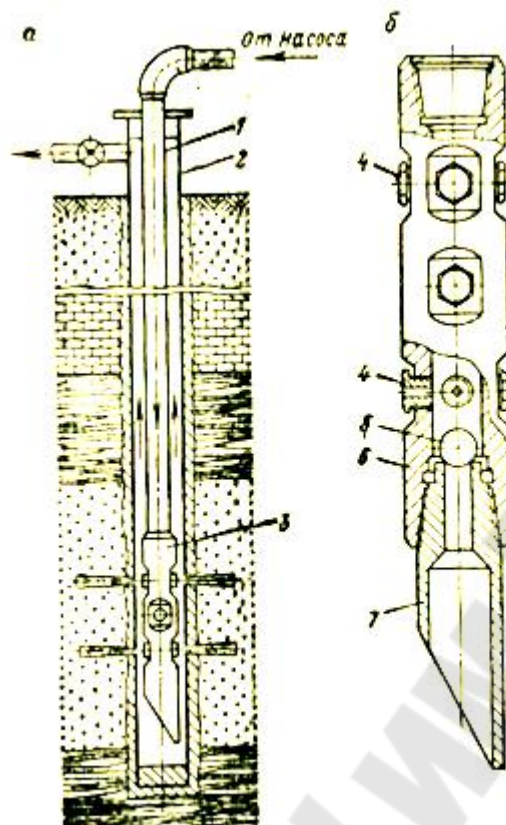


Рис. 5.6 Схема гидроабразивной перфорации и перфоратор для ее реализации:

- а) – схема перфорации; б) – гидроабразивный перфоратор:
 1- колонна насосно-компрессорных труб; 2- обсадная колонна;
 3- гидроабразивный перфоратор; 4- коноидальные насадки; 5- шар;
 6- корпус перфоратора; 7- хвостовик

Чтобы пробить отверстия в обсадной колонне, цементном камне и горной породе струя должна обладать большой кинетической энергией и высокой абразивностью. Поэтому скорость струи жидкости в насадке доводят до 120 – 150 м/с и более, а в состав жидкости вводят от 50 до 100 кг/м³ преимущественно кварцевого песка с зернами от 0,2 до 2 мм. Перепад давлений в насадке достигает 15 – 20 МПа и более.

В качестве жидкости-песконосителя используют те системы, которые не ухудшают коллекторские свойства продуктивного пласта, но создают противодействие, достаточное для предотвращения притока в скважину пластовой жидкости в период выполнения работ, связанных с перфорацией.

Таковыми жидкостями могут быть дегазированная нефть, растворы на нефтяной основе, водный раствор хлористого кальция и тому подобные.

Струя абразиво-содержащей жидкости, выходящая с высокой скоростью из насадки, способна пробить за короткий промежуток времени отверстие или щель в нескольких колоннах, цементном камне и любой горной породе.

Длина перфорационного канала, образующегося при 15 – 20-минутном воздействии струи, может достигать 1 м и более, причем диаметр канала в обсадной колонне равен примерно 13–15 мм, а в породе – до 60 мм, т.е. больше, чем при других способах перфорации.

С помощью гидроабразивного перфоратора в эксплуатационной колонне и в заколонном пространстве можно формировать не только отверстия круглого поперечного сечения, но также горизонтальные (при медленном вращении перфоратора вокруг вертикальной оси) и вертикальные (при медленном вертикальном перемещении) щели.

Обычно в однородных, монолитных породах пробивают по два-четыре круглых канала на каждый метр мощности продуктивного пласта.

В плотных, абразивостойких, слабопроницаемых и устойчивых породах рекомендуется пробивать вертикальные щели высотой от 100 до 500 мм, расстояние между щелями должно быть не менее 0,5 м. Щели размещают в шахматном порядке.

Продолжительность обработки одного интервала с целью создания таких щелей – около 1 ч.

Гидроабразивная перфорация идет при непрерывной циркуляции жидкости.

После того как кинетическая энергия струи израсходована, абразиво-содержащая жидкость вытекает из пробиваемого канала в обсадную колонну и удаляется на дневную поверхность, при этом некоторое количество песка осаждается на забой.

По окончании перфорации этот осадок вымывают из обсадной колонны способом обратной циркуляции.

Если песок сильно уплотнился, его разрыхляют хвостовиком перфоратора, вращая для этого колонну насосно-компрессорных труб.

Гидроабразивная перфорация является весьма эффективным способом сообщения продуктивного пласта с эксплуатационной колонной.

При этом способе цементный камень не растрескивается, а в обсадной колонне не возникают опасные деформации.

Пробивка отверстий этим способом, однако, обходится дороже, чем стреляющими перфораторами.

Для гидроабразивной перфорации требуются весьма мощные насосные агрегаты, пескосмесительные машины и сложная система обвязки машин с устьем скважины, а также специальная бригада квалифицированных рабочих.

Этот способ целесообразно применять в тех случаях, когда другие малоэффективны:

- при малой проницаемости продуктивного пласта,
- при сильном загрязнении приствольной зоны пласта в процессе бурения,
- в трещинных коллекторах;
- при вскрытии пластов с очень высокой температурой, если отсутствуют термостойкие стреляющие перфораторы.

5.6 Вызов притока из продуктивного пласта

Движение жидкости из пласта к забою скважины возможно только при соблюдении следующего неравенства:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{заб}} + P_{\text{сопр.}}, \quad (5.1)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление; $P_{\text{сопр.}}$ – давление, необходимое для преодоления сил сопротивления движению пластовой жидкости к перфорированной части пласта.

В статическом состоянии забойное давление ($P_{\text{заб}}$) зависит от глубины скважины по вертикали (H) и плотности жидкости (ρ), которой заполнена скважина:

$$P_{\text{заб}} = H \times \rho \times g, \quad (5.2)$$

где H – глубина скважины по вертикали, м; ρ – плотности жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения = 9,81 м/с².

Сопротивления движению жидкости в пласте нередко столь высоки, что при созданной депрессии приток вызвать не удастся. Поэтому мероприятия по вызову притока должны предусматривать

как создание депрессии, так и возбуждение пласта одним или несколькими описанными ниже методами.

Создание депрессии в зависимости от геолого-технических характеристик пласта и скважины осуществляют:

- уменьшением плотности жидкости в скважине (заменой бурового раствора на воду, воды на нефть, закачкой в скважину пены, аэризацией);
- снижением уровня (с помощью сваба, компрессора, погружной насосной установки, струйных насосов и другими средствами).

Технология вызова притока в скважине

Вызов притока в скважине необходимо осуществлять следующим образом:

1. Поднять насосно-компрессорные трубы и произвести замену бурового раствора на воду.

Операции по замене бурового раствора на воду производить с помощью цементировочных агрегатов.

2. Перед началом работ произвести опрессовку водой обвязки цементировочных агрегатов на полуторократное ожидаемое давление.

3. Трубопроводы, предназначенные на сброс, закрепить анкерами.

4. Замену бурового раствора на воду осуществить по схеме обратной промывки, (при которой значительно лучше условия выноса механических взвесей и сокращается время работы агрегатов при повышенных давлениях).

5. Закачку воды в скважину с целью замещения бурового раствора проводить до появления на устье чистой воды. Объем закачиваемой воды не менее 1,5 объемов колонны.

6. При отсутствии фонтанного притока после непродолжительной (20-30 мин.) остановки в затрубное пространство следует закачать воду в объеме НКТ плюс 1-2 м³ и наблюдать за выходом "забойной" пачки. При наличии большого числа механических взвесей операции рекомендуется повторить.

7. При отсутствии фонтанного притока заменить воду на нефть тем же способом.

8. Наблюдая за притоком из скважины, периодически замерять дебит ее, при незначительных переливах – с помощью сосуда, объем

которого выверен, а при значительных – в емкостях. Результаты замеров занести в вахтовой журнал.

Вызов притока путем замещения жидкости в эксплуатационной колонне

Для вызова притока из пласта путем замещения в эксплуатационной колонне жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью спускают НКТ в скважину до уровня перфорационных отверстий.

В затрубное пространство подают жидкость меньшей плотности насосным агрегатом, вытесняя в колонну НКТ раствор большей плотности.

После того как жидкость с меньшей плотностью достигает забоя и попадает в НКТ, начинает снижаться забойное давление.

Когда давление на забое становится меньше пластового, т.е. создается депрессия на пласт, становится возможным приток жидкости из продуктивного горизонта.

Если продуктивный горизонт образован трещинными породами, то замещение жидкостей в скважине проводят в несколько этапов, причем плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше, чем на предыдущем.

Вызов притока с помощью воздушной (газовой) подушки

Вызов притока таким способом достигают путем уменьшения уровня жидкости в скважине в результате использования энергии сжатого газа.

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством с помощью устьевого оборудования (рис. 5.7). В затрубное пространство компрессором нагнетают газ, вследствие чего образуется газовая подушка высотой $H_{в.п.}$. Потом компрессор отключают и с помощью цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины.

К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты $H_{в.}$

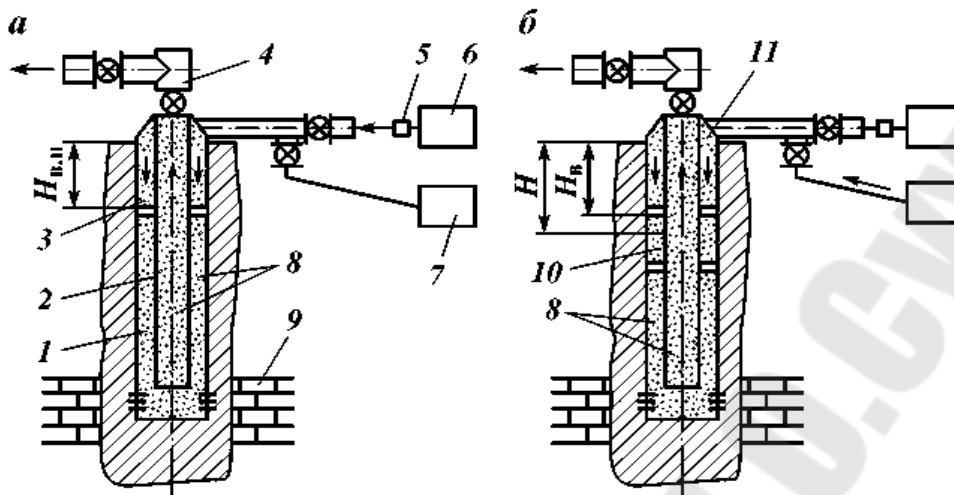


Рис.5.7 Схема вызова притока из пласта методом воздушной (газовой)подушки:

а) – нагнетание газа компрессором;

б) – закачивание воды на газовую подушку насосом;

1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – газ, нагнетаемый компрессором; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – насосный агрегат; 8 – вода, заполняющая скважину до начала нагнетания газа; 9 – продуктивный пласт; 10 – газовая подушка; 11 – вода, закачанная на газовую подушку

Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого газа должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого газа выбрасывается из скважины.

Вызов притока с использованием пусковых клапанов

Согласно этому методу приток в скважину достигается путем снижения уровня жидкости в трубах за счет ее аэрации и последующего выброса. На колонне НКТ в предварительно рассчитанных местах размещают специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают газ и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии воздух из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном.

В случае применения нескольких пусковых клапанов после первого выброса жидкости отверстие в первом клапане перекрывают (например, с помощью канатной техники), а уровень жидкости в затрубном пространстве понижают до уровня размещения следующего клапана.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Клапан следует крепить на 20 – 25 м выше рассчитанного уровня.

Второй сверху (и последующие) клапаны размещают (сверху-вниз) ниже на расчетной глубине.

Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий вызов притока в скважину. При определении уровня размещения клапанов уровень жидкости, содействующий притоку в скважину, может быть задан непосредственно через значение депрессии на пласт, которую необходимо создать.

Вызов притока с помощью струйных аппаратов

Вызов притока с применением струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах (рис. 5.8) происходит смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением.

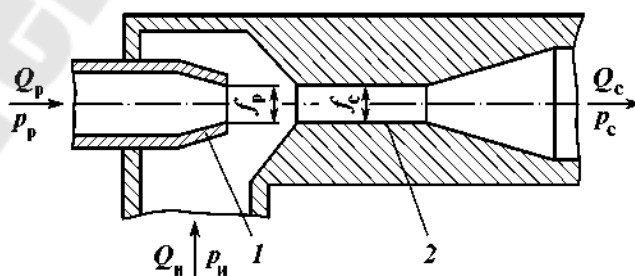


Рис.5.8 Схема струйного аппарата

Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называют инжектированным. В струйных аппаратах

происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектированному потоку.

Во время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Основными элементами струйного аппарата являются: сопло 1 (рабочая насадка) и приемная камера 2 с диффузором. За счет процессов трения рабочее давление снижается, поток Q_p смешивается с инжектированным потоком Q_i и на выходе струйного аппарата получаем смешанный поток Q_c .

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установку в колонне НКТ с пакером. Буровой раствор подается по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. Всасывающая линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В расчете режима работы струйного аппарата используют безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса.

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента инжекции.

Поинтервальное снижение уровня жидкости в скважине

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750 – 800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление компрессора УКП-80). В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НКТ. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то доопускают НКТ на определенную

глубину или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора УКП-80 (расход до 8 м³/мин) время продувки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытании глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный метод постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие недостатки:

1) во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления;

2) пусковые давления, возникающие перед продувкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт;

3) скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий. В связи с этим такой метод применяют крайне редко.

Снижение уровня жидкости в скважине поршневанием (свабированием)

Уровень жидкости в скважине снижают с помощью специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.

Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.

Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате с помощью лебедки от тракторного подъемника или бурового станка на 100–300 м под уровень жидкости и с максимальной возможной скоростью поднимают, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем.

Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения притока пластового флюида.

Вызов притока из пласта методом аэрации

Методом аэрации можно постепенно увеличивать депрессию до любого заданного значения. Суть процесса аэрации заключается в постепенном снижении плотности жидкости в затрубном

пространстве и насосно-компрессорных трубах вследствие одновременного нагнетания в скважину определенного количества сжатого воздуха (газа) и воды (нефти).

Двигаясь вниз по кольцевому пространству, рабочий агент, смешанный с жидкостью, дополнительно сжимается под весом столба жидкости, пока не достигнет башмака НКТ.

Дойдя до башмака труб, пузырьки рабочего агента попадают из затрубного пространства в НКТ и, постепенно расширяясь, отдают полученную ими энергию, вследствие чего жидкость поднимается, при этом одновременно снижается ее плотность внутри НКТ.

С увеличением закачки сжатого рабочего агента депрессия плавно увеличивается, вследствие чего в скважину в определенный момент поступает из пласта его флюид.

До начала вызова притока необходимо выполнить следующие работы:

1) спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой с ПАВ (если в ней был буровой раствор);

2) башмак колонны НКТ должен быть установлен на 5–10 м выше верхних отверстий перфорации обсадной колонны;

3) устье скважины оборудуют полным комплектом фонтанной арматуры крестового или тройникового типа и приводят в рабочее состояние;

4) на верхней рабочей струне фонтанной арматуры устанавливают штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения избыточной депрессии на пласт или избыточного противодействия в период работы скважины для ее очистки;

5) обвязываются со скважиной цементируемый агрегат и компрессор.

Схема однорядного лифта при аэрации изображена на (рис.5.9).

Сжатый воздух, подаваемый компрессором (или газ из газопровода высокого давления), смешивается с водой в аэраторе, опрессованном давлением 15 МПа.

Для успешного создания аэрации подбирают такое соотношение между количеством подаваемой в единицу времени жидкости и сжатого воздуха (газа), чтобы обеспечить движение пузырьков до башмака НКТ без образования воздушной подушки.

В целях контроля за качественным проведением аэрации на нагнетательной линии должен устанавливаться расходомер воздуха (или газа). При подаче воды необходимо, чтобы скорость

нисходящего потока смеси была больше скорости всплытия пузырьков воздуха. Последняя принимается в пределах 0,15–0,30 м/с. Если это условие не выполняется, то пузырьки воздуха будут всплывать, образуя воздушную подушку в затрубном пространстве, что приведет к срыву процесса аэрации.

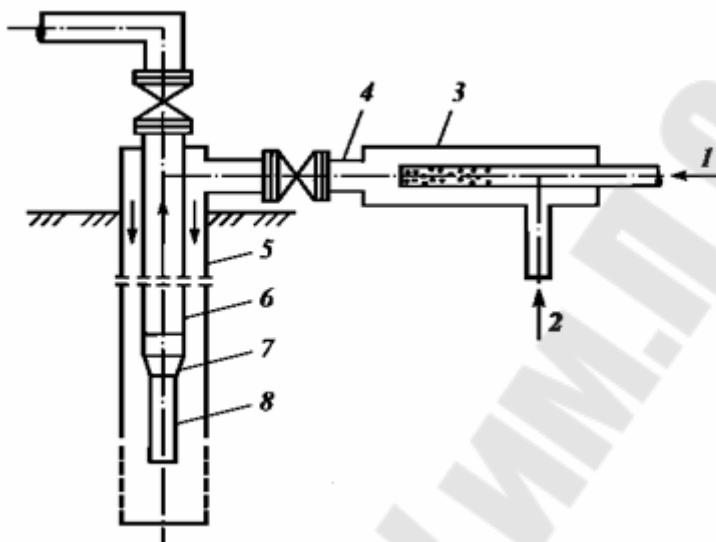


Рис.5.9 Схема однорядного лифта при аэрации: 1,2 – линии подачи соответственно газа и жидкости; 3 – смеситель; 4 – задвижка; 5 – обсадная колонна; 6,8 – НКТ; 7 - переводник

Кроме того, необходимо следить, чтобы давление на преодоление гидравлических потерь и разности плотности жидкости (смеси) в трубах и затрубном пространстве в сумме не превышало максимального давления, развиваемого компрессором.

Практически процесс аэрации необходимо начинать при подаче воды 4,5 – 5,5 л/с (в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и НКТ диаметром 73×60 мм) и при подаче воздуха 120 – 130 л/с (7,5 м³/мин) компрессором УКП-80.

Процесс аэрации всегда надо начинать при заполненной жидкостью скважине.

Если уровень жидкости в скважине был снижен с помощью какого-либо метода, а приток не получен, то перед аэрацией скважину опять необходимо заполнить жидкостью.

Сначала в работу включают цементировочный (промывочный) агрегат для определения давления в нагнетательной линии при оптимальной подаче жидкости. Это давление не должно превышать 4,0 – 4,5 МПа. Потом подключают компрессор, и давление в

нагнетательной линии за счет увеличения скорости потока возрастает приблизительно на 1,0 – 1,5 МПа.

С этого момента начинается первый этап аэрации. По мере нагнетания воды и воздуха давление в затрубном пространстве постепенно возрастает, достигая определенного значения, и некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси плотность жидкости в НКТ в начальный период превышает плотность смеси в кольцевом пространстве, вследствие чего создается дополнительное давление. Когда аэрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь НКТ, разность плотностей постепенно исчезает, а давление опять падает. Если во время закачки аэрированной жидкости давление на нагнетательной линии начнет превышать рабочее давление компрессора (газа в коллекторе), то необходимо увеличить подачу жидкости или на некоторое время отключить компрессор (закрывать газ).

Воздух (газ) из смеси попадает в НКТ и вызывает выброс жидкости.

Плотность смеси в трубах постепенно уменьшается, и давление в нагнетательной линии падает. С момента начала падения давления уменьшают подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а потом его останавливают, оставляя работать компрессор.

Для контроля за увеличением депрессии необходимо измерять количество вытесненной из скважины жидкости объемным или другим способом.

В момент снижения давления в затрубном пространстве пласт может начать работать. Это становится заметно по повышению давления на буфере и в затрубном пространстве.

При работе пласта скважину переключают на запасную линию или через тройник на ней для отработывания, после чего струю направляют на рабочую линию через штуцер.

При отсутствии притока из скважины в момент первого падения давления процесс аэрации продолжают.

После появления нефти и газа скважину сдают в эксплуатацию, а вышку передвигают на несколько метров для бурения очередной скважины куста или перетаскивают на следующий куст.

5.7 Гидродинамические методы исследования скважин

Современные гидродинамические методы исследования нефтяных скважин дают возможность получать важнейшие параметры пласта, на основании которых осуществляются процессы добычи, составляются технологические проекты разработки, проводится анализ текущего состояния разработки месторождений. В результате гидродинамических исследований определяются фильтрационные параметры пласта и скважины, величины пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности, устанавливаются связи между скважинами по пласту и между пластами. Исследования, как правило, имеют действенную силу, когда их выполняют систематически, а результаты обрабатывают по методикам, наиболее соответствующим процессам в реальном пласте.

Все существующие промысловые гидродинамические методы исследования скважин можно подразделить на две большие группы.

К первой группе относятся методы исследования скважин при установившемся режиме их эксплуатации.

Вторая группа включает в себя методы исследования при неустановившемся режиме работы скважин, известные в нефтепромысловой практике под общим названием исследования скважин по кривым восстановления давления (уровня).

В результате проведения гидродинамических исследований тем или иным методом определяются фильтрационные параметры пласта и скважины, а именно: гидропроводность, комплексный параметр, коэффициент продуктивности.

Коэффициент продуктивности показывает, какое количество жидкости в сутки дополнительно добывается из скважины при снижении на ее забое давления на 0,1МПа. При проведении комбинированных исследований и применении специальных методик обработки результатов исследований можно определить скин-эффект.

Скин-эффект – это гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению с совершенной (идеальной) скважиной.

Причинами скин-эффекта являются гидродинамическое несовершенство вскрытия пласта, загрязнение околоскважинной зоны, прочие нелинейные эффекты (турбулентное течение, разгазирование, сжатие скелета горной породы и т. д.).

Гидродинамические исследования в скважине производят с целью определения оптимального дебита и диаметр штуцера. Общий диаметр штуцера рекомендуется выбирать, исходя из следующего условия:

$$D_{об} = \sqrt{2D_{ств}} \quad (5.3)$$

5.8 Возбуждение пласта и интенсификация притока

При первичном и вторичном вскрытии пласта искусственно могут быть созданы условия, при которых между продуктивной частью пласта и скважиной образуется буферная зона, непроницаемая для пластовых флюидов при перепадах, созданных при вызове притока. Эту зону необходимо сделать проницаемой.

Проницаемые каналы могут быть созданы за счет повышения перепада давлений; разрушения буферной зоны знакопеременными нагрузками или химическими средствами и создания новых каналов.

Для создания каналов в условиях белорусских месторождений нефти применяются солянокислотные ванны, совмещенные с операцией повышения перепада давлений (определение приемистости пласта); метод переменных давлений; солянокислотный разрыв пласта, воздействие на пласт с помощью струйных насосов.

Возбуждение пласта (преодоление сил сопротивления) осуществляют, используя метод переменных давлений (МПД), нагнетание в пласт под высоким давлением кислотного раствора, углеводородных жидкостей, растворителей.

В случаях, когда при давлении на устье, близком к давлению опрессовки колонны, в пласт жидкость закачать не удастся, производят гидравлический или гидрокислотный разрыв пласта.

В случае, если отсутствует приемистость при проведении кислотной ванны, а снижением давления на забой скважины не удастся вызвать приток из скважины, приступают к возбуждению пласта методом переменных давлений (МПД).

Насосным агрегатом создают избыточное давление в затрубном пространстве до величины опрессовки колонны, затем агрегат останавливают и быстро открывают кран на трубках. После прекращения истечения жидкости кран закрывают и операцию повторяют. Закачка жидкости и ее стравливание составляют цикл. При МПД необходимо осуществить не менее 30 циклов, причем при каждом цикле замерять количество закачиваемой в скважину

жидкости. Увеличение объема во времени указывает на наличие связи скважины с пластом.

Кислотная обработка

Виды кислотных обработок:

- Соляно-кислотная ванна;
- Кислотная обработка (простая);
- Сульфатно-кислотная обработка;
- Многообъемная КО;
- Направленная кислотная обработка;
- Пенокислотная обработка;
- Циклическое воздействие на пласт струйными насосами (депрессия – репрессия);
- Комплексное воздействие на пласт.

Соляно-кислотная ванна применяется для очистки фильтра и призабойной зоны скважины от образований, полученных в процессе добычи нефти, ремонта скважин.

Кислотная обработка (простая) предназначена для увеличения проницаемости призабойной зоны за счет растворения карбонатных разностей пород, железистых и других включений, увеличения просветности каналов фильтрации.

Сульфатно-кислотная обработка предназначена для глубинного воздействия на пласт до 10 – 15 метров. Ее следует включать перед СКО.

Многообъемная КО предназначена для увеличения охвата пласта воздействием как по глубине так и по толщине.

Направленная КО и пенокислотная обработка предназначены для условий неоднородных по фильтрационным свойствам пропластков, когда в пределах интервала перфорации имеются как совершенные, так и несовершенные по степени вскрытия пропластки в скважинах, где КО оказались малоэффективны.

Циклическое воздействие на пласт струйными насосами направлено на очистку призабойной зоны от продуктов буровых растворов, водной блокады и извлечения продуктов реакции.

Комплексное воздействие на пласт применяется там, где в процессе проведения нужно выполнить оперативное дренирование пласта после химической обработки.

5.9 Освоение скважины

Скважина, законченная испытанием, если в ней получен промышленный приток нефти или газа, а также, если она предназначена для использования в качестве нагнетания, подлежит освоению.

Под освоением понимают комплекс работ, проводимых с целью очистки приствольной зоны продуктивного пласта и скважины от загрязнения и получения промышленного притока пластовой жидкости. Для освоения в эксплуатационную колонну на 50 – 150 м выше интервала перфорации (либо на иной глубине, согласованной с добывающим предприятием) спускают колонну насосно-компрессорных труб. Устье скважины герметизируют при помощи фонтанной арматуры, крестовину которой устанавливают на верхний фланец колонной головки.

Объем работ по освоению зависит от способа эксплуатации.

Фонтанная скважина подключается к замерно-трапным установкам, оборудуется площадкой для проведения исследовательских работ.

Скважина, эксплуатируемая механизированным способом, подключается к трубопроводу и обеспечивается наземным и подземным оборудованием.

Оборудование выбирают в зависимости от величины ожидаемого дебита.

Регламентировано время, по истечении которого после приема скважины на баланс скважина должна быть введена в действие.

Для фонтанных скважин:

$$T = 8 \times k_1 \times k_2 \quad (5.4)$$

Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными или погружными электронасосами:

$$T = 16 \times k_1 \times k_2 \quad (5.5)$$

где k_1 и k_2 – коэффициенты, учитывающие климатические условия района и кустовой метод строительства соответственно (выдают плановые отделы буровых предприятий).

Перед демонтажом бурового оборудования в скважину, как правило, закачивают жидкость глушения, давление гидростатического столба которой равно или превышает пластовое. Поэтому при освоении скважины приходится повторно вызывать приток из пласта.

В связи с этим при глушении скважины следует использовать такие жидкости, которые не ухудшают проницаемость пласта, имевшуюся после испытания.

Вытеснение жидкости глушения в фонтанной скважине осуществляется одним из методов снижения забойного давления. В насосных скважинах раствор, содержащий твердые частицы, следует заменить на рассол или пластовую воду до спуска насоса.

С целью сокращения промежутка времени между испытанием и вводом скважины в эксплуатацию, снижения затрат на освоение и получения дополнительной добычи продукции – время испытания и освоения скважин следует совмещать.

5.10 Передача скважины в эксплуатацию

Законченная испытанием нефтяная скважина передается нефтегазодобывающему управлению (НГДУ) для эксплуатации в следующем порядке:

1) По окончании работ, предусмотренных проектом строительства данной скважины, подрядчик (УБР) в пятидневный срок представляет НГДУ акт передачи и исполнительную документацию на скважину;

2) Одновременно законченную строительством скважину подрядчик предъявляет комиссии НГДУ, в работе которой принимают участие представители Госгортехнадзора, санэпидемстанции, охраны природы и военизированного инженерного отряда.

3) НГДУ обязано в пятидневный срок рассмотреть представленную документацию и при отсутствии претензий по вопросам соблюдения проектных решений, качества выполненных работ, охраны окружающей среды в процессе бурения и освоения принять скважину на баланс основной деятельности с момента окончания строительства скважины.

4) Разногласия по приемке скважин между НГДУ и УБР рассматриваются комиссией, назначенной приказом по объединению.

5) До сдачи скважины в эксплуатацию все буровое оборудование должно быть демонтировано и размещено на трассе перетаскивания или в одном месте (отведенной под скважину территории).

6) При этом оборудование не должно находиться на выкидной линии и в охранной зоне линии электропередач, а ремонтная

установка от устья скважины не ближе установленного правилами расстояния (высота вышки плюс 10 м).

7) Вокруг устья скважины подрядчик (УБР) оборудует прискважинную площадку размером 60х60 м (0,36 га), предназначенную для проведения работ на скважине в течение всего периода ее эксплуатации. Площадка, предъявляемая к сдаче вместе со скважиной, должна быть спланирована, освобождена от металлолома и хлама, иметь подъездной путь.

8) В отдельных случаях по договоренности с НГДУ сооружение площадки может быть выполнено после сдачи скважины в эксплуатацию.

9) На принятой от подрядчика скважине НГДУ в течение установленного срока обустривает устье и прискважинную площадку в соответствии с утвержденными «Типовыми проектами для каждого способа эксплуатации».

ГЛАВА 6 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН

Важнейшее условие безопасности работ при заканчивании скважины [27] – поддержание на буровой и вокруг нее образцового порядка и чистоты, хорошая освещенность всех рабочих мест и территории, систематический контроль за исправностью всего механического и энергетического оборудования и своевременное устранение обнаруженных дефектов. Во избежание пожаров и взрывов на буровой и вблизи нее с момента начала разбуривания горизонтов, содержащих углеводородные компоненты, не разрешается курить, использовать электромоторы, двигатели и другое оборудование, при работе которых возникают искры, не должно быть источников открытого огня. На буровой и поблизости от нее должен находиться предусмотренный правилами комплект пожарных инструментов, включая пенные огнетушители и запас песка.

6.1 Техника безопасности при вскрытии и опробовании продуктивных горизонтов и освоении скважин

На рассматриваемых этапах заканчивания [21] скважин могут возникнуть опасности, связанные с перемещением тяжестей при спуско-подъемных операциях; с высокими давлениями на устье

скважины, в колонне бурильных или насосно-компрессорных труб, в пластоиспытателе и пробоотборнике; с использованием токсичных компонентов для обработки промывочной жидкости или улучшения коллекторских свойств продуктивного пласта; с притоком пластовых флюидов, содержащих горючие или токсичные компоненты; с использованием взрывчатых веществ для перфорации обсадных колонн.

Наиболее высокие нагрузки на подъемную часть бурового оборудования возникают, по-видимому, при освобождении пакера пластоиспытателя после опробования. Поэтому перед опробованием пласта необходимо тщательно проверить исправность всего оборудования и устранить дефекты, а бурильщиков проинструктировать о предельно допустимой нагрузке при подъеме колонны.

Длину верхней бурильной трубы перед пакеровкой пластоиспытателя нужно отрегулировать так, чтобы было удобно и безопасно управлять краном высокого давления на вертлюжной головке.

До начала работ устье скважины должно быть герметизировано противовыбросовым оборудованием, рабочее давление которого выше наибольшего ожидаемого давления в случае заполнения скважины и колонны труб пластовым флюидом.

При вскрытии и опробовании пласта таким оборудованием являются превенторная установка и обратный клапан в бурильных трубах, устьевой манифольд с вертлюжной головкой, а при освоении испытании – фонтанная арматура. Перед установкой противовыбросовое оборудование следует опрессовать; давление опрессовки должно соответствовать пробному, указанному в паспорте оборудования.

После монтажа противовыбросового оборудования на устье газовой или разведочной скважины производится повторная опрессовка воздухом, а на устье нефтяной скважины – водой на давление, соответствующее прочности обсадной колонны на разрыв.

Буровые рукава и вертлюг при опробовании пласта можно использовать только в случае, если ожидаемое избыточное давление в бурильных трубах у устья будет меньше допустимого для этих узлов.

Обязка превенторов должна обеспечивать возможность как прямой, так и обратной промывки скважины под избыточным давлением, плавного стравливания избыточного давления ни устье, а

также замены вышедшего из строя превентора новым – без разгерметизации скважины.

Выкидные линии от превенторов должны направляться по прямой в противоположные стороны; на них не разрешается делать повороты, так как это может способствовать ускоренному износу труб песком, содержащимся в восходящем потоке выходящей из скважины жидкости (газа). На каждой линии устанавливаются две задвижки, рассчитанные на такое же давление, как и превенторы: резервная и рабочая; между задвижками должен быть установлен манометр, рассчитанный на максимальное ожидаемое давление на устье. Задвижки нужно устанавливать так, чтобы подход к ним всегда был свободен, их запрещается размещать под полом буровой и укладывать на землю.

Целесообразно также на выкидных линиях ставить датчики, которые подавали бы сильный звуковой сигнал об повышении давления до опасного предела, а на аварийной линии – предохранительный клапан, открывающий ее, как только давление у устья приблизится к уровню, опасному для прочности обсадной колонны, или к величине, при которой давление стенки открытого участка скважины будет близко к давлению разрыва породы.

Выкидные трубопроводы выводятся к земляным валам, сооружаемым с подветренной стороны, вдали от проезжих дорог, линий электропередач, жилья и мест, где работают двигатели внутреннего сгорания, на расстоянии не менее 100 м от скважины. На конце трубопровода устанавливают стояк высотой не менее 10 м для сжигания газа. Все выкидные линии должны иметь небольшой уклон от скважины, обеспечивающий слив жидкости самотеком. Их укладывают на специальные стойки-опоры и крепят так, чтобы вибрации, возникающие при фонтанировании скважины, не сказывались на их прочности и не могли привести к разрушению линий.

Штурвалы управления превентором или пульта управления следует выводить в легкодоступное место, в сторону от устья скважины не менее чем на 10 м. Над штурвалами управления должен быть сделан навес из досок толщиной не менее 50 мм со стенкой, обращенной в сторону скважины. На стенке перед каждым штурвалом масляной краской наносится стрелка, указывающая направление вращения штурвала для закрытия превентора, а цифрами – число оборотов, необходимое для полного закрытия. Той же

краской на штурвале и стенке наносятся метки, совмещение которых соответствует полному открытию превентора.

В процессе бурения концевые задвижки на выкидных линиях должны быть закрыты, а задвижка на выкиде в очистную систему открыта.

На период года с отрицательной температурой воздуха превенторная установка должна быть утеплена.

Исправность противовыбросового оборудования необходимо контролировать не реже одного раза за вахту путем закрытия и открытия превенторов и задвижек; еженедельно следует проверять надежность болтовых креплений и исправность боковых отводов превенторов, фонтанной арматуры и сепараторов.

На рассматриваемых этапах заканчивания скважин могут возникать газонефтепроявления вплоть до выбросов и открытых фонтанов. Важными профилактическими мероприятиями, направленными на предотвращение таких осложнений при вскрытии пласта, являются: контроль плотности жидкости, выходящей из скважины, с помощью автоматического плотномера; контроль уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов с помощью датчика, который подавал бы сильный звуковой сигнал в случае опасного изменения уровня; автоматический контроль газосодержания промывочной жидкости; оборудование очистной системы высокопроизводительными вакуумными дегазаторами; систематический контроль механической скорости проходки.

Заметное увеличение механической скорости проходки при разбурировании глинистых пород и аргиллитов, перекрывающих газонефтенасыщенные пласты, может служить признаком вскрытия ореола вторжения в зонах АВПД. Во избежание выбросов восстанавливать промывку скважины после длительного простоя (например, после смены долота, по окончании закрытого периода опробования и т. п.) следует только при загерметизированном устье. Открывать превентор можно не ранее, чем после первого цикла циркуляции, убедившись, что давление на устье скважины атмосферное.

В случае, если во время бурения начались газопроявления или перелив жидкости через открытое устье, необходимо закрыть универсальный превентор, интенсифицировать промывку, периодически расхаживать и проворачивать бурильные трубы и тщательно дегазировать промывочную жидкость. При опасности

выброса нужно закрыть верхний плашечный превентор, предварительно приподняв бурильную колонну так, чтобы над ротором оказалась бурильная труба, и промывать скважину, создавая противодействие на устье, а при необходимости – утяжеляя промывочную жидкость, до полного успокоения скважины.

После закрытия превентора при газонефтепроявлении необходимо следить за тем, чтобы на территории, прилегающей к скважине, не появились грифоны. При появлении грифонов нужно постепенно снижать противодействие на выкиде превенторов, не допуская, однако, понижения уровня жидкости в скважине и бурильной колонне.

Пластовую жидкость, выходящую из скважины при газонефтепроявлении, восстановлении, промывки через циркуляционный клапан при опробовании, при освоении или испытании, необходимо собирать в земляные амбары, удаленные от буровой, а летучие компоненты, содержащиеся в этой жидкости, сепарировать и сжигать в факеле.

Следует помнить, что некоторые компоненты, содержащиеся в пластовых флюидах (углеводородные газы, сероводород и другие), а также некоторые химические реагенты, используемые для обработки промывочных жидкостей (например, КССБ, хромпик, окзил и другие) или для увеличения проницаемости пристволенной зоны продуктивного пласта (например, соляная кислота) – токсичны, могут вызывать ожоги при попадании на кожу и слизистые оболочки человека, отравление или удушье.

В случае применения токсичных химических реагентов персонал необходимо обеспечить спецодеждой и защитными очками и проинструктировать правилам обращения с такими веществами.

Для предотвращения несчастных случаев, связанных с наличием в пластовых флюидах вредных компонентов, необходимо контролировать уровень загазованности вокруг скважины, компонентный состав газа, не допускать превышения допустимых норм концентрации вредных газов в атмосфере. На буровой должна быть аптечка с набором необходимых медикаментов, а персонал должен быть обучен пользованию ими.

Если же уровень загазованности превышает норму, персонал бригады должен быть обеспечен соответствующими исправными противогазами, за работой его необходим постоянный контроль

квалифицированного медицинского работника и газоспасательной бригады.

Ряд узлов оборудования при операциях по заканчиванию скважин может находиться под высоким давлением.

Поэтому персонал бригады должен быть обучен обращению с такими узлами. Так, отсоединять вертлюжную головку (а при ее отсутствии – ведущую трубу с краном высокого давления) от бурильной колонны после опробования пласта можно только после стравливания избыточного давления в трубах; отбирать пробы пластового флюида из пробоотборника следует только с помощью специальных устройств, предназначенных для этой цели, поскольку в нем сохраняется высокое давление.

Прежде, чем разбирать пластоиспытатель или пробоотборник по окончании опробования, необходимо через предохранительный вентиль стравить избыточное давление.

Плотность большинства углеводородных газов и сероводорода больше плотности воздуха. Эти компоненты могут скапливаться в пониженных участках местности, колодцах, в закрытых и полузакрытых помещениях и т. п. Поэтому все места, где могут находиться люди, должны хорошо и постоянно проветриваться.

В случае возникновения открытого фонтана необходимо прекратить подачу электроэнергии на буровую, остановить двигатели, потушить все топки на территории, прилегающей к скважине, запретить движение транспорта и пешеходов, пользование открытым огнем и курение, вызвать машины пожарной охраны и принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины.

О начавшемся фонтанировании бурильщик обязан немедленно сообщить руководству предприятия и буровому мастеру. До прибытия на буровую мастера или старших специалистов предприятия бурильщик возглавляет работы по ликвидации фонтанирования.

Для работы по ликвидации фонтана рабочих следует обеспечить спецодеждой из непромокаемого материала, противогазами, исправным инструментом, не дающим при ударах искры. В безопасном месте, поблизости от буровой, нужно создать медицинский пост, снабженный медикаментами для оказания помощи получившим травмы или пострадавшим от ожогов, отравления и удушья и санитарным транспортом.

Работами по ликвидации фонтана должен руководить опытный специалист, назначенный руководителями бурового предприятия.

6.2 Техника безопасности при креплении и цементировании скважин

При креплении и цементировании скважин [16] могут возникнуть опасности, связанные с перемещением тяжестей, свинчиванием труб в колонну, высокими давлениями при вытеснении тампонажного раствора в заколонное пространство, с одновременной работой большого числа машин на сравнительно небольшой площадке возле скважины, с использованием тонкодисперсных тампонажных материалов, химических реагентов, а иногда даже радиоактивных изотопов.

Вес обсадных колонн намного больше веса буровой колонны, применяемой для бурения скважины. Поэтому до начала спуска обсадной колонны необходимо тщательно проверить исправность механического и энергетического оборудования, колонной головки, контрольно-измерительной аппаратуры, изоляции электрокабелей, электропроводки, системы заземления; пригодность оборудования для использования при тех нагрузках, которые могут возникнуть во время спуска, расхаживания и цементирования колонны, правильность центрирования вышка; талевого системы; правильность установки подвесной люльки для помощника бурильщика, соответствие плашек в превентора диаметру спускаемой обсадной колонны.

Руководитель работ и бурильщик, работающий у тормоза лебедки, должны знать величину предельно допустимой нагрузки на талевую систему, вышку и величину предельно допустимого натяжения данной колонны сверх ее веса в жидкости. Все виды оборудования, обвязки, инструмента, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно изолированы и заземлены.

Спускать обсадные трубы в скважину следует с помощью спайдеров или клиньев; спускать на элеваторах разрешается только в случае крайней необходимости (например, при опасности повреждения труб сухарями клиньев). Сваривать трубы над устьем скважины можно лишь при полном отсутствии газирования промывочной жидкости. Выполнять такие работы могут, только сварщики, имеющие разрешение котлонадзора на производство ответственной сварки.

При спуске колонны необходимо контролировать наличие уровня жидкости у устья скважины, плотность и газосодержание вытесняемой жидкости, а при промежуточных промывках – также соответствие друг другу расходов закачиваемой и выходящей жидкостей. В случае появления признаков газирования промывочной жидкости необходимо закрыть превентор, усилить интенсивность промывки, заменить газированную жидкость свежей, утяжеленной в той части скважины, куда уже спущена колонна и затем максимально ускорить спуск остальной ее части.

До начала цементирования цемент и другие порошкообразные материалы, потребные для операции, должны быть загружены в бункеры смесительных машин. Персонал, который занят на таких погрузочно-разгрузочных работах, необходимо обеспечить противопылевыми респираторами, комбинезонами и специальными очками, защищающими дыхательные пути и глаза от попадания пыли и других вредных веществ.

Вращающиеся узлы смесительных машин должны быть закрыты предохранительным кожухами или решетками.

В цементировочной операции обычно участвует много машин. Обвязка этих машин между собой и с устьем скважины должна быть выполнена так, чтобы подход для обслуживающего персонала был свободен. Между руководителем работы и машинистами, занятыми на смесительных машинах, цементировочных агрегатах и у буровых насосов, должна быть установлена надежная система связи. С территории, где расположено цементировочное оборудование, должны быть удалены все материалы и предметы, не используемые при цементировании.

Оборудование, расположенное на платформах машин, должно быть закреплено и не должно мешать работе машиниста и слесаря. Все автомашины должны быть расположены кабинами в сторону, противоположную от скважины, а подъездные пути для них – свободны. Выхлопные трубы двигателей должны быть оборудованы искрогасителями.

Насосы, цементировочная и промывочная головки, предохранительные клапаны и линии обвязки насосов должны быть опрессованы давлением, превышающим в 1,5 раза наибольшее ожидаемое при цементировании (или промывке). Диаметр калиброванной шпильки в предохранительном клапане должен соответствовать предельно допустимому давлению при данной

цементировочной операции. Предохранительные клапаны должны иметь кожухи и трубопроводы для отвода жидкости в безопасное место.

Если в процессе цементирования из скважины начнет выходить газированная жидкость, необходимо закрыть превентор и, продолжая операцию, создать противодействие в заколонном пространстве с помощью регулируемого штуцера на боковом отводе.

Многие химикалии, используемые для обработки тампонажных растворов, а также некоторые уплотнительные составы (например, смазка УС-1), используемые для герметизации резьбовых соединений, токсичны. В случае применения их нужно проинструктировать персонал правилам обращения с ними, а также снабдить соответствующей спецодеждой и защитными очками.

При одновременной работе большого числа двигателей внутреннего сгорания возможно отравление людей выхлопными газами. Поэтому следует принимать меры к уменьшению концентрации этих газов в атмосфере либо снабжать персонал противогазами. Все цементировочные работы рекомендуется проводить только в светлое время суток. На период работ по креплению и цементированию скважины на территории буровой не разрешается присутствовать лицам, непосредственно не участвующим в операции. Персонал бригады должен быть обучен оказанию первой помощи пострадавшим от травм, ожогов или отравления.

6.3 Защита окружающей среды от загрязнения

Окружающая среда (атмосфера, почва, источники артезианских и целебных вод) может быть загрязнена [23] в результате выброса из скважины при фонтанировании или перетока через неизолированное заколонное пространство пластовых флюидов, содержащих сероводород, углеводороды, соли натрия, кальция, магния и других элементов, а также в результате выбрасывания промывочной жидкости, которая остается по окончании бурения, или небрежного обращения с радиоактивными изотопами, иногда используемыми для контроля качества разобщения проницаемых пластов.

Одним из мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды, является сооружение на расстоянии 100 – 200 м от скважины с подветренной стороны до начала работ по вскрытию продуктивных пластов большого земляного амбара для

сбора пластовой жидкости, выбрасываемой из скважины при опробовании, освоении, испытании скважины и при управляемом фонтанировании. В том же случае, если возникло неуправляемое фонтанирование (т. е. при отсутствии противовыбросового оборудования, неисправности его или разрушении устья), необходимо срочно соорудить земляной вал для ограничения возможности растекания пластового флюида по большой территории. Другим очень полезным мероприятием является пакерование заколонного пространства на участках выше кровли горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности либо между горизонтами с большим относительным перепадом пластовых давлений сразу же после окончания цементирования, а также создание избыточного давления в заколонном пространстве на период твердения тампонажного раствора, если пакеровка невозможна.

Газы, выделяющиеся из пластовых флюидов и из промывочной жидкости, необходимо сжигать в факеле или утилизировать в промышленной газосборной сети.

Если в пластовой воде содержится сероводород, нужно принять меры к изоляции такого пласта и нейтрализации H_2S .

Для кольматации гранулярных пластов с сероводородной водой рекомендуется устанавливать ванны, содержащие 5 – 10% водорастворимых солей меди, железа, магния, никеля или свинца, эффективный стабилизатор (например, КМЦ-600, карбофен, крахмал), воду и при необходимости утяжелитель и глинопорошок для кольматации трещинных пород рекомендуется применять ванны из водорастворимых силикатов. Для нейтрализации сероводорода в промывочную жидкость следует вводить водный раствор медного или железного купороса [12].

Если сероводород содержится в попутном или природном газе, при сжигании газа в факеле образуются сернистый и серный газы, вызывающие сильное отравление живой природы. Поэтому его необходимо нейтрализовать до сжигания газа в факеле.

Один из способов нейтрализации состоит в подаче в выкидную линию противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры водорастворимых гидроокислов двухвалентных металлов [12].

Радиоактивные изотопы нельзя использовать в скважине, если предварительно надежно не изолированы горизонты артезианских и целебных вод, а также проницаемые пласты, имеющие сообщение с дневной поверхностью поблизости от данной буровой.

Активированная жидкость не должна выходить на дневную поверхность. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших нужно проверить и убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию таких веществ, следует разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведенном месте.

Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна. Оставшуюся промывочную жидкость следует транспортировать на другую буровую для использования или захоронить в специально отведенном месте, предварительно нейтрализовав при необходимости вредные химические реагенты. Большая часть территории вокруг законченной скважины должна быть рекультивирована и возвращена для сельскохозяйственного (или иного) использования. Небольшая же часть территории вокруг эксплуатационной скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом, благоустроена и передана для использования НГДУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов.– 2-е изд., перераб. и доп.– М.:Недра,1980. - 380 с.
2. Асадчев А.С. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: пособие по одноим. курсу для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения/ А.С.Асадчев.– Гомель: ГГТУ им. П.о. Сухого, 2017. - 121 с.
3. Асадчев А.С. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения /А.С. Асадчев – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2018 – 546 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 632 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин». - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 450 с.
6. Булатов А.И. Цементирование глубоких скважин. М.: Недра, 1964.
7. Булатов А.И. Теория и практика заканчивания скважин. М.: Недра, 1997.
8. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтедобывающей промышленности/А.И.Булатов, П.П.Макаренко, В.Ю. Шеметов.– М.: Недра, 1997.– 483 с.
9. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
10. Варламов П.С. Испытатели пластов с опорой на забой. М.: Недра, 1976.
11. Гайворонский А.А. Расчет и технология крепления скважин. М., Недра,1969.
12. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. М., Недра, 1977.

13. Данюшевский В.С., Толстых И.Ф., Мильштейн В.М. Справочное руководство по тампонажным материалам. М., Недра, 1973.

14. Добродеева И.В., Бруй Л.К., Дегтярев Ф.В., Васильцов С.А., Бережной А.С. Влияние силиката натрия на снижение осложненности бурения и качество крепления скважин. // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. науч. тр. Вып.9 – Минск: УП «Экоперспектива», 2017.– 550с. - С.490 – 496.

15. Единые технические правила на бурение нефтяных и газовых скважин. М., ВНИИОЭНГ, 1968.

16. Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1965.

17. Заканчивание скважин: курс лекций по одному дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения/ авт.-сост. А.В.Захаров. – Гомель: ГГТУ им.П.О. Сухого, 2007.– 74 с.

18. Лапшин П.С. Испытание пластов в процессе бурения. М., Недра, 1974.

19. Махмудбеков Э.А., Вольнов А. И., Интенсификация добычи нефти. М.: Недра, 1975, 264 с.

20. Минеев Б.П. Практическое руководство по испытанию скважин/Б.П.Минеев, Н.А.Сидоров. – М.: Недра, 1981.

21. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Хасаев А.М., Гусев В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1986. – 382с.

22. Порошин Д.В. Строительство и заканчивание скважин с применением систем многозонных ГРП// Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. науч. тр. Вып.9 – Минск: УП «Экоперспектива», 2017.– 550с. - С.463 – 474.

23. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., «Недра», 1973. 312 с.

24. Способ заканчивания строительства нефтяных и газовых скважин. /Патент РФ RU 2417304 С2, МПК (2006.01) E21B 43/10. /А.С.Асадчев, Ю.А.Бутов, В.В.Гончареня, В.П.Грыцкий, Л.П.Лашкин, А.И.Призенцов.- № 20091227756; заявл. 15.09.2010; опубл. 27.04.2011. Бюл.№ 12.

25. Способ заканчивания строительства нефтяных и газовых скважин./ Патент РБ ВУ 14731 С1, МПК (2006.01) E21B 43/00. /А.С.Асадчев, Ю.А.Бутов, В.В.Гончареня, В.П.Грыцкий, Л.П.Лашкин,

А.И.Призенцов.- № а 20090192 заявл. 12.02.2009; опубл. 30.08.2011. Бюл.№ 8.

26. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., Недра,1974.

27. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. М., Недра,1979, 303с.

28. СТП 39-22-2002 «Проведение гидropескоструйной перфорации». Гомель: БелНИПИнефть, 2002.

29. Устройство для кольматации проницаемых пластов /Патент РБ № 5370, МПК (2006) E21B 37/00. /А.С.Асадчев, Ю.А.Бутов, Н.А.Демяненко, А.И.Малашенко. - № и 20080930; заявл. 18.12.2008; опубл. 2009.06.30, Бюл. № 3.

30. Устройство для кольматации проницаемых пластов /Патент РБ № 5371, МПК (2006) E21B 37/00. /А.С.Асадчев, Ю.А.Бутов, Н.А.Демяненко, А.И.Малашенко, В.В.Пологеенко, № и 20080931, заявл. 18.12.2008; опубл. 2009.06.30 . Бюл. № 3.

31. Устройство для кольматации проницаемых пластов /Патент РФ RU 88381 U1, МПК (2006.01) E21B 37/02. /А.С.Асадчев, Ю.А.Бутов, Н.А.Демяненко, А.И.Малашенко.- № 2009117832/22; заявл.12.05.2009; опубл. 10.11.2009. Бюл. № 31.

32. Устройство для кольматации проницаемых пластов Патент РФ RU 89871 U1, МПК (2006.01) E21B 37/02. /А.С.Асадчев, Ю.А.Бутов, Н.А.Демяненко, А.И.Малашенко, В.В.Пологеенко.- № 2009110724/22; заявл.24.03.2009; опубл. 20.12.2009. Бюл.№ 35.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Глава 1 Методы, условия и типы заканчивания скважин.....	4
1.1 Методы заканчивания скважин.....	4
1.2 Условия, влияющие на заканчивание скважин.....	7
1.3 Основные схемы заканчивания скважин.....	9
Глава 2 Первичное вскрытие продуктивных горизонтов бурением.....	11
2.1 Технологические факторы, обеспечивающие качественное вскрытие пород-коллекторов продуктивных пластов.....	11
2.2 Повышение качества вскрытия продуктивных пластов	15
2.3 Требования к вскрытию продуктивных пластов.....	16
2.4 Характеристики пластов-коллекторов.....	16
Глава 3 Способы исследования продуктивных пластов при строительстве скважин.....	18
3.1 Прямые методы исследования.....	19
3.2 Косвенные методы исследования.....	21
3.3 Виды каротажей. Геофизические методы исследования.	22
3.4 Опробование пластов и испытание скважин в процессе бурения.....	24
3.5 Испытатели пластов.....	27
3.6 Определение характеристик пласта по диаграмме.....	34
Глава 4 Крепление ствола скважины и разобщение пластов	36
4.1 Общие понятия о креплении скважин и разобщении пластов.....	36
4.2 Требования к качеству разобщения пластов.....	38
4.3 Назначение и функции цементного камня.....	38
4.4 Факторы, определяющие качество цементирования скважин.....	39
4.5 Конструкции скважин.....	41
4.6 Методика проектирования конструкции скважины.....	43
4.7 Способы спуска обсадных колонн.....	46
4.8 Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны.....	49
4.9 Подготовка обсадных колонн к спуску в скважину.....	50
4.10 Технология спуска обсадных колонн в скважину.....	50
4.11 Требования к технологии цементирования обсадных колонн при креплении скважин.....	52

4.12 Способы цементирования.....	53
4.13 Последовательность выполнения некоторых операций цементирования.....	54
4.14 Осложнения при цементировании скважин.....	78
4.15 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	82
4.16 Устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн. Разъединители.....	95
4.17 Подвесные устройства.....	103
4.18 Тампонажные материалы и буферные жидкости.....	115
4.19 Оборудование для цементирования скважин.....	123
4.20 Заключительные работы и проверка результатов цементирования.....	127
Глава 5 Вторичное вскрытие продуктивных пластов.....	130
5.1 Особенности вторичного вскрытия продуктивных пластов.....	130
5.2 Конструкции забоев скважин.....	130
5.3 Заканчивание скважин.....	133
5.4 Организация работ при испытаниях скважин.....	135
5.5 Перфорация эксплуатационной обсадной колонны.....	136
5.6 Вызов притока из продуктивного пласта.....	143
5.7 Гидродинамические методы исследования скважин.....	153
5.8 Возбуждение пласта и интенсификация притока.....	154
5.9 Освоение скважин.....	155
5.10 Передача скважины в эксплуатацию.....	157
Глава 6 Техника безопасности и защита окружающей среды от загрязнения при заканчивании скважин.....	158
6.1 Техника безопасности при вскрытии и опробовании продуктивных горизонтов и освоении скважин.....	158
6.2 Техника безопасности при креплении и цементировании скважин.....	164
6.3 Защита окружающей среды от загрязнения.....	166
Литература.....	169

Асадчев Анатолий Семенович

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Пособие

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 25.03.19.

Рег. № 30Е.

<http://www.gstu.by>