

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПИЩЕВОЙ И
ЛЕГКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

КАФЕДРА "НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО"

Л Е К Ц И И

"БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН"

СОСТАВИТЕЛЬ:
Л.С.

МУХАМЕДШИНА

Б У Х А Р А - 2 0 0 2 г

РЕЦЕНЗЕНТ: Кафедра "Нефтегазовое дело"
Бух ТИП и ЛП проф. Собиров Ф.Ш.

УТВЕРЖДЕНО: Учебно-методическим советом факультета
Нефтегазовая промышленность
Протокол N ___ от " ___ " 2002 г

УТВЕРЖДЕНО: на заседании кафедры, "Нефтегазовое дело"
протокол N _____ от " _____ " 2002 г.

А Н Н О Т А Ц И Я

В лекциях кратко изложены вопросы регулирования направления бурения скважин. Рассмотрены горно-геологические условия бурения, крепление и освоении скважин, разобщение пластов. Описаны причины аварии в бурении и методы их ликвидации. Отражены последние достижения техники и технологии бурения; рассмотрены проблемы бурения скважин глубиной 15 тыс.м.

Уделено внимание охране недр, технике безопасности, защите окружающей среды.

Изложены технико-экономические показатели бурения.

Для студентов обучающихся по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин".

О Г Л А В Л Е Н И Е

ТЕМА 1. Регулирование направления бурения скважин.....	
ТЕМА 2. Первичное вскрытие и опробование продуктивных пластов.....	
ТЕМА 3. Крепление скважин.....	
ТЕМА 4. Цементирование скважин.....	
ТЕМА 5. Освоение и испытание.....	
ТЕМА 6. Аварии в бурении, их предупреждение и методы ликвидации.....	
ТЕМА 7. Перспективы дальнейшего развития техники и технологии бурения на нефть и газ.....	
ТЕМА 8. Основы техники безопасности и защита окружающей среды от загрязнения.....	
ТЕМА 9. Техника - экономические показатели бурения.....	

Тема 1. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.

План темы

- 1. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ИСКРИВЛЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН.**
- 2. ЦЕЛИ И СПОСОБЫ БУРЕНИЯ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН.**
- 3. ПРОФИЛИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН.**
- 4. ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНЕНИЯ.**
- 5. КУСТОВОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН.**
- 6. ГОРИЗОНТАЛЬНО РАЗВЕТВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ.**

Список литературы.

1. А.И.Булатов. Справочник инженера по бурению. Москва, "Недра", 1985.
2. Н.Г.Середа. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва, "Недра", 1988

3. М.Р.Мавлютов. Технология бурения глубоких скважин. Москва, "Недра", 1982.

1. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ИСКРИВЛЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН.

Вследствие многообразия одновременно действующих причин, способствующих искривлению скважин, практически невозможно бурить их в строго вертикальном направлении. Поэтому все вертикальные скважины в той или иной мере искривлены (рис.1).

Основное мероприятие, направленное на предупреждение искривления вертикальных скважин - выбор конструкции нижней части буровой колонны (КНБК), обеспечивающей бурение скважин с высокими показателями работы долота в самых разнообразных геологических условиях.

Наибольшее распространение получили КНБК, основанные на использовании "Эффекта отвеса" или принципа центрирования КНБК в скважине. Рассмотрим условия работы КНБК, использующих "эффект отвеса".

Причина искривления скважины - изгиб нижней части буровой колонны, сопровождаемый перекосом долота по отношению к забою и прижатием его к стенке скважины.

Сущность способа предупреждения искривления скважин заключается либо в недопущении изгиба нижней части буровой колонны путем центрирования долота ее нижней части, а также увеличением жесткости колонны, либо в намеренном изгибе нижнего направляющего участка колонны в заданном азимуте с помощью методов и средств наклонно-направленного бурения. Первый способ применяется при бурении в сравнительно однородных породах, спокойно залегающих пластах, а второй - с целью компенсации естественного искривления в наклонно залегающих анизотропных породах или для исправления уже искривленного ствола.

К числу наиболее распространенных способов предупреждения искривления относятся: а) центрирование нижней части буровой колонны в скважине; б) создание отклоняющих сил применением техники и технологии наклонно-направленного бурения; в) увеличение жесткости и веса нижней части буровой колонны; г) создание в нижней части буровой колонны растягивающих усилий; д) использование эффекта отвеса; е) регулирование осевой нагрузки на долото; ж) использование способов разрушения горных пород, при которых осевая нагрузка не обуславливает разрушение породы (эрозионное, огневое, взрывное бурение).

При центрировании нижняя часть буровой колонны выполняет роль направляющего участка и препятствует отклонению его от оси скважины. Чем меньше радиальный зазор между центрирующим устройством и стенками скважины, тем эффективнее нижняя часть колонны и долото центрируются в скважине.

Установка центраторов на буровой колонне в расчетных точках при бурении в породах, склонных вызывать искривление, позволяет повышать осевую нагрузку на долото, уменьшать трение и износ труб.

Применение техники и технологии наклонно-направленного бурения для недопущения или исправления искривлений скважин основано на создании отклоняющих сил на долото в нужном направлении и с заданной величиной. Это достигается с помощью специальных компоновок низа буровой колонны, включающих отклонители, центраторы, УБТ различных диаметров и длины. Увеличение жесткости и веса единицы длины нижней части буровой колонны способствует сокращению длины сжатой ее части. Растягивающие усилия в нижней части буровой колонны можно создать путем применения наддолотных утяжелителей (трубчатых, дисковых, стержневых), а также бурением с

последовательным расширением ствола и использованием компоновок, в которых нагрузка на долото-расширитель создается за счет веса УБТ, находящихся под расширителем в пилотном стволе. Известны двойные (коаксиальные) УБТ разной длины, причем наружная труба короче внутренней и соединяется с последней с помощью резьбового соединения. Двойные УБТ обладают повышенной устойчивостью к продольному изгибу, т.к. одна из труб испытывает растягивающие усилия. Способ использования эффекта отвеса заключается в следующем: нормальная составляющая веса части бурильной колонны, расположенной между долотом и точкой ее соприкосновения со стенкой скважины в наклонном стволе, действует на долото перпендикулярно к оси этой колонны и уменьшает отклоняющую силу на долото.

2. ЦЕЛИ И СПОСОБЫ БУРЕНИЯ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН.

Бурение наклонных скважин целесообразно при следующих условиях: под дно моря, озера, реки, канала; с намывных дамб, эстакад, плавучих судов; на болотистых и залесенных площадях; под овраги, горы; на площадях занятых заповедниками; в целях сохранения пахотных земель и лесных угодий; под промышленные объекты и жилые поселки; при бурении скважин, заканчивающихся несколькими забоями; при вскрытии продуктивных пластов, залегающих под тектонически нарушенными участками земной коры; при забурировании нового ствола вследствие неликвидированной аварии в скважине; при тушении горящих фонтанов и ликвидации открытых выбросов.

Независимо от способов бурения технология проводки наклонных скважин основано на использовании геологических условий, способствующих искривлению скважин, и на применении специальных отклоняющих приспособлений. При роторном способе бурения ствол скважины отклоняется от вертикали с помощью клиновидных или шарнирных отклонителей. Искривление скважины осуществляется в заданном направлении прерывисто, путем последовательных зарезок. В результате значительно увеличивается объем спуско-подъемных работ, снижается скорость бурения и возрастает стоимость строительства скважины. Клиновидный отклонитель прикрепляют к долоту с помощью штифта. Над долотом устанавливают одну (две) бурильную трубу малого диаметра, обеспечивающую гибкость нижнего участка колонны. После спуска колонны и установки отклонителя в заданном азимуте вдавливают острие отклонителя в породу, срезают штифт, допускают долото до забоя и при небольших нагрузке, частоте вращения и уменьшенном расходе жидкости бурят 3 - 4 м. Затем отклонитель с бурильной колонной поднимают, измеряют зенитный угол и азимут, расширяют скважину и повторно спускают бурильную колонну с отклонителем. Спускают и поднимают отклонитель несколько раз до тех пор, пока не будет достигнуто требуемое отклонение ствола скважины от вертикали. Спустив отклонитель на бурильной колонне, ориентируют его, включают насосы и при небольших расходе жидкости и нагрузке на забой вдавливают долото в породу без вращения колонны, затем приподнимают отклонитель и вновь вдавливают долото. Такую операцию осуществляют до тех пор, пока образуется новое направление ствола скважины. Затем при незначительной частоте вращения колонны (20 - 40 об/мин) углубляют скважину на 4 - 6 м, поднимают бурильную колонну и измеряют зенитный угол и азимут. После этого спускают бурильную колонну с обычным долотом и углубляют скважину на несколько метров без расширения или с одновременным расширением скважины. Затем поднимают бурильную колонну, измеряют зенитный угол и азимут, повторно спускают отклонитель, ориентируют его и работы по забурированию повторяют (пока не будет достигнуто отклонение ствола скважины от вертикали в заданном направлении). Дальнейшее бурение

осуществляют применяя специальную конструкцию низа бурильной колонны (КНБК) и режимы бурения.

При турбинном бурении отклонение ствола скважины от вертикали осуществляют так же с помощью отклонителей различных конструкций. Темп искривления скважины определяется величиной отклоняющей силы, зависящей от конструкции отклоняющего приспособления и места его установки в нижней части колонны, механическими свойствами

пород и условиями их залегания, типами долота и турбобура, а также применяемым режимом бурения. Темп искривления скважины зависит и от зенитного угла скважины. Отклонитель устанавливается между турбобуром и УБТ. Он позволяет искривлять ствол скважины до 90 и более.

При бурении наклонных скважин с винтовыми забойными двигателями применяют отклонители, устанавливаемые непосредственно над двигателем (кривой переводник, отклонитель с перекошенными резьбами).

При бурении с электробуром кроме отклонителей устанавливаемых непосредственно над двигателем используют электробур, у которого благодаря применению зубчатой муфты сцепления, валы двигателя и шпинделя соединяются под углом.

3. ПРОФИЛИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН.

В практике бурения наклонных скважин применяются профили (рис.2). При профиле а) до минимума сводится число рейсов с отклонителем и при это получается большое отклонение от вертикали при незначительном угле наклона скважины. Простота профиля обеспечивает эксплуатацию скважины без существенных осложнений. Профиль б) отличается от предыдущего тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок 4, на котором зенитный угол уменьшается. Поэтому при бурении по данному профилю необходимо на участке 2 набрать большой угол наклона скважины в целях получения необходимого отклонения забоя скважины от вертикали. Такой профиль нельзя признать рациональным, так как значительное увеличение зенитного угла на участке 2, а затем на участке 4 может способствовать преждевременному износу эксплуатационной колонны и глубиннонасосного оборудования при эксплуатации скважины.

Профиль в) позволяет пересечь вертикальным участком скважины 5 несколько продуктивных горизонтов. Однако недостатки, присущие профилю б) сохраняются и в этом случае.

Профиль г) имеет большой участок 2, на котором увеличивается зенитный угол. Этот профиль рекомендуется применять при условиях, способствующих естественному искривлению скважины, а также в случаях, когда возможно бурение без ориентирования отклонителя.

Рассмотренные профили предусматривают вертикальную проводку скважины на длине верхнего участка. Протяженность этого интервала обуславливается, как правило, глубиной спуска кондуктора. Однако нередки случаи спуска кондуктора в ствол скважины отклоненной от вертикали.

4. ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЯ.

Бурение наклонной скважины по выбранному профилю возможно в том случае, когда при бурении участка скважины 1 обеспечиваются мероприятия по предупреждению искривления скважины, а начиная с момента забуривания от вертикального участка, отклонитель точно ориентируется в проектном азимуте. Ориентировать отклонитель можно в процессе спуска бурильной колонны в скважину, контролируя его положение после навинчивания каждой свечи

(ориентированный спуск бурильной колонны) и после спуска бурильной колонны с отклонителем в скважину с использованием специальных приборов, фиксирующих положение плоскости искривления отклонителя по отношению к плоскости искривления скважины (забойное ориентирование отклонителя). Следовательно, ориентированный спуск бурильной колонны в скважину можно применять при любом значении зенитного угла, а забойное ориентирование отклонителя - в тех случаях, когда скважина имеет такой зенитный угол, при котором с достаточной точностью фиксируется положение плоскости искривления скважины (обычно не меньше 5°). Забойное ориентирование отклонителя осуществляется быстрее и проще, поэтому при больше 5° ориентированный спуск бурильной колонны в скважину применять не следует.

В настоящее время в практике бурения наклонных скважин получил широкое распространение так называемый метод безориентированного бурения, сущность которого сводится к следующему: после искривления скважины в заданном азимуте до зенитного угла $5 - 6^\circ$ обрабатывают одно - два долота с применением отклонителя, а затем, убедившись в замере зенитного угла и азимута в обеспечении бурения скважины по проектному профилю, переходят к бурению без отклонителя но с применением специальной компоновки нижней части бурильной колонны и соответствующего ей режима бурения. В качестве примера такой компоновки можно привести компоновку (Рис.3) которая состоит из долота 1, укороченного турбобура 2, центратора 3 (диаметр центратора равен диаметру долота) и одной или нескольких УБТ 4. Учитывая, что компоновка опирается на стенку скважины центратором, можно подбором необходимого УБТ Р (при известном весе турбобура и долота Р) регулировать силу и, следовательно, разности сил Р и Р. Если Р меньше Р, то возникающая на долоте сила будет отклоняющей и бурение осуществится с увеличением зенитного угла. Если Р больше Р, то сила действующая на долото, будет выпрямляющей, что создает условия для уменьшения зенитного угла. При Р = Р наступит стабилизация зенитного угла.

Значительного изменения направления бурения (азимута) в этом случае ожидать не следует, так как чем больше зенитный угол тем большая вероятность действия разности сил Р - Р в плоскости искривления скважины.

Если безориентированное бурение с применением компоновки без отклонителя не обеспечивает получение необходимой интенсивности искривления скважины, то возникает необходимость в использовании компоновки с отклонителем. Последнюю при этом можно не ориентировать, так как она займет в скважине положение при котором плоскости искривления отклонителя и скважины совпадут.

Когда необходимо исправить направление бурения скважины (изменить азимут), нужно ориентировать отклонитель после спуска бурильной колонны. Таким образом, как при бурении без отклонителя, так и с ним, требуется тщательный контроль за положением ствола скважины в пространстве. В этих целях через заданные интервалы проходки замеряют зенитный угол и азимут и строят профиль и план скважины. Пользуясь построенными проекциями оси скважины исполнители работ принимают решение о продолжении бурения по применяемой технологии или об ее изменении в целях исправления профиля скважины. Если необходимо изменить направление бурения скважины, то длины интервалов между измерениями должны быть уменьшены. Поэтому

для каждой категории скважины установлена норма допустимого отклонения забоя скважины от его проектного положения, определяемого сеткой разработки месторождения. Так, для эксплуатационных скважин (вертикальных и наклонных) длиной 2500 - 3000 м, буримых в платформенных геологических условиях, допускается расположение фактического забоя в круге радиусом 30 м с центром этого круга в точке проектного положения забоя.

5. КУСТОВОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН.

Наряду с бурением одиночных наклонных скважин особое место занимает последовательное бурение нескольких наклонных скважин с одной площадки ограниченного размера с расположением их забоев в продуктивном пласте на расстоянии друг от друга, предусмотренном сеткой разработки месторождения. В настоящее время применяются специальные буровые установки универсальной монтажеспособности. Отличительная особенность этих буровых установок - возможность перемещения блоков бурового и вспомогательного оборудования от устья пробуренной скважины к устью новой скважины по направляющим балкам с помощью гидравлической системы. Расстояние между устьями первых 6 - 8 скважин должно быть не менее 3 м. Затем блоки перемещают на 50 м в целях создания противопожарного разрыва между группами скважин и вновь последовательно бурят 6 - 8 скважин с теми же расстояниями между их устьями.

Число скважин в кусте можно увеличить, если вновь сделать противопожарный разрыв и пробурить еще 6 - 8 скважин.

Кустовое разбуривание месторождений позволяет значительно сократить размеры площадей, занимаемых бурящимися, а затем эксплуатационными скважинами, а также дорогами и проложенными к ним трубопроводами. Особое значение приобретает это преимущество при строительстве и последующей эксплуатации скважин на плодородных землях, в заповедниках и заказниках, в лесных массивах с ценными породами дерева, в тундре, где нарушенный поверхностный слой земли восстанавливается через десятилетия, на болотистых территориях, затрудняющих и сильно удорожающих строительно-монтажные работы буровых и эксплуатационных объектов.

Кустовое размещение скважин применяется не только на месторождениях с сильно пересеченным рельефом местности и в условиях, когда требуется вскрыть залежи нефти под промышленными и гражданскими сооружениями, под дном реки, озера, под шельфовой зоной с берега и с эстакад, но и на равнинных площадях.

Особенностью строительства куста скважин на море является более компактное расположение оборудования на эстакадах, искусственных островах, и особенно на полустационарных и подвижных судах.

Учитывая специфику бурения скважин на море, для таких условий созданы специальные буровые установки.

6. ГОРИЗОНТАЛЬНО РАЗВЕТВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ.

В целях увеличения поверхности фильтрации в нефтяном пласте, сложенном устойчивыми породами и характеризующимся низкой проницаемостью и малой нефтеотдачей, бурят скважины с горизонтальным или с горизонтально разветвленным расположением стволов в призабойной зоне. В первом случае скважину бурят вертикально до выбранной глубины, а затем, ориентируя отклонитель по наклонному профилю, входят в продуктивный пласт и бурят в нем горизонтально без отклонителя (рис.4 а). Во втором случае после бурения вертикального участка скважину разветвляют путем последовательного бурения нескольких резкоискривленных стволов. При бурении таких скважин применяют жесткие отклонители с углом перегиба резьбы не менее 2 30 и укороченные турбобуры. Бурение скважины должно осуществляться при частых замерах зенитного угла и азимута, а когда зенитный угол превысит 55°, возникает необходимость принудительно проталкивать в скважину инклинометр, установленный выше отклонителя в немагнитных трубах.

Контрольные вопросы.

1. Основные причины и последствия самопроизвольного искривления ствола скважин.
2. Меры для предупреждения искривления ствола скважин.
3. Чем измеряется искривление скважин?
4. Для чего и как бурятся наклонно-направленные скважины?
5. Профили наклонных скважин. Методы расчета и построения профилей наклонных скважин.
6. Какие отклоняющие приспособления используются при турбинном и роторном способах бурения наклонных скважин?

Опорные выражения

КНБК, ЭФФЕКТ "ОТВЕСА", ОТКЛОНИТЕЛЬ, ТЕМП ИСКРИВЛЕНИЯ, ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ, ОРИЕНТИРОВАННЫЙ СПУСК, ЗАБОЙНОЕ ОРИЕНТИРОВАНИЕ, КУСТОВОЕ БУРЕНИЕ, РАЗВЕТВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ.

Тема 2. ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.

План темы.

1. ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ
2. СПОСОБЫ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ.
3. ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СПОСОБА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ И СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ.
4. УСТАНОВКА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ.
5. ЗАДАЧИ И СПОСОБЫ ОПРОБОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ.
6. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА И ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ОПРОБОВАНИЯ ОБЪЕКТА ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕМ.

Список литературы.

1. Н.Г.Середа. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва, "Недра", 1988
2. Б.П.Минеев. Практическое руководство по испытанию скважин. Москва, "Недра", 1981.
3. М.Р.Мавлютов. Технология бурения глубоких скважин. Москва, "Недра", 1982.

1. ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

С момента начала разбуривания продуктивного пласта промывочная жидкость вступает с ним в контакт и стремится проникнуть в глубь коллектора. Проникновению промывочной жидкости в пласт способствуют несколько факторов.

1.1. В большинстве случаев в процессе бурения в скважине поддерживают избыточное давление. Если пласт представлен гранулярным коллектором, под влиянием избыточного давления в него проникает прежде всего дисперсная среда промывочной жидкости; чаще всего это вода, содержащая некоторое количество

солей и химреагентов. Частицы дисперсной фазы промывочной жидкости при этом либо задерживаются на стенках скважины, образуя фильтрационную корку, либо частицы проникают на 1 - 2 см в пласт и образуют зону кольматации. Глубоко в пласт могут в составе фильтрата проникать лишь тончайшие, пылевидные частицы дисперсной фазы. Глубина проникновения фильтрата в гранулярный пласт под влиянием избыточного давления тем больше, чем выше водоотдача промывочной жидкости, продолжительность разбуривания пласта, скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, избыточное давление, температура; при турбулентном режиме течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве она больше, чем при ламинарном. В трещиноватый пласт под влиянием избыточного давления могут глубоко проникать не только фильтраты, но и дисперсная фаза промывочной жидкости.

1.2. Под влиянием капиллярных сил водная дисперсная среда проникает в глубь пласта и оттесняет нефть (газ) от скважины. Глубина проникновения воды под воздействием капиллярных сил возрастает с увеличением поверхностного натяжения, продолжительности контакта промывочной жидкости с коллектором и уменьшением размеров поровых каналов.

1.3. Если минерализация промывочной жидкости существенно меньше, чем пластовой, может возникнуть осмотический эффект массопереноса дисперсной среды в продуктивный пласт.

Проникновение промывочной жидкости и ее фильтрата в пласт может привести к весьма существенному неблагоприятному изменению коллекторских свойств пристволенной зоны и ухудшению условий получения притока пластовой жидкости по окончании бурения скважины. Так, проницаемость зоны кольматации из-за закупорки поровых каналов частицами дисперсной фазы промывочной жидкости может уменьшиться многократно. В продуктивных пластах почти всегда содержится некоторое количество глинистых или иных частиц чувствительных к воде. Набухая в проникшем в пласт водном фильтрате, они увеличиваются в объеме и сужают (а порой полностью закрывают) поровые каналы.

Натровый бентонит набухает в пресной воде намного больше, чем другие глинистые породы. Поэтому ухудшение проницаемости коллектора, содержащего значительное количество натрового бентонита, в случае проникновения промывочной жидкости будет более сильным, чем коллектора, где таких частиц мало. Усилению набухания могут способствовать обменные реакции на поверхности глинистых частиц в фильтрате, содержащем небольшое (до 0.5 - 1 %) количество кальцинированной или каустической соды, жидкого стекла и некоторых других реагентов, и превращение кальциевых глин в пристволенной зоне в натровые. Напротив, реакции в бесщелочном фильтрате, содержащем поливалентные катионы, например кальция, магния, способствуют уменьшению набухания глин и в некоторых случаях могут привести даже к улучшению проницаемости.

При воздействии фильтрата и содержащихся в нем солей и ПАВ с минерализованными пластовыми водами, углеводородами и ПАВ, находящимися в коллекторе, возможно выпадение твердого осадка нерастворимых солей, асфальтено-смолистых веществ и парафинов и, как следствие, сужение эффективного сечения поровых каналов или закупорка части их.

Проницаемость может уменьшиться в случае образования высоковязкой эмульсии при взаимодействии водного фильтрата с пластовой нефтью.

По мере поступления в пристволенную зону водного фильтрата увеличивается ее водонасыщенность, а в поровых каналах образуется двухфазная (фильтрат + нефть; фильтрат + газ) или даже трехфазная (фильтрат + нефть + газ) система. При наличии многофазной системы проницаемость коллектора для каждой фазы гораздо меньше абсолютной проницаемости. Чем больше насыщенность водным фильтратом, тем

меньше фазовая проницаемость для нефти и газа.

Наибольший ущерб проницаемости пристволенной зоны пласта наносится в том случае, когда в результате гидроразрыва в коллектор глубоко проникает не только фильтрат, но и дисперсная фаза промывочной жидкости.

Ухудшение проницаемости пристволенной зоны пласта под воздействием рассмотренных выше факторов происходит не мгновенно. Степень ухудшения существенно зависит от продолжительности воздействия промывочной жидкости, а также от числа резких повышений гидродинамического давления в скважине: чем длительнее воздействие и чем больше число резких повышений давления, тем больше ущерб.

2. СПОСОБЫ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ.

Под первичным вскрытием понимают комплекс работ, связанных с разбуриванием продуктивного пласта и обеспечением устойчивости ствола скважины в нем. Существует несколько способов первичного вскрытия.

При одном способе к первичному вскрытию пласта приступают после того, как скважина закреплена до кровли его эксплуатационной обсадной колонной и зацементирована. После разбуривания всей (или части) толщины продуктивного пласта ствол оставляют открытым, получают приток пластовой жидкости и скважину сдают заказчику для эксплуатации.

Способ имеет ряд достоинств: 1) состав и свойства промывочной жидкости можно выбирать с учетом особенностей только данного пласта. Чтобы свести к минимуму ущерб, который наносится коллекторским свойствам пласта при бурении, можно применить специальные, достаточно дорогие виды промывочной жидкости (например, раствор на нефтяной основе); при этом общий расход такой жидкости будет минимальным по сравнению с некоторыми другими способами вскрытия, так как потеря ее в вышележащие породы исключена; 2) уменьшается расход обсадных труб и тампонажных материалов на крепление нижнего участка скважины; 3) исключается опасность загрязнения продуктивного пласта тампонажным раствором; 4) отпадает необходимость прибегать к способам вторичного вскрытия для сообщения ствола скважины с пластом. Следовательно, стоимость вскрытия может быть минимальной, фильтрация же пластовой жидкости в скважину происходит через всю поверхность ее стенок.

Этот способ можно применять только в том случае, если продуктивный пласт сложен прочной породой и не разрушается при создании сравнительно большой депрессии для получения притока, насыщен только одной жидкостью (либо нефтью, либо газом), а коллекторские свойства по его толщине изменяются незначительно.

Другой способ первичного вскрытия отличается от рассмотренного тем, что ствол скважины в продуктивном пласте укрепляют специальным фильтром, но не цементируют. Этот способ можно использовать для вскрытия слабощементированных коллекторов. В остальной области применения ограничена теми же условиями, что и предыдущий. По сравнению с первым здесь несколько больше расход обсадных труб.

Продуктивный пласт разбуривают, не перекрывая предварительно вышележащую толщину пород обсадными трубами. Пробурив скважину в продуктивном пласте, укрепляют ее эксплуатационной колонной и цементируют. В дальнейшем, используя один из способов вторичного вскрытия, в эксплуатационной колонне и цементном камне пробивают отверстия, через которые пластовая жидкость может притекать в скважину. Способ позволяет избирательно сообщать скважину с любым по толщине участком продуктивного пласта и получать приток пластовой жидкости только из него, проводить

специальную обработку этого участка с целью улучшения коллекторских свойств приствольной зоны и интенсификации притока из него, одновременно, но отдельно эксплуатировать несколько участков пласта, различающихся между собой коллекторскими свойствами, составом или свойствами насыщающих их жидкостей. Способ имеет существенные недостатки. Во-первых, состав и плотность промывочной жидкости приходится выбирать с учетом устойчивости, коэффициента аномальности пластовых давлений и индексов давлений поглощения не только продуктивного пласта, но и всей толщи вышележащих пород, перекрытой предыдущей обсадной колонной. Поэтому если коэффициент аномальности в одном из выше лежащих объектов существенно больше, чем в продуктивном пласте, то при разбуривании последнего придется использовать промывочную жидкость с повышенной плотностью; при этом избыточное давление на продуктивный пласт будет излишне высоким, что способствует более интенсивному загрязнению коллектора. Если для разбуривания продуктивного пласта использовать специальную, более дорогую промывочную жидкость, то потребный ее объем и стоимость будут значительно больше, чем при рассмотренных выше способах, даже если она не будет поглощаться в вышележащих породах. Во-вторых, продуктивный пласт может существенно загрязниться тампонажным раствором, поскольку избыточное давление при цементировании значительно больше, чем при бурении. В третьих, этот способ не обеспечивает устойчивости и целостности нецементированных и слабосцементированных коллекторов; под воздействием депрессии, создаваемой для получения притока, коллектор разрушается и вместе с пластовой жидкостью в скважину выносятся продукты разрушения - песок и более тонкие илистые частицы.

Иногда, чтобы предотвратить загрязнение продуктивного пласта тампонажным раствором применяют способ вскрытия. От предыдущего он отличается тем, что нижний участок эксплуатационной колонны оставляют из труб с заранее профрезерованными щелями и цементируют скважину лишь выше кровли продуктивного пласта. Способ можно применять лишь в тех случаях, когда применимы первые два из описанных выше. Состав и плотность промывочной жидкости здесь выбирают как и при третьем из рассмотренных способов.

Есть еще один способ первичного вскрытия пласта. До начала разбуривания продуктивного пласта расположенную выше него толщу пород укрепляют обсадной колонной и цементируют. Затем с помощью одного из способов вскрытия в колонне и цементном камне пробивают отверстия, по которым может притекать пластовая жидкость. Этому способу присущи основные достоинства первых трех способов. Если потайную (эксплуатационную) колонну цементировать лишь в нижнем интервале от забоя до сечения, расположенного немного (на 100 - 300 м) выше кровли продуктивного пласта, можно практически полностью исключить опасность загрязнения последнего тампонажным раствором. Если применять потайную колонну такого же диаметра как диаметр эксплуатационной колонны при третьем из рассмотренных способов, стоимость строительства скважины будет более высокой. Этот способ не позволяет также предотвращать разрушение коллектора при создании значительной депрессии.

Дебит скважины возрастает при увеличении поверхности ствола, через которую фильтруется пластовая жидкость. Известно несколько путей увеличения поверхности фильтрации. Один из них – создание нескольких боковых почти горизонтальных стволов, расходящихся от основной скважины по продуктивному пласту. Использовать его можно в том случае, если пласт насыщен только одной жидкостью и сложен в основном устойчивой породой.

3. ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СПОСОБА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ И СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ.

При выборе способа первичного вскрытия продуктивного пласта целесообразно придерживаться следующих принципов.

1) Оценить возможные строение и насыщенность продуктивного пласта и в зависимости от них решать, какие способы первичного вскрытия его могут быть применены. Если пласт насыщен только одной жидкостью и коллекторские свойства его по толщине мало изменяются, то можно применить любой из способов, но более предпочтительнее те, при которых сохраняется большая открытая поверхность фильтрации и не допускается существенное загрязнение пласта промывочной жидкостью и тампонажным раствором. Если в пласте содержится несколько разных жидкостей или жидкости одного рода (нефть), но с резко различными свойствами (одна - маловязкая, другая - высоковязкая, бессернистая, высокосернистая), или коллекторские свойства по толщине его сильно меняются (например, проницаемость верхней части 0.3 мкм-, средней - 0.005 мкм-, а нижней - 0.1 мкм_), то можно применять лишь те способы вскрытия, которые позволяют в последующем селективно сообщать ствол скважины с той или иной частью пласта для получения притока пластовой жидкости.

2) Оценить возможные породы продуктивного пласта и в зависимости от этого решить, требуется ли укреплять стенки скважины фильтром или обсадной колонной или можно ее ствол оставить открытым.

3) Учитывая наибольший коэффициент аномальности в продуктивном пласте, выбрать относительную плотность промывочной жидкости с таким расчетом, чтобы репрессия была минимальной (не превышала установленные правилами бурения нормы), а сама жидкость не проникала глубоко в пласт; сопоставить эту плотность с относительной плотностью промывочной жидкости, которая должна использоваться при бурении вышележащей толщи пород, непокрытой предыдущей обсадной колонной, и с наименьшим индексом давления поглощения в указанной толще и решить, следует ли до вскрытия продуктивного пласта изолировать эту толщу обсадной колонной.

Наилучшее качество вскрытия достигается в тех случаях, когда статическое давление при разбуривании продуктивного пласта равно пластовому давлению, а при разбуривании нефтеносных пластов с аномально низкими давлениями - несколько меньше пластового.

4) Выяснить, можно ли пробурить скважину за один прием через всю толщу продуктивного пласта.

5) Решить с учетом коллекторских свойств продуктивного пласта, коэффициента аномальности и свойств пластовой жидкости, можно ли ограничиться сооружением лишь основного ствола скважины или следует в пласте пробурить несколько боковых стволов для увеличения поверхности фильтрации и решить вопрос о числе и положении боковых стволов.

Вопросы выбора способа первичного вскрытия пласта решаются совместно с промысловыми геологами и специалистами по разработке данного месторождения.

Загрязнение пристволенной зоны промывочной жидкостью и ее фильтратом сказывается на продолжительности и трудоемкости освоения скважины и начальном ее дебите. При сильном загрязнении приходится увеличивать депрессию для вызова притока из пласта, затрачивать больше времени и средств на откачку и извлечение промывочной жидкости и ее фильтрата из пристволенной зоны скважины, прибегать к дополнительным способам стимулирующего воздействия (кислотные обработки, гидроразрыв, гидроабразивная перфорация, вибровоздействие).

В процессе эксплуатации скважин (особенно газовых) дебит может несколько возрасти в результате удаления с потоком пластовой жидкости части фильтрата,

частиц дисперсной фазы и твердого осадка, растворения некоторых компонентов. Однако полного восстановления проницаемости в пристволенной зоне обычно достичь не удастся.

При выборе промывочной жидкости для первичного вскрытия целесообразно руководствоваться следующими положениями:

1. Поскольку главным фактором, способствующим проникновению промывочной жидкости и ее фильтрата в продуктивный пласт, является избыточное давление в скважине, желательно при вскрытии поддерживать равновесие между давлениями в скважине и в пласте. Поэтому плотность промывочной жидкости должна быть такой, чтобы статическое давление ее столба в скважине было равно пластовому давлению в той же точке пласта, где коэффициент аномальности наибольший.

2. Проницаемость пристволенной зоны пласта очень сильно уменьшается при проникновении в нее большого количества частиц твердой фазы промывочной жидкости. Поэтому для вскрытия нужно стремиться использовать промывочные жидкости либо вообще без твердой фазы, либо с возможно меньшим ее содержанием. Содержание частиц, диаметр которых несколько больше 0.3 - 0.5 диаметра пор коллектора должно быть не больше 5% от объема твердой фазы. Такие частицы образуют своеобразные мостики на входе в поровые каналы в стенках скважины, облегчают закупорку пор коллоидными частицами промывочной жидкости и препятствуют проникновению в глубь пласта наиболее тонкодисперсных фракций твердой фазы.

В случае нетрещинного коллектора размер таких частиц составляет несколько мкм; в случае же трещинных коллекторов диаметр мостикообразующих частиц зависит от величины раскрытия трещин. Желательно, чтобы твердая фаза состояла из материалов, которые могут растворяться в соляной или других кислотах, обычно применяемых для стимуляции притока из пласта (мел, мраморная крошка, известняк, сидерит), либо в пластовых жидкостях.

3. Фильтратоотдача промывочной жидкости должна быть минимальной. В фильтрате не должно быть компонентов, способных при физико-химических реакциях с пластовыми жидкостями или породой пласта образовывать нерастворимые осадки (чтобы не уменьшать проницаемость).

4. Целесообразно в состав промывочной жидкости вводить также ПАВ, которые гидрофобизируют поверхность поровых каналов, препятствуют образованию в них водонефтяной эмульсии. Нежелательно добавлять ПАВ, способные увеличивать гидрофильность поверхности пор, так как это облегчит проникновение водного фильтрата в пласт, а нередко - и образование эмульсии. ПАВ должны быть совместимы и с промывочной жидкостью и с пластовыми жидкостями; они не должны высаливаться в минерализованной среде, выпадать в осадок и утрачивать эффективность действия.

5. Промывочная жидкость должна быть малотиксотропной и иметь невысокие значения СНС и реологических показателей. Это позволит свести к минимуму гидродинамические давления при восстановлении циркуляции, промывке скважины, СПО и может облегчить при освоении скважины извлечение промывочной жидкости, проникшей в пристволенную зону.

Лучшими для вскрытия нефтеносных пластов с k - больше 0.8 являются практически безводные жидкости на углеводородной основе. Несколько уступают им по эффективности обратные эмульсии с минерализованной водной фазой. Из промывочных жидкостей на водной основе наиболее подходят глинистые полимерные с регулируемой минерализацией воды и малым содержанием твердой фазы. Для вскрытия пластов с очень низким коэффициентом аномальности

наиболее эффективны газообразные агенты с добавкой пенообразующих ПАВ и многокомпонентные пены с минерализованной водной фазой.

4. УСТАНОВКА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ.

Один из наиболее распространенных способов предотвращения разрушения коллекторов при эксплуатации скважины - установка гравийных фильтров. Суть способа - участок скважины немного ниже башмака обсадной колонны спущенной до кровли продуктивного пласта расширяют с помощью гидравлических или механических расширителей, укрепляют короткой потайной колонной, составленной из обсадных труб с предварительно профрезерованными щелями, а затем кольцевое пространство между колонной и стенками скважины заполняют специально отобранной фракцией зерен гравия. Потайная колонна с щелевидными отверстиями и гравийная обсыпка ее образуют высокопроницаемый для жидкости и практически непроницаемый для частиц песка фильтр.

Эффективность установки гравийного фильтра зависит от качества тех жидкостей, которые используются для расширения ствола и для транспортировки гравия, от способа укладки гравия в кольцевом зазоре и состава гравия.

Для транспортировки гравия в скважину требуется специальная очень чистая жидкость, практически не содержащая твердой фазы в качестве такой жидкости используют водные растворы солей (KCl, NaCl, CaCl₂, CaBr₂, ZnBr₂), отработанные полимерами, а в случае вскрытия нефтенасыщенных пород - также очищенную нефть и нефтепродукты. Содержание твердой фазы в такой жидкости не должно превышать примерно 2 - 3 г/м³, а размеры ее частиц должны быть < 2 мкм.

Гравийный фильтр может успешно предотвращать разрушение коллекторов и вынос песка в скважину лишь при обязательном соблюдении следующих условий:

а) размер зерен гравия должен быть правильно выбран с учетом гранулометрического состава частиц коллектора и степени их неоднородности; б) зазор между корпусом фильтра и стенками расширенного участка скважины должен быть оптимальным, а упаковка зерен гравия в нем - максимально плотной; в) зерна гравия должны иметь сферическую форму; г) максимальная возможная при эксплуатации скважины скорость течения через щели корпуса фильтра не должна превышать допустимой величины; д) зерна гравия должны быть очень чистыми и не должны загрязняться при транспортировке в скважину и укладке между корпусом фильтра и стенками скважины; е) гравий должен обладать высокой абразивностью, содержать не менее 95% кремнеземистого материала, в нем не должно быть частиц глин, гипса или ангидрита.

Если фракционный состав и размер щелей в корпусе фильтра выбраны правильно, гравий тщательно отмыт от примесей, отсортирован и из него для фильтра отобрана только нужная фракция, то вынос песка и разрушение коллектора при эксплуатации скважины будут практически полностью исключены. Частицы песка, которые в начальный период работы фильтра начнут перемещаться по продуктивному пласту вместе с пластовой жидкостью, будут задерживаться на наружной поверхности гравийной набивки и образовывать мостки на входах в поровые каналы между зернами гравия; при этом уменьшится размер входных отверстий и через фильтр будет проходить почти чистая жидкость. В пластовой жидкости, прошедшей через такой фильтр, могут содержаться лишь самые тончайшие илистые частицы размером не более нескольких микрометров.

5. ЗАДАЧИ И СПОСОБЫ ОПРОБОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ.

Одна из важнейших задач при бурении новых или слабо изученных площадях - выявление всех горизонтов, в которых содержатся нефть или газ и оценка

промышленной ценности запасов углеводородов в них. В значительной степени задача выявления горизонтов, насыщенных углеводородами, решается методами промысловой геофизики. Но окончательное заключение о содержимом того или иного горизонта, возможности получения притока нефти или газа из него и промышленной ценности залежи можно сделать только в результате прямого опробования объекта.

В задачи опробования входит получение притока пластовой жидкости из данного объекта, отбор пробы ее для последующего лабораторного анализа, измерение начального и пластового давления и получение информации, необходимой для оценки коллекторских свойств объекта, его продуктивности и возможных запасов углеводородов.

Сущность опробования состоит в изоляции рассматриваемого объекта от всех других проницаемых горизонтов и от воздействия давления столба промывочной жидкости, заполняющей скважину, в создании достаточно большой разности между пластовым давлением в объекте и давлением в скважине с целью получения притока пластовой жидкости, регистрации объемной скорости притока и изменения давления в скважине в течение всего периода опробования, а также в отборе представительной пробы пластовой жидкости для ее исследования.

Наиболее достоверную информацию можно получить при опробовании в процессе бурения, пока приствольная зона объекта еще существенно не загрязнена. Для этой цели применяют аппараты, спускаемые в скважину при помощи колонны бурильных труб. Такие аппараты обычно называют пластоиспытателями. Они позволяют получать приток пластовой жидкости через всю вскрытую часть поверхности объекта и достаточно большой объем информации.

6. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА И ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ОПРОБОВАНИЯ ОБЪЕКТА ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕМ.

Для опробования объекта в скважину через ротор 4 с помощью колонны бурильных труб 7 спускают компоновку, в состав которой входят следующие узлы: циркуляционный клапан 9, запорный клапан 11, пластоиспытатель 12, яс 13, безопасный замок 14, пакер 15, фильтр 16, опорный башмак 19 и приборные переводники 10,18, в которых размещены регистрирующие глубинные манометры и термометры. Пластоиспытатель имеет два клапана - впускной и уравнильный, а также штуцер и гидравлическое тормозное устройство.

1. Впускной клапан золотникового типа, служащий для герметизации полости пустых бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций пластоиспытателя и открытия притока жидкости в трубы во время испытания пласта.

2. Уравнильный клапан - для выравнивания давления над и под пакером в процессе спуско-подъемных операций и перед снятием пакера.

3. Гидравлическое реле времени - для своевременного закрытия и открытия названных клапанов.

4. Штуцер, создающий гидравлическое сопротивление с целью уменьшения депрессии на пласт и ограничения скорости потока в проходных отверстиях пластоиспытателя.

Во время спуска компоновки в скважину впускной клапан испытателя и циркуляционный закрыты, а запорный и уравнильный - открыты; пакер растянут в осевом направлении, поэтому наружный диаметр его резинового элемента минимален и между этим элементом и стенками скважины имеется суженный зазор для протекания промывочной жидкости. С целью уменьшения гидравлических сопротивлений промывочную жидкость, вытесняемую компоновкой при спуске в скважину, направляют из подпакерного пространства в

надпакерное не только через этот зазор, но также и через отверстия в фильтре 8, полый шток пакера 7 и открытые отверстия уравнильного клапана.

1. ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ (ПЛАСТОВ) В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ. Под опробованием пласта понимается комплекс работ, имеющих целью вызов притока из пласта, отбор проб пластовой жидкости, оценка характера насыщенности пласта и в отдельных случаях определение его ориентировочного дебита. Опробование целесообразнее всего осуществлять в процессе бурения при помощи испытателей 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, дебит скважины). Испытание пластов проводится как во время бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится с целью установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивности, характеристики и получения необходимых данных для подсчета запасов нефти и газа в составлении проектов разработки месторождений.

В настоящее время разработаны испытатели пластов трех типов, применяемых в процессе бурения скважин: испытатели, спускаемые в скважину на колонне буровых труб, спускаемые на кабеле в скважину и внутри бурильной колонны. Наибольшее распространение получили испытатели пластов, спускаемые в скважину на бурильных трубах, трубные испытатели. Испытание на приток трубными испытателями производится с опорой и без опоры на забой. Возможно также селективное (раздельное) испытание объектов как тем, так и другим способом.

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера 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 плотностью. 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 буровых 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 газ и нефть.

В последнее время нашли применение многоцикловые испытатели пластов. Испытание пластов в несколько циклов позволяет получить уверенные (однозначные) результаты испытания.

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

Контрольные вопросы.

1. Какие существуют методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных пластов?
2. Что понимается под опробованием пласта?
3. Каким образом опробуется и испытывается продуктивность горизонтов в процессе бурения?
4. Какое воздействие оказывает промывочная жидкость на продуктивный пласт?
5. Принцип установки гравийных фильтров и их назначение.
6. Как проводится освоение и испытание пластов после спуска и цементирования обсадной колонны?

Опорные выражения.

ПРОМЫВОЧНАЯ ЖИДКОСТЬ, ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ, ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ, ПОТАЙНАЯ КОЛОННА, ГРАВИЙНЫЙ ФИЛЬТР, ОПРОБОВАНИЕ ГОРИЗОНТА, ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЬ.

Тема 3. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.

План темы.

1. ЦЕЛИ И СПОСОБЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН.
2. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ.
3. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ.
4. ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ.
5. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ.
6. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНУ.

Список литературы.

1. Н.Г.Середа. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва, "Недра", 1988
2. А.И.Булатов. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, "Недра", 1982.
3. А.И.Булатов. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Москва, "Недра", 1981.

1. ЦЕЛИ И СПОСОБЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН.

Основные цели крепления скважин:

- а) создание долговечного, прочного и герметичного канала для транспорта жидкости от эксплуатационных горизонтов к дневной поверхности или в противоположном направлении;
- б) герметичное разобщение всех проницаемых горизонтов друг от друга;
- в) укрепление стенок скважины, сложенных недостаточно устойчивыми породами;
- г) защита эксплуатационного канала от коррозии пластовыми жидкостями.

Наиболее распространенным способом крепления скважин и разобщения проницаемых горизонтов является спуск колонн, составленных из специальных труб, называемых обсадными, и цементирование пространства между колонной труб и стенками скважины. Для разобщения горизонтов с разными коэффициентами аномальности пластовых давлений, а также для предотвращения газнефтепроявления из горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности используют также пакеры.

2. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ.

Конструкция скважины состоит из ствола, пробуренного в горных породах, нескольких обсадных колонн и тампонажного камня, заполняющего целиком или частично пространство между колоннами и стенками ствола. Конструкцию скважины характеризуют количество спущенных в нее обсадных колонн, их диаметры и длина ствола под каждую колонну, местоположение интервалов цементирования.

В технической литературе конструкцию скважины графически изображают так: сплошными жирными линиями показывают обсадные колонны; число у верхнего конца линии означает наружный диаметр колонны в мм, у нижнего конца - глубину спуска в м. если колонна перекрывает лишь нижний интервал скважины и не доходит до устья, число у верхнего конца жирной линии означает глубину верхнего сечения колонны в м; диаметр же колонны показывают на уровне верхних концов остальных колонн. Обсадные колонны, перекрывающие лишь нижний участок скважины принято называть потайными.

Если верхний участок обсадной колонны составлен из труб большего диаметра, чем нижний, ее изображают ломаной жирной линией; у верхнего конца указывают оба диаметра (например 16*146) в мм, а у места излома линии - глубину стыковки участков. Такую колонну называют комбинированной. Интервалы цементирования показывают штриховкой, числа у верхней и нижней границ заштрихованного участка означают глубины интервала цементирования.

Конструкция должна обеспечить:

- а) долговечность скважины как технического сооружения;
- б) надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов и сохранность запасов полезных ископаемых;
- в) минимум затрат на единицу добываемой продукции;
- г) возможность бурения до проектной глубины без опасности возникновения тяжелых осложнений, осуществления предусмотренных проектом разработки месторождения ремонтных работ в скважине при эксплуатации, проведения всех исследований, необходимых для контроля разработки месторождения.

Проектирование начинают с выделения зон с несовместимыми условиями бурения. Условия бурения в двух смежных зонах считаются несовместимыми в том случае, если при переходе из верхней зоны бурения в нижнюю требуется так изменить плотность промывочной жидкости, что это приведет либо к поглощению последней в один или несколько горизонтов верхней зоны, либо к газонефтеводопроявлениям из верхней зоны, либо к интенсивным проявлениям неустойчивости пород в верхней зоне.

Выпучивание, обваливание, осыпание потенциально неустойчивых пород начинается не сразу же в момент вскрытия их бурением, а лишь спустя некоторое время. Продолжительность этого времени зависит от состава и плотности промывочной жидкости, амплитуды колебаний давления в скважине и соотношения давления в скважине и порового давления в породе.

Условимся называть давление столба промывочной жидкости, при котором сохраняется удовлетворительная стабильность стенок скважины в течение времени, достаточного для разбуривания всей толщи потенциально неустойчивых пород и укрепления их обсадной колонной, давлением относительной устойчивости пород, а отношение этого давления к давлению равного по высоте столба пресной воды индексом давления устойчивости K_u .

Опасность возникновения перечисленных видов осложнений (кроме растворения пород) будет сведена к минимуму при соблюдении следующих условий:

$$\begin{aligned} K_a < p < K_p \\ K_u < p < K_p \end{aligned} \quad (3.1), \text{ где}$$

ρ - относительная плотность промывочной жидкости;

K_a - коэффициент аномальности;

K_u - индекс давления устойчивости;

K_p - индекс давления поглощения.

Приступать к разбурированию нижерасположенной зоны можно, если надежно изолировать предыдущую. Изолируют зону спуском колонны обсадных труб и заполнением кольцевого зазора между этой колонной и стенками скважины тампонажным раствором. Поэтому границей раздела двух зон является та минимальная глубина, до которой необходимо спустить обсадную колонну, прежде, чем станет возможно изменить плотность промывочной жидкости до величины, определенной условиями бурения в новой зоне, без опасности возникновения осложнений в предыдущей.

Выделять зоны с несовместимыми условиями бурения удобно с помощью совмещенного графика, на котором кривая 1 характеризует изменение коэффициента аномальности с глубиной, кривая 2 - изменение индекса давлений поглощения, а кривая 3 - изменение индекса давления устойчивости пород. Нанесем на график кривую 4 изменения с глубиной относительной плотности промывочной жидкости для разбурирования пород в разных интервалах с соблюдением правил бурения.

Правила бурения требуют соблюдения следующих соотношений между статическим давлением столба промывочной жидкости $R_{ст}$ и пластовым давлением $R_{пл}$:

$$R_{ст} < K_p R_{пл};$$

$$R_{ст} - R_{пл} < R_{диф},$$

где K_p - коэффициент резерва;

$R_{диф}$ - допустимое дифференциальное давление.

По совмещенному графику видно, что в данной ситуации имеются пять зон с несовместимыми условиями бурения: А, Б, В, Г и Д. Для вскрытия зоны "Б" необходима промывочная жидкость с $\rho < 0.95$, но при применении ее в зоне "А" давление в скважине будет ниже пластового и могут начаться водопроявления, если эта зона не будет предварительно изолирована. Для вскрытия зоны "В" нужна жидкость с $\rho 1.1-1.4$. Но жидкость даже с $\rho = 1.1$ будет поглощаться в зону "Б", если последнюю не изолировать. Перед вскрытием потенциально неустойчивых пород плотность промывочной жидкости придется увеличить до $\rho = 1.8$, но такая жидкость будет поглощаться в зону "В" и поэтому зону "В" необходимо изолировать колонной труб до вскрытия зоны "Г".

После разбурирования потенциально неустойчивых пород целесообразно относительную плотность жидкости уменьшить до $\rho = 1.6$, чтобы предотвратить опасность ее поглощения в нижний интервал зоны "Д", уменьшить возможное загрязнение продуктивной толщи и создать лучшие условия для работы долот (уменьшить дифференциальное давление). Для этого предварительно нужно изолировать зону "Г" обсадной колонной. Таким образом, конструкция скважины должна включать пять обсадных колонн.

В предварительный вариант конструкции, полученный на основании анализа совмещенного графика, вносят некоторые уточнения.

1. Для того чтобы выходящий из скважины поток промывочной жидкости можно было направить в очистную систему, необходимо создать специальное направление. При строительстве скважины на суше для этого вдоль будущей оси ее роют неглубокий (3 - 5 м, иногда несколько глубже) колодец, в который спускают трубу, а пространство между трубой и стенками колодца забутовывают. Эту трубу называют направлением. На графическом изображении конструкции направление не

показывают. Если скважину сооружают на море, направлением перекрывают всю толщу донных осадков.

2. Залегающие неглубоко от дневной поверхности породы нередко могут размываться восходящим потоком промывочной жидкости; проницаемые породы, как правило, насыщены пресными или слабоминерализованными водами, пригодными для водоснабжения населения, сельского хозяйства или технических нужд. Во избежание размыва таких пород и сильного загрязнения водонасыщенных пород верхний участок скважины укрепляют специальной обсадной колонной - кондуктором.

3. В районах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) часто встречаются интервалы, где твердые минеральные частицы сцементированы только льдом. В процессе бурения под воздействием теплой промывочной жидкости лед тает, твердые частицы осыпаются в ствол скважины и выносятся потоком на дневную поверхность, в скважине же образуется полость большого объема; в результате может возникнуть аварийная ситуация. Во избежание образования больших полостей рекомендуется сразу же после разбуривания такого участка укреплять ствол скважины удлиненным направлением. Нижний конец его устанавливают в мерзлой породе сцементированной минеральным цементом. Так как сцепление между удлиненным направлением и льдистыми породами ненадежно и при повышении температуры нарушается всю толщу ММП перекрывают кондуктором. Нижний конец кондуктора устанавливают ниже границы мерзлоты не менее чем на 100 м в устойчивой породе с положительной температурой.

4. Учитывают выбранный способ первичного вскрытия продуктивной залежи.

5. Если в разрезе месторождения имеется хемогенная толща, для предотвращения интенсивного растворения солей при бурении применяют либо промывочную жидкость на углеводородной основе, либо жидкость, полностью насыщенную соответствующей солью. При использовании дорогих промывочных жидкостей нередко надсолевую толщу перекрывают одной, а хемогенную толщу - другой обсадными колоннами.

6. Если в предварительном варианте конструкции расстояние между нижними концами двух смежных колонн велико, то иногда с целью уменьшить опасность аварийного износа предыдущей обсадной колонны, интенсивного желобообразования в стволе скважины и возникновения прихватов в конструкцию вводят дополнительную колонну.

7. Если опыт показывает что поглощения в трещиновато-кавернозных породах можно изолировать без спуска обсадных труб, из предварительного варианта целесообразно исключить соответствующую колонну.

Глубина спуска колонны определяется глубиной границы раздела смежных зон с несовместимыми условиями бурения. Дополнительно учитывают два фактора: нижний конец колонны нужно устанавливать в устойчивых непроницаемых породах; если на рассматриваемую колонну должно быть установлено противовыбросовое оборудование, башмак ее следует устанавливать на такой глубине, чтобы в случае возникновения газонефтеводопроявления при дальнейшем углублении и выброса промывочной жидкости из скважины породы, залегающие ниже башмака, не могли быть разорваны тем высоким давлением, которое придется создавать для глушения проявления. Глубину места возможного разрыва пород можно найти с помощью совмещенного графика, если на него нанести кривую относительного давления в скважине. Так если произойдет газовый выброс и вся промывочная жидкость в скважине будет замещена пластовым газом, то относительное давление при глушении выброса способом прямой промывки

$$P_{отн} = \frac{P_{гд}}{\rho * g * z}, \text{ где}$$

$$S = \frac{0.034 * \rho * (Z_{пл} - Z)}{V_c * T_c};$$

$P_{гд}$ - гидравлические потери в кольцевом пространстве на участке глубиной Z в начальный момент глушения, Па.

$$P_{гд} = P_{гд} * Z,$$

$P_{гд}$ - градиент гидродинамического давления; (приблизительно $P_{гд} = 2$ кПа/м);
 $Z < Z_{пл}$ - текущая глубина, м.

Если на кондуктор должен быть установлен превентор, но опасности выброса при дальнейшем углублении нет, глубину спуска этой колонны следует рассчитывать с учетом возможности создания на устье противодействия $P_{ук} 2 - 3$ МПа. В этом случае

$$P_{отн} = p + \frac{P_{ук}}{\rho * g * z}, \text{ где}$$

p - относительная плотность промывочной жидкости при бурении под следующую обсадную колонну.

Во избежание разрыва пород необходимо соблюдать условие: $P_{отн} < k_p$, а нижний конец колонны устанавливается на 50 - 100 м ниже глубины, соответствующей точке пересечения кривой относительных давлений с кривой индексов давлений поглощения.

Обычно обсадные колонны подвешивают на устье скважины; поэтому верхний ее интервал оказывается перекрытым несколькими колоннами. Расход металла на крепление можно уменьшить, если хотя бы одну колонну сделать потайной. Сплошную колонну можно заменить потайной, укрепив ею лишь участок ниже башмака предыдущей сплошной колонны, в том случае, если прочность последней с учетом ее возможного износа достаточна, чтобы выдержать те избыточные давления, которые могут возникнуть в скважине до окончания спуска последующей сплошной колонны. Верхний конец потайной колонны устанавливают выше башмака предыдущей колонны не менее чем на 50 м.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирают, исходя из ожидаемых суммарных дебитов жидкости (нефть+газ+вода; газ+конденсат+вода) на разных стадиях эксплуатации, габаритов оборудования, которое должно быть спущено в данную колонну для обеспечения заданных дебитов, и глубины скважины. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен быть достаточен для того, чтобы оборудование можно было спустить и установить на нужной глубине и чтобы в период эксплуатации скважины можно было выполнять подземные и капитальные ремонты.

Примерные сочетания диаметров эксплуатационных колонн и дебитов, применяемые на практике.

Нефтяные скважины

Суммарный дебит, м ³ /сут	<40	40 -100	100-150	150-300	>300

Примерный
диаметр экспл
колонны, мм

114

127-140

140-146

168-178

178 - 194

Газовые скважины.

Суммарный дебит, тыс м /сут	< 75	<250	< 500	< 1000	<5000
Примерный диаметр экспл колонны, мм	114	114-146	146 – 168	168 – 219	219 -273

В эти сочетания можно вносить коррективы с учетом конкретных условий месторождения. Например, при наличии в добываемой продукции сероводорода нередко увеличивают диаметр эксплуатационной колонны для того, чтобы в нее можно было спустить колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) необходимого диаметра с пакером у нижнего конца, надежно изолировать межколонное пространство от проникновения в него сероводорода, заполнить это пространство чистой углеводородной жидкостью и таким путем защитить обсадные трубы от сероводородной коррозии.

Обсадные колонны, расположенные между эксплуатационной колонной и кондуктором, называют промежуточной. Диаметры промежуточных колонн и кондукторов а также диаметры долот для бурения стволов находят из следующих соотношений. Диаметр долота d_d для бурения ствола под данную колонну всегда должен быть больше наибольшего наружного диаметра d_m обсадной колонны:

$$d_d = d_m + 2 \cdot k, \text{ где}$$

k - минимальный необходимый радиальный зазор для свободного прохода колонны в скважину при спуске, мм.

d_m , мм	114-127	140-168	178-194	219-245	273-299	324-351	>377
k , мм	7-10	10-15	15-20	20-25	25-35	30-40	40-50

За наибольший наружный диаметр обсадной колонны d_m принимают обычно наружный диаметр муфт, посредством которых обсадные трубы соединяют друг с другом.

Внутренний диаметр (d) пред. предыдущей обсадной колонны должен быть обязательно больше диаметра долот (d_d) посл. для бурения под следующую колонну:

$$(d)_{\text{пред.}} = (d_d)_{\text{посл.}} + 2, \text{ где}$$

- радиальный зазор, необходимый для свободного прохода внутри данной колонны долота для бурения под следующую колонну.

Величину зазора обычно принимают 5 - 10 мм, причем зазор увеличивают по мере роста диаметра долот.

Зная необходимый внутренний диаметр колонны, находят по ГОСТ 632-80 соответствующий ему наружный диаметр обсадных труб.

Кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонной по всей длине или частично цементируют. Единными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин предусмотрено цементирование обсадных колонн в следующих интервалах: кондукторы и потайные колонны- по всей длине; промежуточные колонны во всех поисковых, разведочных, параметрических,

опорных, газовых скважинах в независимости от их глубины и в нефтяных глубиной свыше 3000 м - в нижнем интервале длиной не менее чем на 100 м выше нижнего конца предыдущей обсадной колонны. Так же разрешается поступать и в других скважинах, если приняты меры, обеспечивающие герметичность соединений обсадных труб.

При выборе длины интервалов цементирования придерживаться следующих правил:

а) в скважинах, пробуренных через ММП, все колонны нужно цементировать по всей длине. Это уменьшит опасность повреждения их при повторном замерзании пород в случае длительного простоя скважин;

б) все проницаемые породы в интервале между башмаком рассматриваемой колонны и башмаком предыдущей колонны должны быть надежно изолированы, с тем, чтобы не возникли перетоки пластовых жидкостей из одного объекта в другой. Кровля цементного камня должна быть выше верхнего проницаемого объекта не менее чем на 200 – 300 м;

в) не должно быть разрывов сплошности цементного камня, так как участок колонны между двумя зацементированными интервалами может быть разрушен силами, которые возникают при изменении температуры и давления.

3. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ.

Обсадную колонну составляют из стальных цельнокатаных труб, соединенных друг с другом с помощью резьбы или сварки. Обсадные трубы для нефтяных и газовых скважин изготавливают в соответствии с ГОСТ 632-80. По конструкции все трубы можно разделить на две группы. Основную группу составляют трубы, изготавливаемые в виде полого цилиндра круглого поперечного сечения с постоянной по длине толщиной стенки. Вторую группу - трубы изготавливаемые в форме цилиндра такого же сечения, утолщенного на одном конце наружу. Трубы с постоянной по длине толщиной стенки соединяют друг с другом в колонну муфтами. Трубы с утолщенными концами соединяют без помощи муфт, ввинчивая неутолщенный конец одной трубы а утолщенный конец другой. Стандартом предусмотрено 5 разновидностей соединений обсадных труб, четыре из которых - муфтовые: с короткой треугольной резьбой; с удлиненной треугольной резьбой, с трапецеидальной резьбой (ОТТМ); высокогерметичные с трапецеидальной резьбой (ОТТГ). Пятая разновидность - высокогерметичные безмуфтовые соединения ТБО с трапецеидальной резьбой. Согласно ГОСТ 632-80 обсадные трубы с короткой треугольной резьбой могут быть 19 размеров с условным диаметром в диапазоне от 114 до 508 мм. Ассортимент труб с соединениями других разновидностей меньше. По точности и качеству трубы могут быть двух исполнений - А и Б; исполнение "А" более точное. Трубы могут иметь небольшую овальность. ГОСТом предусмотрено изготовление труб одного условного диаметра с разными толщинами стенок (от 5.2 до 16.5 мм - в зависимости от диаметра, группы прочности и конструкции соединения). Наиболее широк ассортимент труб из стали группы прочности "Д". С увеличением группы прочности, как и с увеличением сложности конструкции соединения, а также стоимости трубы ассортимент сокращается. Согласно стандарту обсадные трубы должны изготавливаться из сталей 7 групп прочности. После изготовления трубы с навинченными муфтами и безмуфтовые трубы подвергают гидравлическому испытанию. Давление гидравлического испытания рассчитывают так, чтобы приведенное напряжение в теле труб с условным диаметром по 219 мм исполнения "Б" было равно 80% от предела текучести, а в теле труб большего диаметра - 60 %.

4. ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ.

В процессе эксплуатации на обсадные колонны могут действовать высокие наружные и внутренние избыточные давления, а также осевые растягивающие (а иногда - сжимающие) силы. Поэтому обсадные трубы должны обладать достаточной сопротивляемостью по отношению к таким силам.

Если на наружную поверхность трубы создавать равномерное давление жидкостью, в теле трубы возникнут напряжения сжатия; наибольшими они будут на внутренней поверхности, наименьшими – на наружной. Если труба тонкостенная, то при увеличении напряжений она, деформируясь, при некотором значении напряжения, не превышающем предела пропорциональности, может потерять устойчивость круглой формы поперечного сечения. Толстостенная же труба, деформируясь, разрушится как только приведенное напряжение превысит предел прочности материала. В бурении за характеристику сопротивляемости трубы смятию под действием равномерного наружного давления принимают так называемое критическое давление $R_{кр}$, то есть такое избыточное наружное давление, при котором напряжение на внутренней поверхности овальной разностенной трубы достигает предела текучести.

Действительная сопротивляемость всегда несколько больше критического давления. Если осевое напряжение растяжения превышает 50 % предела текучести, то уменьшение сопротивляемости смятию может достигать 10 %. Если внутреннюю поверхность трубы нагружать равномерным давлением, последняя может быть разорвана, как только приведенное напряжение превысит предел прочности. За прочностную характеристику сопротивляемости трубы разрыву принимают то избыточное давление в ней, при котором приведенное напряжение на внутренней поверхности становится равным пределу текучести.

В обсадных трубах с треугольной резьбой наиболее опасные напряжения от действия осевой растягивающей силы возникают в сечении по первому витку резьбы полного профиля. За прочностную характеристику таких труб принимают ту осевую силу, при которой приведенное напряжение на наиболее нагруженной стороне профиля резьбы в указанном сечении достигает предела текучести. Эту силу называют страгивающей нагрузкой.

Прочность на растяжение труб с трапецеидальной резьбой характеризуют тремя величинами; одна из них - та осевая нагрузка $R_{тек}$, при которой напряжение в сечении по телу трубы за пределами резьбы достигает предела текучести; вторая - та осевая нагрузка $R_{выр}$, при которой происходит вырыв трубы из муфты; третья – та осевая нагрузка $R_{раз}$, при которой труба может оборваться в сечении во впадине резьбы первого витка полного профиля. При расчетах за допустимую осевую нагрузку для таких труб принимают наименьшую из величин $R_{тек}/1,3$; $R_{выр}/1,8$ и $R_{раз}/1,8$.

5. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ.

При спуске в скважину на колонну действуют растягивающая сила собственного веса труб и жидкости, заполняющей скважину; силы инерции колонны и жидкости; сила взаимодействия труб со стенками скважины; гидродинамические силы, возникающие в результате движения вытесняемой колонной жидкости; силы гидростатического давления жидкости на боковые поверхности колонны; изгибающий момент на участках искривления ствола скважины.

По окончании спуска колонны и цементирования инерционные гидродинамические силы и силы взаимодействия со стенками ствола исчезают; величины других сил могут существенно измениться; возникают также новые силы. Так, при вызове притока в период освоения скважины давление в эксплуатационной колонне снижают значительно ниже пластового в продуктивном горизонте; при этом возникает избыточное наружное давление, которое, если оно

окажется достаточно большим, может явиться причиной смятия соответствующего участка колонны.

В газовых и фонтанирующих нефтяных скважин внутреннее давление в верхнем участке колонны при эксплуатации может быть опасно высоким, особенно после закрытия устьевых задвижек. В случае закрытия превентора при газонефтепроявлениях внутреннее давление может опасно возрасти в верхних участках кондуктора и промежуточных колонн. Опасные избыточные давления могут возникнуть в случае негерметичности эксплуатационной колонны, а также если из-за плохого качества цементирования в кольцевом пространстве скважины возникнут перетоки пластового газа.

Если обсадная колонна перекрывает пласт породы, склонный к выпучиванию, наружное давление на участок ее против такого пласта может достигать геостатического. Особенно опасная ситуация возникает в тех случаях, когда указанный участок колонны расположен несоосно со стволом скважины, а поперечное сечение ствола не круглое - это часто приводит к нарушению целостности колонны.

На протяжении многолетней службы в скважине обсадные колонны подвергаются воздействию пластовых жидкостей, которые способны вызвать интенсивную коррозию металла. Промежуточные колонны и кондукторы во время бурения, а эксплуатационные колонны - при эксплуатации, подземных и капитальных ремонтах скважин истираются долотами, замками и муфтами бурильных и насосно-компрессорных труб, а также другим оборудованием, спускаемым к забою. В результате коррозии и износа прочность обсадных труб может серьезно уменьшиться. Поэтому при конструировании обсадных колонн следует учитывать как специфику их нагружения, так и возможную степень износа; при креплении же принимать меры к защите колонн от коррозии и износа.

6. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНУ.

Спуск обсадной колонны - ответственная операция. До начала спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы в скважине, тщательно проверено состояние бурового оборудования и инструмента, соответствие грузоподъемности вышки и талевого системы весу подлежащей спуску колонны, подготовлен ствол скважины.

За несколько дней до спуска колонны на буровую завозят обсадные трубы, элементы технологической оснастки и необходимый дополнительный инструмент, тщательно проверенные и испытанные, а также специальную смазку для обеспечения герметичности резьбовых соединений при наиболее высоких температурах, возможных в данной скважине.

На буровой обсадные трубы вновь осматривают, проверяют овальность жесткими двойными шаблонами соответствующих диаметров; трубы поврежденные при транспортировке и повышенной овальности отбраковывают, а годные сортируют по группам прочности, толщинам стенок и видам резьбовых соединений и укладывают на стеллажи в порядке, противоположном очередности спуска их в скважину. При укладке каждую трубу нумеруют, измеряют ее длину; номер трубы, ее длину и нарастающую длину колонны записывают в специальный блокнот.

По данным каверно- и профилеграмм выявляют участки резкого искривления. Эти участки тщательно прорабатывают новыми долотами со скоростью не более 35 - 40 м/час и расширяют до нормального диаметра. При проработке целесообразно применять ту же компоновку низа бурильной колонны, которую использовали для бурения последнего интервала скважины (справочн.). После проработки ствол скважины, особенно если условия бурения сложные, калибруют; спускают

бурильную колонну, низ которой имеет примерно такую же жесткость, как и подлежащая спуску обсадная колонна, и следят за успешностью прохождения такой компоновки до забоя. Если наблюдаются посадки или затяжки, ствол прорабатывают повторно с несколько меньшей скоростью. По окончании калибровки скважину тщательно промывают в течение одного-двух циклов циркуляции. При проработке применяют промывочную жидкость с минимальной фильтратоотдачей, низкими значениями статического и динамического напряжения сдвига и пластической вязкости, а также с хорошими смазочными характеристиками.

При подъеме буровой колонны после проработки или калибровки измеряют ее длину и уточняют длину скважины; при этом надо учитывать, что действительная длина скважины больше суммарной измеренной длины поднятых из нее буровых труб на величину удлинения колонны.

К спуску колонны приступают сразу же, как только закончен подъем буровых труб после промывки скважины.

Обсадные колонны длиной до 3000 - 3500 м спускают с помощью механизированных клиньев и одного элеватора; при большей длине клинья обычно не применяют из-за опасности повреждения обсадных труб сухарями; вместо клиньев используют второй элеватор.

При спуске нижний конец колонны может упереться в выступы ствола скважины, что опасно возможностью возникновения аварии. Во избежание этого низ колонны оборудуют специальным толстостенным стальным кольцом - БАШМАКОМ с боковыми промывочными каналами и направляющей пробкой из легкоразбухаемого материала. Пробка имеет центральный проходной канал и наружную обтекаемую форму.

Башмак навинчивают на БАШМАЧНЫЙ ПАТРУБОК - отрезок толстостенной трубы длиной порядка 2 м, в которой по спиральной линии просверлено несколько отверстий, которые выбирают с таким расчетом, чтобы скорость струй при промывке и цементировании не превышала 20 м/сек, а поток жидкости равномерно распределялся по периметру колонны.

На расстоянии одной - двух труб от башмака в колонне устанавливают ОБРАТНЫЙ КЛАПАН. Назначение этого клапана - предотвратить поступление тампонажного раствора из кольцевого пространства скважины в колонну по окончании цементирования. Наиболее совершенным является ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ обратный клапан ЦКОД. На обсадную трубу такой клапан навинчивают без запорного шара. При спуске в скважину обсадной колонны вытесняемая последней промывочная жидкость направляется частично в кольцевое пространство, а частично через дроссель внутрь обсадных труб. Благодаря этому достигается самозаполнение колонны жидкостью, а гидравлические потери в кольцевом пространстве оказываются меньше, чем в случае, если клапан закрыт и вся вытесняемая жидкость направляется в заколонное пространство.

После спуска в колонну сбрасывают ПЛАСТМАССОВЫЙ шар и потоком промывочной жидкости проталкивают его через резиновую диафрагму до посадки в седло ограничителя. С этого момента устройство ЦКОД начинает работать как обратный клапан; при прямой циркуляции жидкость из колонны вытекает в скважину через окна в ограничителе, перекрытые резиноканевой мембраной. Обратному же току жидкости из скважины в колонну препятствует шар, который слегка приподнявшись упирается в резиновую диафрагму и наглухо закрывает проход в ней.

Клапан ЦКОД может выполнять также функцию посадочного седла для разделительной цементировочной пробки.

Перед навинчиванием тщательно очищают резьбу свободного от муфты конца обсадной трубы волосяной или капроновой щеткой и наносят на нее тонкий слой специальной смазки. Обсадную трубу навинчивают с помощью механизированных ключей или кругового замка Залкина, а затем докрепляют машинными ключами с контролем крутящего момента моментомером. Величина крутящего момента докрепления резьбового соединения регламентирована и зависит от диаметра резьбы.

Спущенная в скважину обсадная колонна должна быть хорошо отцентрирована относительно ствола. Для этого колонну оснащают пружинными или жесткими ЦЕНТРАТОРАМИ. Жесткость пружины центратора должна быть выбрана с таким расчетом, чтобы ось обсадной колонны под действием боковой составляющей веса ее практически не смещалась относительно оси скважины.

ЖЕСТКИЙ ЦЕНТРАТОР представляет собой патрубок с резьбами на концах, к наружной поверхности которого приварено несколько планок, расположенных вдоль или под углом к образующей. Диаметр жесткого центратора всегда меньше диаметра скважины примерно на 10 %. Центраторы целесообразно размещать на колонне на расстоянии 20 - 25 м один от другого, если зенитный угол скважины не превышает 3° ; на участках же с большим зенитным углом расстояние между смежными центраторами рассчитывают так, чтобы наибольшая стрела прогиба участка колонны между ними не превышала 4 - 5 % диаметра скважины. Центраторы желательно ставить на каждой трубе близ кровли и подошвы каждого продуктивного горизонта и близлежащих к ним водоносных объектов, выше и ниже каждого наружного пакера и цементировочной муфты на обсадной колонне, а также на участках интенсивного изменения зенитного и азимутального углов. В кавернозных участках ствола скважины их не ставят.

Для лучшего вытеснения промывочной жидкости тампонажным раствором из участков с увеличенным диаметром скважины на колонне близ границы их полезно размещать ТУРБУЛИЗАТОРЫ которые завихряют восходящий поток в кольцевом пространстве. На обсадной колонне турбулизатор фиксируют витым клином. Расстояние между смежными турбулизаторами не должно превышать 3 м. Места размещения турбулизаторов и центраторов на колонне уточняют по данным кавернометрии.

При быстром спуске обсадной колонны возникает значительное гидродинамическое давление на стенки скважины, что может явиться причиной поглощения промывочной жидкости, разрушения обратного клапана или смятия колонны. Поэтому скорость спуска колонны ограничивают.

Пока башмак колонны находится выше слабого пласта, $R_{гидр}$ на глубине нижнего конца ее во избежание возникновения поглощения должно быть меньше наименьшего из двух значений:

$$(P_p - p_g Z_p) \exp [10.0047 (L_p - L_{сп})]$$

$R_{гидр} <$

$$0.5 (P_p - p_g Z_p) \exp [10.0047(2L_c - L_{сп} - L_p)] , \text{ где}$$

P_p - давление поглощения на глубине Z_p , Па;

Z_p - глубина залегания слабого пласта, м;

L_p - расстояние от устья до слабого пласта по оси скважины, м;

$L_{сп}$ - длина обсадной колонны в рассматриваемый момент спуска, м;

L_c - общая длина скважины, м.

Когда же башмак колонны окажется ниже слабого пласта, скорость спуска следует поддерживать не выше найденной из условия (13.42) при $L_{сп} = L_p$. Даже при наиболее благоприятных условиях ВНИИКРнефть рекомендует поддерживать среднюю скорость спуска каждой эксплуатационной колонны не более 1 м/сек, промежуточной – не более 0.8 м/сек, а кондуктора - не более 0.5 м/сек.

При спуске колонны с обратным клапаном- допускающим самозаполнение ее промывочной жидкостью, нужно контролировать полноту заполнения, следя за объемом жидкости, вытекающей из скважины, и нагрузкой на крюк. Если же клапан закрыт и самозаполнения не происходит, в колонну периодически доливают жидкость после спуска каждых 200 - 400 м труб в зависимости от их диаметра. Во время долива колонну следует расхаживать во избежание прихвата. Кроме того, после спуска каждых 500 - 800 м труб необходимо делать промежуточные промывки, чтобы освежить жидкость в скважине, удалить скопившийся шлам и уменьшить опасность газирования.

После окончания спуска колонну оставляют подвешенной на буровом крюке, а скважину тщательно промывают; при этом колонна не должна упираться в забой.

ОСОБЕННОСТИ СПУСКА КОЛОННЫ ПО ЧАСТЯМ.

Большинство обсадных колонн спускают в скважину за один прием. Нередко, однако, очень тяжелые или очень длинные колонны делят на две-три части и спускают соответственно в два-три приема. Так поступают в следующих случаях: если вес обсадной колонны больше прочности обсадных труб на растяжение и невозможно скомпоновать цельную колонну; если при длительном оставлении скважины без промывки (сутки и более) возможно возникновение газонефтепроявления или других серьезных осложнений.

Если колонну приходится делить на части из-за опасности возникновения осложнений, длину нижней части выбирают так, чтобы верхний конец возвышался примерно на 200 м выше кровли возможной хоны осложнений. В других случаях длину каждой части колонны выбирают с учетом прочности труб на растяжение и грузоподъемности буровой установки. Всегда желательно, чтобы верхний конец каждой части находился выше башмака предыдущей колонны, чтобы легче было состыковать с ним нижний конец смежной сверху другой части колонны. Если же это невозможно, верхний конец должен быть расположен в участке скважины с номинальным диаметром и хорошо отцентрирован.

Нижнюю (среднюю) часть обсадной колонны спускают с помощью бурильных труб. В связи с этим в состав обсадной колонны вводят дополнительно элементы оснастки: разъединитель - для соединения нижней (средней) части с бурильными трубами; стыковочный узел для соединения двух частей друг с другом, а иногда устройство для подвески нижней (средней) части в скважине.

Нижнюю (среднюю) часть обсадной колонны спускают в скважину и цементируют. После закачки тампонажного раствора в бурильные трубы сбрасывают верхнюю часть секционной разделительной пробки и поверх нее закачивают продавочную жидкость. В конце закачки продавочной жидкости в бурильные трубы сбрасывают дюралевый или пластмассовый шар. Скважину промывают, пока в пространстве за нижней (средней) частью обсадной колонны не образуется цементный камень, способный удерживать эту часть на весу. Затем бурильные трубы поднимают из скважины.

Основной недостаток разъединителей состоит в том, что во время цементирования и промывки бурильную колонну нельзя вращать.

Для соединения двух частей обсадной колонны друг с другом нижний конец верхней части оборудуют специальным стыковочным устройством.

Для того чтобы облегчить захождение конуса корпуса в раструбный конец спецпереводника, на каждой из трех-четырёх труб выше и ниже стыковочного устройства обязательно устанавливают пружинные центраторы.

Потайные колонны также спускают с помощью бурильных труб и разъединителя. Короткие потайные колонны иногда сразу же после цементирования ставят на забой, а бурильные трубы отсоединяют; при этом

колонна под действием собственного веса может продольно изогнуться и утратить герметичность в резьбовых соединениях. Если при дальнейшем углублении скважины возможны газопроявления, соединение потайной колонны с предыдущей промежуточной колонны полезно герметизировать пакером.

Контрольные вопросы.

1. Что понимается под конструкцией скважины? Что обеспечивает конструкция скважины?
2. Какие типы обсадных колонн используются в конструкции скважины?
3. Как выбирается количество обсадных колонн и глубина их спуска?
4. Как выбирается диаметр обсадных колонн и высота подъема цемента?
5. Характерные особенности конструкции газовых скважин.
6. Какие трубы применяются для крепления скважин? Какие резьбы используются в этих трубах?
7. Как рассчитывают обсадные колонны?
8. Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн.
9. Организация работ по спуску обсадных колонн в скважину.
10. Условия работы обсадных колонн в скважине.

Опорные выражения.

СКВАЖИНА, КОНСТРУКЦИЯ, ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СОВМЕЩЕННЫЙ ГРАФИК БУРЕНИЯ, МУФТА, ТРАПЕЦЕИДАЛЬНАЯ РЕЗЬБА, ИЗБЫТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ПРОЧНОСТЬ НА РАЗРЫВ, СПУСК, ПРОФИЛЕГРАММА, БАШМАК, ОБРАТНЫЙ КЛАПАН, ЦЕНТРАТОР, СПУСК ПО ЧАСТЯМ.

Тема 4. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

План темы.

- 1. ЗАДАЧИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.**
- 2. СПОСОБЫ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.**
- 3. ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ.**
- 4. СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ.**
- 5. ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА, НОРМИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ.**
- 6. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КАЧЕСТВО РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ.**
- 7. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ.**
- 8. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.**
- 9. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.**
- 10. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.**
- 11. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ.**

Список литературы.

1. А.И.Булатов. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, "Недра", 1982.
2. Н.Г.Серета. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва, "Недра", 1988.
3. М.Р.Мавлютов. Технология бурения глубоких скважин. Москва, "Недра", 1982.

1. ЗАДАЧИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.

Цементированием называют процесс заполнения заданного интервала скважины суспензией вяжущих материалов, способной в покое загустевать и превращаться в твердое, практически непроницаемое тело.

В нефтегазодобывающей промышленности цементирование широко применяют для решения следующих задач:

- а) изоляции проницаемых горизонтов друг от друга после того, как они вскрыты скважиной, и предотвращения перетоков пластовых жидкостей по заколонному пространству;
- б) удержания в подвешенном состоянии обсадной колонны;
- в) защиты обсадной колонны от воздействия агрессивных пластовых жидкостей, способствующих коррозии ее наружной поверхности;
- г) устранения дефектов в креплении скважины;
- д) создания разобщающих экранов, препятствующих обводнению продуктивных горизонтов;
- е) создания высокопрочных мостов в скважине, способных воспринимать достаточно большие осевые нагрузки (например при забурировании боковых стволов, при опробовании перспективных горизонтов пластоиспытателями и т.п.);
- ж) изоляции поглощающих горизонтов;
- з) упрочнения стенок скважины в осыпающихся породах;
- и) уменьшения передачи тепла от потока, движущегося по колонне труб в скважине, к окружающим породам (прежде всего в ММП);
- к) герметизации устья при ликвидации скважины.

Существует несколько способов цементирования. Обычно их подразделяют на три группы: способы первичного цементирования, способы вторичного (или ремонтно-исправительного) цементирования и способы установки разделительных цементных мостов.

2. СПОСОБЫ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.

Существует ряд методов цементирования скважины. К ним относятся: нормальное цементирование с пробками, манжетное цементирование, двухступенчатое цементирование, цементирование "хвоста", цементирование под давлением. В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной способ цементирования скважины.

ОДНОСТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН (одноцикловый способ) наиболее распространенный вид цементирования. Процесс цементирования заключается в следующем. После спуска обсадной колонны скважину подготавливают к цементированию. Подготовка скважины к цементированию заключается в ее промывке после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке. Промывку производят до тех пор, пока буровой раствор не перестанет выносить взвешенные частицы породы, т.е. плотность бурового раствора, поступающего в скважину, и плотность бурового раствора, выходящего из нее, не станут одинаковыми. при промывке необходимо фиксировать давления на выкиде насоса.

После того как скважина промыта и вся арматура проверена (все линии от цементировочных агрегатов должны быть опрессованы на давление в 1.5 раза превышающее максимальное расчетное давление; давление опрессовки линий от агрегатов должно выдерживаться в течение 3 минут), приступают к подготовке и закачиванию цементного раствора в скважину.

Рекомендуется непосредственно перед началом затворения цементной смеси в колонну закачивать буферную жидкость. В качестве буферной жидкости наиболее

широко используются вода и водные растворы солей (NaCl, CaCl₂), щелочей (NaOH) и ПАВ (сульфонол). Смешиваясь с буровым раствором они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжения сдвига и вязкость. Объем буферной жидкости подсчитывается из условия допустимого снижения гидростатического давления на продуктивный пласт. После закачки буферной жидкости в колонну опускают нижнюю пробку. Затем при помощи цементосмесителей и цементировочных агрегатов готовят цементный раствор, перекачиваемый агрегатами в скважину. После закачки цементного раствора из цементировочной головки продавливают верхнюю пробку, и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны.

Затем приступают к продавке цементного раствора вниз. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементировочных агрегатов, которые попеременно из каждой колонны мерника перекачивают в скважину глинистый раствор. Скорость подъема цементного раствора в затрубном пространстве должна быть не менее 1 м/сек для кондукторов и промежуточных колонн и не менее 1.5 м/сек для эксплуатационных колонн, если возникающие гидродинамические давления не вызывают опасности поглощения бурового раствора. При продавке цементного раствора ведется счет закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшейся продавочной жидкости (0.5 - 1 м_ж) перейти на один агрегат, которым и производится посадка пробок на упорное кольцо. Этот момент характеризуется резким повышением давления на заливочной головке, так называемым "ударом". Величина удара не превышает 0.5 - 1.0 МПа сверх максимального давления, имеющегося перед моментом схождения пробок. На этом заканчивается процесс цементирования, и скважина оставляется в покое при закрытых кранах на головке на срок, необходимый для схватывания и отвердевания цементного раствора.

ДВУХСТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН. Ступенчатое цементирование скважин, особенно двухступенчатое, рекомендуется применять в следующих случаях:

а) если зацементировать длинный интервал за один прием невозможно из-за опасности разрыва пород;

б) если существует опасность газонефтепроявлений в период схватывания и твердения (тампонажного) раствора, закачанного в заданный интервал скважины за один прием;

в) если для цементирования верхнего участка длинного интервала должен использоваться такой тампонажный раствор, который нельзя подвергать воздействию высокой температуры, характерной для нижнего участка.

Когда имеется опасность гидроразрыва пород и поглощения цементного раствора вследствие его высокой плотности и большой высоты подъема;

- при цементировании газовых скважин с целью уменьшения вероятности прорыва газа из высокопроницаемых газонасыщенных пластов в период схватывания цементного раствора, когда в нем вследствие структурообразования происходит уменьшение порового давления;

- в случаях, когда время цементирования ограничено в связи с возможностью быстрого загустевания цементного раствора в глубоких скважинах с высокими температурами;

- когда по температурным условиям требуется применение различных цементных материалов;

- с целью уменьшения давления на устье при продавке.

При ступенчатом цементировании раствор продавливается за обсадную колонну в два приема - сначала через башмак колонны до места установки муфты ступенчатого цементирование (муфту следует размещать обязательно против устойчивых непроницаемых пород в интервале с номинальным диаметром скважины. На каждой из трех – четырех труб выше и ниже муфты необходимо установить центраторы), затем через отверстия в муфте, открываемые после продавливания нижней ступени.

Место установки муфты ступенчатого цементирование определяется в зависимости от конкретной цели применения способа: над пластом, склонным к гидроразрыву; на 100-200 м выше газонасыщенного пласта; в зависимости от соотношения сроков загустевания и времени цементирование нижней ступени; исходя из учета распределения температуры по стволу скважины и из условия минимального либо допустимого давления на устье.

Технологический процесс двухступенчатого цементирование протекает в следующем порядке: обсадную колонну с оборудованным низом и заливочной муфтой спускают в скважину и при обычной промывке подготавливают к цементированию. Перед спуском в скважину заливочная муфта должна быть опробована на поверхности.

После подготовки скважины к цементированию прокачивают первую порцию цементного раствора, затем немедленно прокачивают расчетное количество первой порции глинистого раствора и спускают нижнюю цементировочную пробку. За нижней пробкой прокачивают вторую (верхнюю) цементировочную пробку, которая продавливается вниз расчетным количеством глинистого раствора второй порции.

Таким образом заканчивается цементирование первой (нижней) ступени; цементный раствор первой порции поднят на заданную высоту от башмака колонны. Одновременно происходит процесс заливки второй ступени через цементировочные отверстия цементировочной муфты.

Для окончательного контроля перекрытия цементировочных отверстий, а также контроля надежности выдерживания пружинным кольцом давления цементного раствора в затрубном пространстве открывают кран цементировочной головки на колонне ранее закрытой в момент "удара" при давлении до 10 МПа, и наблюдают за количеством истекаемой жидкости из колонны и давлением на головке.

Если объем вытекшей жидкости равен тому объему, который занимают шланг и нагнетательная линия, а давление мгновенно падает до нуля при истечении жидкости, то делают вывод, что заливка второй ступени прошла удачно, и скважину оставляют в спокойном состоянии на период твердения цемента. После периода твердения цемента снимают заливочную головку, спускают бурильную колонну с долотом и разбуривают пробки, промывают скважину до цементного стакана в башмаке колонны и проверяют высоту подъема цемента первой и второй ступени.

ОБРАТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ. В скважину обсадную колонну спускают без обратного клапана. Перед цементированием верхний конец колонны оборудуют головкой с краном высокого давления и трубопроводом для отвода промывочной жидкости в очистную систему, кольцевое пространство герметизируют превентором, а к боковой отверстию противовыбросового оборудования присоединяют цементировочные насосы.

После промывки скважины способом обратной циркуляции в кольцевое пространство закачивают первую порцию специальной буферной жидкости (обычно так называемый вязкоупругий состав ВУС); за ней порцию промывочной жидкости в объеме, равном внутреннему объему обсадной колонны; затем - вторую порцию ВУС, а далее расчетный объем тампонажного раствора. Поверх

тампонажного раствора закачивают третью порцию ВУС и, наконец, продавочную жидкость, если скважина должна быть зацементирована не до устья.

Разделительные пробки при обратном цементировании не применяют.

При обратном цементировании давление в цементировочных насосах меньше, чем при одноступенчатом, поэтому рассматриваемый способ применяют при недостатке цементировочной техники. Основные его недостатки: сложность контроля за поступлением тампонажного раствора в колонну; необходимость оставления в ней до затвердевания достаточно большого объема тампонажного раствора и последующего разбуривания цементного камня; худшее качество тампонажного раствора в нижней части скважины, где обычно расположены продуктивные горизонты и где качество цементирования должно быть особенно хорошим.

МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ. Манжетное цементирование применяют, когда обсадная колонна спускается с готовым фильтром либо при открытом забое, когда пласт вскрывается бурением до спуска обсадной колонны.

В состав колонны при спуске в скважину включают цементировочную муфту, которую устанавливают немного выше фильтра, наружную манжету зонтичного типа или пакер между муфтой и фильтром, а внутри колонны над фильтром - обратный клапан.

Наружная манжета или пакер при этом способе препятствуют осаждению тампонажного раствора в кольцевом пространстве вниз в зону фильтра.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН. Такие колонны цементируют одноступенчатым способом, как правило, без использования наружной разделительной пробки. Поскольку диаметр потайной колонны обычно больше диаметра бурильных труб, с помощью которых спускают в скважину, для разделения тампонажного раствора от продавочной жидкости применяют верхнюю пробку, состоящую из двух секций: верхней и нижней. Нижнюю секцию подвешивают с помощью штифтов и разъединителей при спуске колонны. Верхнюю же секцию перед цементированием размещают в цементировочной головке и освобождают только после закачки в бурильные трубы расчетного объема тампонажного раствора. Эта секция под давлением закачиваемой поверх нее продавочной жидкости опускается по бурильным трубам вниз, садится на нижнюю секцию в разъединителе, а далее единая секционная пробка вытесняет тампонажный раствор из обсадной колонны, пока не сядет на обратный клапан. После этого в бурильную трубу сбрасывают шар, открывают отверстия в разъединителе и промывают скважину, удаляя избыток тампонажного раствора, оказавшегося выше верхнего конца потайной колонны. После затвердения тампонажного раствора бурильные трубы отвинчивают в левой резьбе разъединителя и поднимают из скважины.

3. ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ.

Тампонажными называют материалы, которые при затворении с водой образуют суспензии (обычно их называют растворами), способные в условиях скважины со временем превращаться в практически непроницаемое твердое тело. В качестве тампонажных материалов используют специальные марки цементов. Расширяется применение пластических масс и некоторых смол, способных затвердевать со временем в водной среде.

Тампонажные материалы, согласно ГОСТ 25597 - 83, классифицируют на группы по следующим признакам: составу клинкера, температуре применения, средней плотности приготовляемых из них растворов, устойчивости образующихся из тампонажных растворов камней к воздействию агрессивных пластовых вод, объемным деформациям при твердении. Так, в зависимости от состава клинкера эти

материалы подразделяются на три группы: цементы на основе портландцементного клинкера; цементы на основе глиноземистого клинкера и бесклинкерные цементы.

Клинкер - искусственный камень, образующийся в результате спекания при высокой температуре специально подобранной смеси некоторых природных материалов.

В зависимости от температуры применения различают цементы для низких (ниже 15 С), нормальных (от 15 до 50 С), умеренных (от 50 до 100 С), повышенных (от 100 до 150 С), высоких (от 150 до 250 С), сверхвысоких (выше 250 С) и циклически меняющихся температур.

В зависимости от средней плотности раствора, который может быть приготовлен из тампонажного цемента, их подразделяют на легкие (менее 1400 кг/м³), облегченные (от 1400 до 1650 кг/м³), нормальные (от 1650 до 1950 кг/м³), утяжеленные (от 1950 до 2300 кг/м³) и тяжелые (свыше 2300 кг/м³).

По устойчивости к агрессивному воздействию пластовых вод тампонажные цементы классифицируют на сульфатостойкие, стойкие по отношению к кислым (углекислым и сероводородным) водам, к магниальным и к водам полиминерального состава, а также цементы для применения в условиях отсутствия агрессивного воздействия пластовых жидкостей.

Наибольшее распространение в практике получили цементы на основе портландцементного клинкера (тампонажные портландцементы) и бесклинкерные (в основном на основе молотых гранулированных шлаков).

Тампонажные портландцементы подразделяют на бездобавочные, с минеральными добавками, а также со специальными добавками, регулирующими свойства цемента.

ПОРТЛАНДЦЕМЕНТЫ. Портландцементом называют порошок определенного минералогического состава, водная суспензия которого способна затвердевать как на воздухе так и в воде.

Компонентами, которые наиболее активно взаимодействуют с водой и способствуют относительно быстрому затвердеванию тампонажного раствора и быстрому росту прочности камня в раннем возрасте, являются трехкальциевый алюминат и алит; наименее активным вяжущим компонентом является белит, но именно он определяет конечную прочность портландцементного камня.

Тампонажные портландцементы в соответствии с ГОСТ 1581-85 производятся трех температурных разновидностей: для низких и нормальных температур, для умеренных, а также повышенных температур.

ШЛАКОВЫЕ ЦЕМЕНТЫ. Основу их составляют молотые гранулированные металлургические шлаки. В чистом виде шлаковые цементы для крепления скважин не используют; широкое применение в качестве базовых нашли продукты совместного помола гранулированных доменных шлаков и кварцевого песка, а также портландцементного клинкера.

Тампонажные цементы, полученные путем совместного помола доменного шлака, кварцевого песка и портландцементного клинкера, выпускаемые под шифром ШПЦС-120, используют для цементирования скважин с температурой от 80 до 160 С; портландцемент здесь играет роль ускорителя реакций взаимодействия тампонажного порошка с водой. Для более высоких температур (160 - 250 С) используют шлакопесчаные цементы совместного помола шлака и песка, без добавки клинкера. Плотность шлакопесчаных цемента равна примерно 200 кг/м³.

БЕЛИТО-КРЕМНЕЗЕМИСТЫЙ ЦЕМЕНТ. Этот цемент можно использовать при температуре от 150 до 300 С.

Базовые цементы применяют в чистом виде для приготовления тампонажных растворов с плотностью от 1750 до 1950 кг/м³, а также в комбинации с другими

материалами для производства утяжеленных, облегченных, расширяющихся, с повышенной коррозионной и термостойкостью, волокнистых и других цементов.

Расширяющиеся цементы используют для приготовления тампонажных растворов, способных при твердении увеличиваться в объеме.

4. СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ.

О пригодности тампонажного раствора для цементирования конкретных интервалов скважины судят по совокупности его характеристик: плотности, прокачиваемости, сроков загустевания и схватывания, седиментационной устойчивости, реологических свойств, водоотдачи, проницаемости теста и камня из него, прочности камня, характера и равномерности объемных изменений при твердении, коррозионной, температурно- и морозостойкости камня, способности создавать практически непроницаемую связь с обсадной колонной и окружающими горными породами.

ПРОКАЧИВАЕМОСТЬ. В течение времени, пока тампонажный раствор закачивают в заданный интервал скважины, он должен оставаться легкоподвижным. Подвижность раствора для холодных скважин оценивают косвенно с помощью усеченного стального конуса АЗНИИ объемом 120 см³.

Подвижность тампонажного раствора для высокотемпературных скважин оценивают также косвенно с помощью консисометра.

Консистенция (густота) есть величина, обратная подвижности. Удовлетворительно подвижными считаются растворы, консистенция которых в течение времени, достаточного для транспортировки их в скважину, не превышает 10-15 УЕК (условных единиц консистенции).

СРОК ЗАГУСТЕВАНИЯ. По мере развития гидратации консистенция тампонажного раствора изменяется и наступает момент, когда он становится трудно прокачиваемым. Обычно такой критической точкой считают консистенцию в 30 УЕК. Промежуток времени от начала затворения до момента, когда консистенция раствора достигнет такой величины, называют сроком загустевания.

СРОК СХВАТЫВАНИЯ. О развитии процесса превращения тампонажного раствора в покое из жидкого в полутвердое состояние судят по срокам начала и конца схватывания. Сроки схватывания при температуре менее 90 °С и атмосферном давлении измеряют с помощью прибора Вика. Сроки схватывания растворов, предназначенных для цементирования скважин с высокими температурами, измеряют с помощью специальных автоклавов, в которых смонтированы видоизмененные приборы Вика с 6-12 иглами.

СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ. О седиментационной устойчивости судят по двум показателям: водоотделению из тампонажного раствора за 3 часа покоя и образованию восходящих каналов в нем. Удовлетворительно стабильными считаются растворы из неутяжеленных цементов, из которых выделилось не более 3,5 % воды при атмосферных условиях, а из утяжеленных - не более 4 %. Растворы, в которых наблюдаются такие явления, как образование каналов, по которым вверх движется поток воды, следует считать седиментационно неустойчивыми и малопригодными для цементирования скважин.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ ТАМПОНАЖНОГО ТЕСТА. В тампонажном растворе часть воды физически связана, но большая часть объема воды находится в свободном состоянии. Поэтому проницаемость свежеприготовленного тампонажного раствора велика. По мере гидратации (присоединения воды к минералам) и развития сначала тиксотропной, а позже кристаллической структуры проницаемость тампонажных растворов со временем уменьшается. Способы измерения истинной проницаемости тампонажных растворов на стадии загустевания пока не разработаны.

Проницаемость тампонажного камня во времени изменяется по сложному закону. Измеряют ее также, как и проницаемость горных пород.

ПРОЧНОСТЬ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ. О прочности камня, согласно ГОСТ 1581-85 судят по сопротивлению его разрушению при изгибе и сжатии. Нормативы на прочность камня из раствора, предназначенного для цементирования конкретной скважины, пока не разработаны.

ОБЪЕМНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ. Для надежного разобщения проницаемых пластов важно, чтобы при твердении объем тампонажного теста не из менялся, либо несколько увеличивался, но при этом увеличение должно протекать без растрескивания камня и без образования поровых каналов, по которым пластовые жидкости могут фильтроваться через камень. Для цементирования непригодны те цементы, растворы из которых дают усадку.

ТЕМПЕРАТУРОСТОЙКОСТЬ. Камень считают температуростойким лишь до тех пор, пока при длительном воздействии высокой температуры не начинается интенсивное снижение прочности и рост проницаемости. С повышением температуры увеличиваются скорости реакций гидратации, тампонажный раствор быстрее превращается в камень, а прочность камня достигает предельного значения.

МОРОЗОСТОЙКОСТЬ - способность тампонажного камня сохранять прочность при многократных замораживаниях и размораживаниях. Камень который после нескольких циклов изменения знака температуры теряет прочность и рассыпается, непригоден для цементирования скважин, пробуренных в ММП.

КОРРОЗИОННАЯ СТОЙКОСТЬ. Камень считается коррозионно стойким, если после длительного (в течение многих лет) хранения в пластовых жидкостях прочность и проницаемость его заметно не ухудшаются.

5. ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА, НОРМИРОВАНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ.

При выборе тампонажного материала учитывают следующие факторы: сохранение изоляционных свойств камня при наивысшей температуре, возможной в данном интервале скважины в период ее работы; устойчивость против коррозии агрессивными компонентами, содержащимися в пластовых жидкостях в том же интервале; морозостойкость, если речь идет о цементировании ММП; возможность приготовления раствора с достаточной плотностью, удовлетворительной подвижностью и способностью схватываться в приемлемые сроки при температуре, которая будет существовать в данном интервале при цементировании.

До окончания транспортировки в заданный интервал скважины тампонажный раствор должен обладать хорошей прокачиваемостью (консистенция его не должна превышать 10 УЕК), чтобы в процессе ее не возникали большие гидродинамические давления, опасные возможностью разрыва пород, обсадной колонны или устьевой обвязки. Срок начала схватывания, согласно нормам, должен на 25 - 30 % превышать продолжительность цементирования.

При нормировании плотности исходят из следующего соотношения:

$$R_{нп} < R_{цр} < R_{вп}$$

Давление на стенки скважины в период цементирования должно быть меньше давления поглощения.

Водоотдача тампонажного раствора должна быть возможно меньшей, так как отфильтровывание дисперсной среды из тампонажного раствора в проницаемые породы в период движения по кольцевому пространству скважины имеет большое значение.

Основной и наиболее эффективный способ регулирования реологических свойств, прокачиваемости, сроков загустевания и схватывания, водоотдачи - ввод в воду, на которой затворяется цемент, специальных химических реагентов. Условно реагенты можно разделить на несколько групп: ускорители и замедлители схватывания, понизители водоотдачи, пластификаторы. Условность деления состоит в том, что реальные реагенты многофункциональны, то есть могут изменять не одно а несколько свойств раствора.

Оптимальное количество и состав реагентов всегда выбирают опытным путем.

УСКОРИТЕЛИ СХВАТЫВАНИЯ. В качестве реагентов, сокращающих сроки загустевания и схватывания тампонажных растворов используют углекислый калий (K_2CO_3), хлориды натрия, кальция, алюминия, кальцинированную (Na_2CO_3) и каустическую ($NaOH$) соды, силикат натрия, сернокислый глинозем и другие вещества. Некоторые из них (K_2CO_3 , $CaCl_2$, $NaCl$) используют как при низких положительных, так и при отрицательных температурах; другие - только при положительных температурах.

ЗАМЕДЛИТЕЛИ СХВАТЫВАНИЯ. В качестве замедлителей схватывания при цементировании скважин с умеренно высокими и высокими температурами используют в основном гидрофильные ПАВ, которые адсорбируются на частицах цемента и образуют пленки, затрудняющие проникновение внутрь частиц воды и их гидратацию. Некоторые из них вспенивают раствор, поэтому вместе с ними приходится добавлять пеногасители.

ПОНИЗИТЕЛИ ВОДООТДАЧИ. Водоотдачу тампонажных растворов можно уменьшить ускоренным формированием в них коллоидной структуры, диспергированием частиц твердой фазы и развитием вокруг них гидратных оболочек, кольматацией пор в корке, образующейся на проницаемых стенках скважины в начальный момент отфильтровывания свободной воды, а также значительным увеличением вязкости последней. Первые два пути подходят лишь для цементирования скважин с невысокой температурой, так как они одновременно способствуют сокращению срока загустевания. Для уменьшения водоотдачи практикуют добавление к цементу от 2 до 6 % высококачественного бентонита и от 0.1 до 2 % высокомолекулярных органических полимеров.

ПЛАСТИФИКАТОРЫ служат для улучшения прокачиваемости тампонажных растворов. Пластификаторы следует вводить в комбинации с ускорителями схватывания, так как многие из них одновременно являются замедлителями схватывания.

УЛУЧШЕНИЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ СВОЙСТВ КАМНЯ. Изоляционные свойства камня зависят от структуры порового пространства и проницаемости, от температуро-, морозо- и коррозиестойкости, от характера, величины и времени объемных изменений при твердении, от прочности. При добавлении полимеров, способных полимеризоваться в среде тампонажного раствора и камня улучшаются их изоляционные свойства.

6. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КАЧЕСТВО РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ.

Разобшение проницаемых пород, вскрытых скважиной, будет надежным, если зацементированное кольцевое пространство (то есть тампонажный камень и контакты его с обсадной колонной и горными породами) будет столь же непроницаемо для пластовых жидкостей, как и те породы, которые разделяют друг от друга проницаемые горизонты. Для этого необходимо полностью заместить промывочную жидкость тампонажным раствором в кольцевом пространстве; заменить фильтрационные отверстия корками или так преобразовать, чтобы их проницаемость и прочность были не хуже соответствующих характеристик

тампонажного камня; устранить возможность фильтрации промывочной жидкости из одного горизонта в другой или к дневной поверхности как через твердеющий тампонажный камень, так и по контактам камня с обсадной колонной и стенками скважины; устранить возможность разрушения камня и ухудшения его изолирующей способности в течение всего срока работы скважины.

Качество разобшения пластов в большой степени зависит от правильности выбора состава и свойств тампонажного раствора и камня.

От прочности камня зависит его суффозионная устойчивость, то есть сопротивление которое камень способен оказывать размыву пластовыми жидкостями, стремящимися фильтроваться через него; при большой разности давлений между двумя смежными проницаемыми горизонтами касательные напряжения на стенках поровых каналов в камне могут быть достаточно велики, чтобы вызвать разрушение малопрочного камня. По этой причине участки скважин в зоне залегания продуктивных пластов, а также горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности необходимо цементировать растворами, из которых формируется высокопрочный, практически непроницаемый камень.

Только реализация комплекса следующих мероприятий позволяет добиться высокой полноты замещения промывочной жидкости тампонажным раствором: поддержание турбулентного режима в кольцевом прост ранстве при цементировании, хорошее центрирование обсадной колонны в скважине, движение колонны при цементировании, локальное завихрение потока против расширенных участков ствола, предотвращение перемешивания тампонажного раствора с промывочной жидкостью, удаление с проницаемых стенок скважины фильтрационных корок, а с поверхности обсадной колонны - пленок промывочной жидкости, предотвращение кавернообразования в стволе скважины в процессе бурения.

При турбулентном режиме течения в кольцевом пространстве полнота замещения промывочной жидкости тампонажным раствором значительно выше, чем при других режимах. Поэтому с начала вытеснения тампонажного раствора в кольцевое пространство скорость течения в нем должна быть выше критической как для раствора, так и для промывочной жидкости. Восходящий поток вытесняет промывочную жидкость равномерно по всему сечению кольцевого пространства только в том случае, если обсадная колонна расположена соосно стволу и радиальные зазоры между нею и стенками скважины по всему периметру примерно одинаковы. При несоосном расположении колонны в скважине тампонажный раствор стремится двигаться по тем участкам поперечного сечения, где радиальный зазор больше, а гидравлические сопротивления меньше. В участке с малыми зазорами тампонажный раствор либо вовсе не заходит (тогда в них промывочная жидкость остается неподвижной и загустевает), либо движется по ним с гораздо меньшей скоростью, чем по участкам с большим зазором. В результате к концу цементирования скважин в суженных участках остается значительный объем невытесненной промывочной жидкости.

Чтобы колонна была расположена соосно со скважиной, ее при спуске оснащают центраторами.

Степень вытеснения прмывочной жидкости из локально расширенных участков, в которых находится застудневшая промывочная жидкость, можно увеличить вращением даже с малой скоростью обсадной колонны. Осевым перемещением обсадной колонны осуществляется вытеснение промывочной жидкости из суженных участков в случае плохого цементирования ее колонны.

Если тампонажный раствор движется непосредственно за промывочной жидкостью, то при их перемешивании нередко образуется высоковязкая тиксотропная смесь, из-за чего значительно возрастают гидравлическое давление

в насосах, а полное вытеснение такой смеси тампонажным раствором становится часто невозможным. Образование подобных смесей в период движения внутри колонны можно предотвратить применяя нижнюю и верхнюю разделительные пробки.

При движении же в кольцевом пространстве эту функцию может выполнить специальная жидкость, которую называют буферной. Буферная жидкость не должна создавать высоковязких смесей как с промывочной жидкостью, так и с тампонажным раствором. В качестве буферных разделителей используются как вязкие (например вода, водные растворы солей), так и вязкоупругие (например, смесь водных растворов полиакриламида, гексарезорциновой смолы и формалина) жидкости.

Для уменьшения перемешивания тампонажного раствора с промывочной жидкостью при отсутствии буферного разделителя, а также тампонажного раствора с вязкой буферной жидкостью следует поддерживать разность плотностей их не менее 200 - 250 кг/м³. Поэтому нижний предел плотности тампонажного раствора (в кг/м³)

$$\rho_{н.п.} = \rho_{п.} + (200 - 250), \text{ где}$$

$\rho_{п.}$ - плотность промывочной жидкости.

Создание в кольцевом пространстве у устья такого противодействия, чтобы давление в цементировочной головке было всегда немного больше атмосферного способствует уменьшению перемешивания в период перемещения границы раздела тампонажного раствора и промывочной жидкости внутри обсадной колонны.

Лучшему вытеснению промывочной жидкости из зон зацементования и других застойных зон способствует прокачивание большого объема воды и водных растворов солей, щелочей и ПАВ. Смешиваясь с промывочной жидкостью, они разжижают ее, уменьшают статическое и динамическое напряжения сдвига и вязкость. Турбулентные вихри, возникающие при прокачивании таких жидкостей способствуют разрушению гелевой структуры в застойных зонах.

Фильтрационная корка из частиц дисперсной фазы промывочной жидкости играет положительную роль в период цементирования, препятствуя быстрому обезвоживанию тампонажного раствора. Однако сохранившаяся после цементирования такая корка является наиболее слабым участком крепи, так как ее суффозионная устойчивость гораздо меньше, чем тампонажного камня, и может быть сравнительно легко разрушена под воздействием большой депрессии, создаваемой для получения притока из продуктивного горизонта. Поэтому фильтрационные корки при цементировании необходимо либо сдирать со стенок и удалять, либо так химически преобразовывать, чтобы их суффозионная устойчивость и проницаемость были не хуже соответствующих характеристик тампонажного камня.

Для механического удаления фильтрационных корок на участках обсадной колонны против проницаемых горизонтов устанавливают специальные проволочные скребки. Во время вращения или расхаживания колонны при цементировании скребки сдирают корку со стенок скважины, а восходящий поток уносит частицы ее из нижней части цементруемого интервала. Во избежание быстрого обезвоживания тампонажного раствора после удаления корки с проницаемых стенок водоотдача его должна быть минимально допустимой.

Для разрушения корок и структуры застудневшей промывочной жидкости используют также буферные жидкости эрозионного действия (например, водный раствор КМЦ с добавками крупнозернистого песка).

Объем буферной жидкости выбирают так, чтобы после вытеснения ее в кольцевое пространство давление на стенки скважины всегда было несколько выше

пластового, но меньше давления поглощения на участке нижнего башмака предыдущей обсадной колонны.

Разрушению фильтрационных корок и улучшению сцепления камня со стенками скважины способствует наложение вибраций с частотой примерно 110 - 175 Гц на поток тампонажного раствора. Генератор вибраций устанавливают у башмака обсадной колонны.

Существенно повысить герметичность и уменьшить опасность суффозионного разрушения крепи можно с помощью пакеров, устанавливаемых снаружи обсадной колонны. Пакеры целесообразно устанавливать близ башмаков тех промежуточных колонн, на которых монтируют противовыбросовое оборудование; несколько выше кровли газоносных и нефтеносных с АВПД горизонтов на промежуточных колоннах, перекрывающих их; на эксплуатационных колоннах - выше кровли газоносных горизонтов с АВПД, а также тех нефтеносных, близ которых имеются верхние проницаемые объекты; ниже подошвы продуктивных горизонтов в тех случаях, когда вскрыты расположенные поблизости нижние водоносные горизонты; несколько выше поверхности водонефтяного (газо-водяного) контакта.

Герметичность крепи в нижней части цементируемого интервала можно улучшить, если в период загустевания тампонажного раствора и формирования камня внутри эксплуатационной обсадной колонны поддерживать давление, близкое к давлению в период эксплуатации скважины. Это позволит предотвратить отрыв наружной поверхности колонны от камня и образование зазора между ними в результате радиального сжатия труб при создании депрессий.

7. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ.

При цементировании скважин возможны поглощение тампонажного раствора, газонефтепроявления, разрыв обсадной колонны, оставление в колонне значительного объема невытесненного тампонажного раствора, неполное заполнение заданного интервала кольцевого пространства этим раствором, оголение башмака колонны, а в период схватывания и твердения раствора - возникновение заколонных перетоков, замерзание прежде, чем сформируется камень.

Поглощение есть следствие создания чрезмерно высокого давления на стенки скважины. Причин этого может быть несколько:

а) неправильный выбор способа режима цементирования, плотности и реологических свойств промывочной жидкости и тампонажного раствора без учета давлений поглощения и гидродинамических давлений в заколонном пространстве;

б) резкое уменьшение кольцевого зазора в результате обезвоживания тампонажного раствора и образования толстых цементных корок на проницаемых участках стенки скважины;

в) образование большого объема густой высокотиксотропной смеси тампонажного раствора и промывочной жидкости;

г) преждевременное сильное загустевание тампонажного раствора вследствие неправильного выбора его рецептуры, нарушения заданной рецептуры при приготовлении, сильного обезвоживания при контакте с проницаемыми породами.

Поглощение при цементировании возникнет, если давление на стенки скважины превысит давление разрыва пород. В период закачки тампонажного раствора давление на стенки скважины становится наибольшим тогда, когда в заколонном пространстве у устья скважины создают противодавление, для того чтобы в обсадной колонне не появился вакуум. Во избежание поглощения в этом случае необходимо соблюдать условие

$$P_{ук} + P_{п} \cdot q \cdot Z_{п} + P_{гд} < P_{п}$$

где

$P_{ук}$ - избыточное давление в кольцевом пространстве у устья,

Па;

Z_p - глубина подошвы наиболее слабой породы, м;

$R_{гд}$ - гидравлические потери в кольцевом пространстве на участке от глубины Z_p до устья, Па;

R_p - давление разрыва пород на той же глубине, Па.

Избыточное давление $R_{ук}$ можно найти из условия равенства давлений в колонне и в заколонном пространстве на глубине Z_c башмака

$$R_{ук} + R_p * q * Z_c + R_k = R_{ц.р.} * q * H_{ц.р.} + R_p * q * (Z_c - H_{ц.р.}) - R_t,$$

R_k - гидравлические потери по всей длине кольцевого пространства, Па;

$R_{ц.р.}$ - плотность тампонажного раствора, кг/м³;

$H_{ц.р.}$ - наибольшая высота тампонажного раствора в колонне, м;

R_t - гидравлические потери в колонне труб, Па.

Отсюда

$$R_{ук} = (R_{цр} - R_p) * q * H_{цр} - (R_t + R_k)$$

Во избежание поглощения в последний момент вытеснения тампонажного раствора из колонны в заколонное пространство необходимо соблюдать условие

$$R_p * q * (Z_c - H_{ц}) + R_{цр} * q * [Z_p - (Z_c - H_{ц})] + R_{гд} < R_p, \text{ где}$$

$H_{ц}$ - высота интервала, подлежащего цементированию, м.

Если предположить $R_t + R_{кп} - R_{гд}$ приближенно равно нулю и $R_{гд}/Z_p$ приближенно равно 1 кПа/м, то получим следующие предельные значения плотности тампонажного раствора:

$$[R_p - R_p * q * (Z_p - H_{цр})] / (q * H_{цр})$$

$$[R_p - R_p * q * (Z_c - H_{ц}) - 10 * Z_p] / (q * (Z_p + H_{ц} - Z_c))$$

Плотность тампонажного раствора следует выбирать из соотношения $R_{ип} < R_{цр} < R_{вп}$ с учетом ограничений $R_{ип} = R_p + (200 - 250)$ и если условие $R_{ип} < R_{цр} < R_{вп}$ выполнить невозможно при одноступенчатом цементировании, необходимо прибегнуть к двухступенчатому цементированию с разрывом во времени. Глубину установки цементировочной муфты в обсадной колонне можно найти из уравнения $R_p * q * (Z_c - H_{ц}) + R_{цр} * q * [Z_p - (Z_c - H_{ц})] + R_{гд} < R_p$, положив в нем $Z_c - H_{ц} = Z_m$, а $R_{гд}/Z_p$ приближенно равное 1 кПа/м,

$$Z_m > \frac{(R_{цр} * q + 1000) * Z_p - R_p}{(R_{цр} - R_p) * q}$$

С момента начала вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство статическое давление на стенки скважины непрерывно возрастает. Поскольку гидродинамическое давление зависит от скорости течения, во избежание поглощения скорость восходящего потока в этот период следует уменьшать так, чтобы сумма статического и гидродинамического давлений на стенки всегда была меньше давления поглощения для окружающих горных пород. При сильном уменьшении ширины кольцевого пространства в результате обезвоживания тампонажного раствора и образования толстой цементной корки резко возрастают гидравлические сопротивления в этом участке и давление на стенки скважины ниже сужения, а также в обсадной колонне и в манифольде. Это может послужить причиной гидроразрыва породы либо разрыва обсадной колонны или манифольда. Чтобы предотвратить обезвоживание, необходимо снизить водоотдачу тампонажного раствора до допустимого уровня; не должно быть ни малейших перерывов в движении тампонажного раствора с момента выхода его в заколонное пространство.

При разработке рецептуры тампонажного раствора важно правильно выбрать состав цемента и условия испытания.

В приготовлении тампонажного раствора обычно участвуют несколько машин. Целесообразно поэтому порции раствора, приготовляемые разными машинами, направлять сначала в общую усреднительную емкость достаточно большого объема, тщательно перемешивать в ней и, только убедившись, что свойства перемешанного раствора соответствуют рекомендованным для цементирования данного интервала, закачивать его в скважину. Отсюда вытекает необходимость непрерывного контроля свойств как порций раствора, приготовляемых каждой машиной, так и раствора, перемешиваемого в усреднительной емкости перед закачкой в скважину, и оперативного управления режимом работы каждой машины. Такой контроль и управление обычно ведут с помощью специальных станций СКЦ-2М.

Газопроявления и перетоки пластовых жидкостей через заколонное пространство - следствие снижения давления на стенки скважины ниже пластовых в проницаемых горизонтах, наличия в крепи трещин и зазоров, а также слабых участков, неспособных противостоять суффозии под действием избыточного пластового давления хотя бы в одном из горизонтов.

В период схватывания и твердения тампонажного раствора снижение порового давления в нем неизбежно. Предотвратить газопроявления и перетоки в этот период можно несколькими способами:

а) с помощью наружных пакеров на обсадных колоннах, устанавливаемых несколько выше кровли газового горизонта или другого горизонта с АВПД;

б) ступенчатым цементированием с разрывом во времени; в этом случае цементировочную муфту устанавливают на 200 - 300 м выше горизонта, из которого возможно проявление, и в период твердения тампонажного раствора в нижнем интервале. Верхний интервал промывают через муфту, поддерживая в заколонном пространстве на уровне муфты давление немного ниже давления в кровле проявляющего пласта;

в) поддержание в заколонном пространстве у устья избыточного давления в период твердения тампонажного раствора. Последний способ эффективен в том случае, если между кровлей проявляющего горизонта и башмаком предыдущей обсадной колонны нет других проницаемых объектов.

Чтобы башмак колонны не был оголен, необходимо тщательно контролировать объем закаченной в колонну продавочной жидкости и прекращать закачку в момент посадки верхней пробки на нижнюю или на обратный клапан, а в период цементирования регулировать противодавление в заколонном пространстве так, чтобы давление в цементировочной головке всегда было несколько выше атмосферного.

8. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.

Для цементирования скважины используют специальную технику: смесительные машины, насосные цементировочные агрегаты, усреднительную емкость для перемешивания разных порций тампонажного раствора перед закачкой в скважину, систему трубопроводов с быстросъемными соединениями, металлические рукава с гибкими шарнирными соединениями, цементировочную головку и др. Эту технику заблаговременно доставляют на буровую и размещают возможно ближе к устью скважины. До начала цементирования те цементировочные насосы, которые будут закачивать жидкости в скважину, соединяют трубопроводами с устьем. Чтобы ускорить обвязку оборудования, используют специальный передвижной блок манифольда, на котором размещены комплект труб с быстросъемными соединениями и два коллектора - напорный и раздаточный - для присоединения

линий от насосов. Цементирующую головку навинчивают на верхний конец обсадной колонны, спущенной в скважину.

Рецептуру тампонажного раствора разрабатывают за несколько дней до начала цементирования. Необходимые тампонажные материалы доставляют на буровую и загружают в бункеры смесительных машин.

На рисунке приведена одна из схем обвязки цементирующего оборудования. Для начала цементирования необходимый объем воды (с резервом 15 - 20 % против расчетного) наливают в мерные емкости цементирующих агрегатов 3 и 23, соединенных со смесительными машинами 4 и 22, а также в дополнительную емкость 1. В этой воде растворяют предусмотренные рецептурой химреагенты. При растворении воду и реагенты перемешивают насосами агрегатов 23, 23. Мерники агрегатов 6,7,10,18 заполняют продавочной жидкостью, а мерник агрегата 9 - буферной жидкостью.

Перед началом цементирования в цементирующую головку 11 вставляют цементирующие пробки: нижнюю - между нижним и средним боковым отводами, верхнюю - между средним и верхним отводами. Затем поршневым насосом агрегата 9 через нижний отвод головки 11 закачивают в колонну буферную жидкость и закрывают кран на нем.

Процесс цементирования условно можно разделить на три этапа. На первом готовят часть или весь тампонажный раствор с помощью смесительных машин 4 и 22 и насосов агрегатов 3 и 23. Смесительная машина состоит из бункера, смонтированного на шасси автомобиля, и гидровакуумного смесительного устройства, присоединенного к днищу бункера.

Гидровакуумный смеситель представляет собой камеру 3 с диффузором 2, переходящим в выкидную трубу 1 и соплом 4. Воду подают в сопло через сменную насадку 5 под давлением до 1.5 МПа насосом цементирующего агрегата, подсоединенного с помощью гибкого рукава и накидной гайки к отводу 6. Цемент в камеру смесителя поступает через верхнее окно в значительной мере благодаря разрежению, которое возникает под влиянием высокой скорости истечения воды из сопла. При смешении цемента с водой в камере 3 образуется раствор, который через трубу 1 сливается в бачок 21, откуда насосы агрегатов 3 и 23 перекачивают его в усреднительную емкость 19 для тщательного перемешивания.

На втором этапе тампонажный раствор из усреднительной емкости 19 поршневые насосы агрегатов 6,7, 18 закачивают через напорный коллектор 12 блока манифольда 14 и средние боковые отводы цементирующей головки 11 в обсадную колонну.

Третий этап начинается с закачки первой порции продавочной жидкости насосом агрегата 10 через верхний отвод головки 11. В это время с помощью насосов агрегатов 6, 7, 18 промывают трубопроводы обвязки от остатков тампонажного раствора. Затем эти агрегаты начинают закачку продавочной жидкости. В мерники этих агрегатов продавочную жидкость подают буровыми насосами 15 из емкости 16 через раздаточный коллектор 13 блока манифольда. Последнюю порцию продавочной жидкости закачивают примерно 5 минут насосом одного агрегата с малой подачей.

Закончив закачку продавочной жидкости, закрывают краны цементирующей головки и останавливают насос. Если колонна оборудована прочным и герметичным обратным клапаном, после остановки насоса один из кранов на головке 11 плавно приоткрывают и снижают избыточное давление в колонне. При снижении давления из колонны вытекает небольшой объем продавочной жидкости, которую собирают в емкость. Если вытекание быстро прекратилось, кран закрывают и скважину оставляют на время, необходимое для формирования камня,

при атмосферном давлении на устье. Если же жидкость продолжает вытекать, то это значит, что обратный клапан или колонна негерметичны.

В этом случае всю вытекшую жидкость вновь закачивают в колонну, кран закрывают и скважину оставляют в покое при наличии в колонне у устья того высокого избыточного давления, которое возникло в конце цементирования.

В период цементирования ведут двойной контроль плотности тампонажного раствора, давления в нагнетательном трубопроводе и суммарных объемов закаченных тампонажного раствора и продавочной жидкости. С одной стороны, такой контроль осуществляют с помощью станций СКЦ 17, датчики которой установлены в напорном коллекторе, станция регистрирует также секундный расход жидкости. С другой стороны, измеряют с помощью ареометров или рычажных весов плотность тампонажного раствора в усреднительной емкости 19 и в бачках 21 каждого смесителя, с помощью манометров на насосах агрегатов давление, а объем закаченной жидкости - по сумме объемов опорожненных мерников.

В гидровакуумном смесителе сухой тампонажный материал перемешивается с водой в течение очень короткого времени. Содержащиеся в этом материале более или менее крупные частицы в смесителе не диспергируются. Чтобы усилить диспергирование таких частиц и повысить активность цемента, в состав нагнетательных трубопроводов включают ультразвуковые или струйные активаторы 20. В струйном активаторе поток тампонажного раствора раздваивается и проходит через два сопла, расположенных друг против друга в коротком корпусе. При соударении струй, вырывающихся из сопел со скоростью 100 - 120 м/сек, крупные комочки и агрегаты слипшихся цементных частиц диспергируются, а образовавшиеся тонкие частицы активно взаимодействуют с водой. Перепад давлений в соплах достигает 5 - 7 МПа.

Помимо рабочих, возле буровой устанавливают резервные смесительную машину 5 и цементировочный агрегат 8.

9. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.

После окончания цементирования скважину оставляют в покое на срок, необходимый для затвердения тампонажного раствора и образования камня. Срок ожидания затвердения тампонажного раствора ОЗЦ принимают при забойной геостатической температуре от 20 до 75 С равным не менее 16 часов для кондукторов и промежуточных колонн и не менее 24 часов для эксплуатационных колонн, а при температуре свыше 75 С - не менее 12 часов для всех обсадных колонн. В случае цементирования скважин с низкими температурами (менее 20 С), зон с высокими коэффициентами аномальности пластовых давлений, а также при использовании сильно облегченного тампонажного раствора срок ОЗЦ обычно увеличивают.

Во время ОЗЦ колонна должна оставаться подвешенной на буровом крюке. Это необходимо для постоянного контроля за величиной осевых сил, которые действуют на верхнее сечение колонны. Если нагрузка на буровой крюк в период ОЗЦ, возрастая, приблизится к пределу, допустимому для колонны или подъемной части буровой установки, ее уменьшают.

Во время ОЗЦ давление в колонне и в заколонном пространстве, герметизированном превентором, может возрасти в результате увеличения температуры в скважине и перетока пластовой жидкости через заколонное пространство из-за недостаточной его герметичности. Если причиной повышения давления является нагрев скважины, давление периодически снижают, плавно приоткрывая кран на цементировочной головке или регулируемый штуцер. В случае же возникновения перетока, напротив, увеличивают давление в кольцевом

пространстве, закачивая в него промывочную жидкость, но так, чтобы не были разорваны породы. В период ОЗЦ не следует проводить работы, связанные со спуском в колонну бурильных и насосно - компрессорных труб.

Если скважину цементировали после спуска кондуктора, то по истечении срока ОЗЦ эту колонну снимают с бурового крюка и вес ее полностью передают на цементный камень. В случае же промежуточных и эксплуатационных колонн нагрузку на крюк сначала уменьшают или, напротив, увеличивают до необходимого усилия натяжения P_n ; в таком растянутом состоянии колонну подвешивают на кондукторе и лишь затем крюк освобождают.

Для обвязки колонн друг с другом и подвески на кондуктор применяют специальные колонные головки клинового типа.

Прежде чем возобновить буровые работы в скважине или передать ее для испытания, проверяют качество цементирования: определяют положение кровли тампонажного камня, плотность контактов цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины, герметичность кольцевого пространства между промежуточной колонной (кондуктором) и стенками скважины.

Для того чтобы определить положение кровли тампонажного камня в скважинах с невысокой температурой в скважину, не позднее чем через одни сутки после окончания цементирования спускают на кабеле электротермометр и записывают кривую изменения температуры с глубиной: при переходе от участка, заполненного промывочной жидкостью, к зацементированному участку температура скачкообразно возрастает вследствие нагрева скважины за счет тепла, выделяющегося при гидратации цемента. В скважинах с высокой температурой или зацементированных облегченными тампонажными растворами этот способ не дает надежных результатов.

Для определения глубины кровли тампонажного камня и наличия плотного контакта между камнем, обсадной колонной и стенками скважины широко применяется акустической цементометрии - АКЦ. При акустической цементометрии измеряют амплитуды звуковых волн, распространяющихся от спущенного в скважину источника по обсадной колонне и по горным породам в разных точках по глубине. Амплитуда колебаний, распространяющейся по колонне, окруженной промывочной жидкостью, значительно больше амплитуды на том участке, где она плотно прижата к камню, а амплитуда сигнала, прошедшего по горным породам тем больше, чем плотнее контакты между колонной, камнем и стенками скважины.

Способ АКЦ позволяет правильно найти глубину кровли камня, если плотность промывочной жидкости меньше плотности тампонажного раствора не менее, чем на 200 кг/м³. Кривую АКЦ первый раз следует регистрировать до замены продавочной жидкости в колонне жидкостью меньшей плотностью и опрессовки. Если записать кривую АКЦ повторно после уменьшения давления в колонне, можно по изменению амплитуды выявить те участки, на которых между колонной и камнем мог нарушиться контакт при радиальном сжатии обсадных труб.

Если разность между плотностями тампонажного раствора и промывочной жидкости мала, то положение кровли камня можно определить с помощью счетчика гамма-излучения.

Герметичность обсадной колонны проверяют опрессовкой. Давление опрессовки должно быть не меньше приведенных ниже величин:

Нар. диам. обсадной трубы	377-426	233-351	219-245	178-194	168-140	146	114-127
---------------------------	---------	---------	---------	---------	---------	-----	---------

Давление опрессовки, МПа	6	7	8	8.5	10	11	13
--------------------------------	---	---	---	-----	----	----	----

Колонну признают герметичной, если после замены продавочной жидкости водой не возникает перелив последней и выделение газа на устье и если в период выдержки колонны под давлением снижение последнего в течение 30 мин не превышает 0.5 МПа при $R_{оп}$ больше 7 МПа и 0.3 МПа при $R_{оп}$ не больше 7 МПа. Контроль за изменением давления начинают производить через 5 мин после создания заданного давления опрессовки.

Герметичность эксплуатационных колонн во всех разведочных, а также в тех эксплуатационных скважинах, в которых в период испытания или эксплуатации давление у устья существенно не превышает атмосферного, дополнительно проверяют снижением уровня воды на 40 - 50 м ниже того, при котором предполагают вызвать приток из пласта в период опробования или испытания.

Согласно действующей инструкции по испытанию скважин на герметичность, глубина снижения уровня должна быть не менее следующих величин.

Глуб. скв., м	до 500	500-1000	1000 – 1500	1500-2000	свыше 2000
Глубина снижения уровня м, не менее	400	500	650	800	1000

Колонну признают герметичной, если за 8 часов наблюдения уровень жидкости в ней поднимается не более 0.5 - 2 м в зависимости от диаметра скважины и величины снижения давления при этом испытании.

Если колонна спущена в несколько приемов, то герметичность проверяют опрессовкой сначала верхнего, затем двух верхних, затем трех участков и т.д.

В газовых скважинах герметичность устьевого части эксплуатационной колонны дополнительно проверяют опрессовкой воздухом (газом). Для этого в обсадную колонну спускают НКТ, межколонное пространство герметизируют при помощи превентора или фонтанной арматуры, восстанавливают обратную промывку водой, в которую одновременно компрессором подают воздух. После того, как давление нагнетания достигнет максимума для данного компрессора (обычно 8 –16 МПа), задвижки на устье межколонного пространства закрывают, а в насосно-компрессорные трубы насосом закачивают воду до тех пор, пока P сжатого воздуха в межколонном пространстве не достигнет заданной величины. Если за 30 мин. покоя снижение давления не превысит указанной выше величины, то колонну считают герметичной.

Если на кондукторе или промежуточной колонне должно быть установлено противовыбросовое оборудование, а башмак колонны находится в непроницаемой породе, опрессовкой проверяют также герметичность зацементированного кольцевого пространства. Перед опрессовкой скважину углубляют на 1 - 2 м, затем в нижнюю часть колонны через бурильные трубы закачивают порцию воды, герметизируют межколонное пространство и на устье создают избыточное давление $R_{оп}$ с таким расчетом, чтобы давление на уровне башмака колонны на 5 % превышало наибольшее R_c , которое может возникнуть здесь в случае газонефтеводопроявления, но было меньше давления разрыва горных пород R_p :

$$1.05 \cdot R_c < R_{оп} + p \cdot g \cdot Z_k < R_p,$$

где Z_k - глубина башмака колонны, м.

Если колонна или заколонное пространство негерметичны, то уточняют места утечек, устраняют дефекты и после ремонта опрессовку делают повторно.

10. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.

Ремонтное цементирование проводят с целью изоляции трещин и каналов в тампонажном камне, по которым пластовые жидкости могут перетекать из одного проницаемого горизонта в другой или в атмосферу; изоляции участков заколонного пространства, которые при первичном цементировании не были заполнены тампонажным раствором или в которых тампонажный камень был разрушен в результате коррозии; изоляции негерметичности в обсадной колонне; создания разобщающих экранов между продуктивными и водоносными горизонтами.

До начала ремонтного цементирования необходимо определить местоположение дефектного участка и направление движения жидкости в нем, очистить негерметичные участки от грязи и оценить возможную интенсивность циркуляции через них.

ВЫЯВЛЕНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА.

Существует несколько способов решения этой задачи. Рассмотрим два из них.

При одном способе колонну бурильных труб с пакером на нижнем конце спускают до середины длины обсадной колонны, запакерывают межтрубное пространство, закрывают превентор; затем внутрь труб закачивают воду, создают в них у устья давление Роп и в течение 0.5 - 1 час следят за изменением устьевых давлений в трубах и в межтрубном пространстве. Если давление остается практически неизменным, считают нижний участок обсадной колонны герметичным. Тогда снижают давление, освобождают пакер, бурильные трубы приподнимают до середины верхнего участка, вновь запакерывают межтрубное пространство и операцию повторяют. Если опрессовочное давление в трубах падает, а в межтрубном пространстве не изменяется, то считают, что дефектный участок расположен в интервале между предыдущим и данным местами установки пакера. Этот интервал делят на две равные половины, пакер устанавливают в середине интервала и опрессовывают подпакерное пространство. Операции по опрессовке повторяют до тех пор, пока длина интервала поисков дефектов в колонне не сократится до 10 - 20 м. После этого проводят изоляционные работы.

Наиболее эффективен способ выявления негерметичностей резьбовых соединений опрессовкой воздухом. В обсадную колонну, герметичность соединений которой необходимо проверить, спускают НКТ. После герметизации устья скважину промывают чистой водой. В кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ компрессором закачивают воздух и понижают уровень воды на 50 - 100 м, вытесняя ее по НКТ в мерник. Затем закрывают кран на верхнем конце НКТ, компрессором повышают давление воздуха до 12 - 16 МПа и в течение 0.5 - 1 час или более наблюдают за показаниями манометров в межтрубном и заколонном пространствах. Если давления остаются неизменными, резьбовые соединения в верхнем участке герметичны. Открывают кран на НКТ, снижают уровень воды еще на 50 - 100 м, закрывают кран, вновь повышают давление воздуха до 12 - 16 МПа и следят за показаниями манометров. Если при очередной опрессовке давление в заколонном пространстве возрастает, дефектные места в колонне находятся между двумя последними глубинами уровней воды в межколонном пространстве. Если интенсивность роста давления мала, снижают уровень воды еще на 50 - 100 м и опрессовку повторяют. Увеличение интенсивности роста давления в заколонном пространстве свидетельствует о негерметичности резьбовых соединений в новом интервале.

В большинстве случаев негерметичности в обсадных колоннах и дефекты в тампонажном камне устраняют при ремонтном цементировании.

ЛИКВИДАЦИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ.

Наиболее распространен способ скользящего тампона. Нижний конец колонны НКТ устанавливают несколько ниже нижней границы негерметичного участка обсадной колонны и в НКТ последовательно закачивают порцию дизельного топлива в объеме, равном объему примерно 100 м межтрубного пространства, порцию раствора гидрофобного тампонажного материала ГТМ-3 с отвердителем, вторую порцию диз.топлива в объеме, равном примерно 100 м внутритрубного пространства, и затем продавочную жидкость (воду). Объем порции раствора ГТМ-3 равен объему 150 - 200 м межтрубного пространства. Как только раствор ГТМ-3 выйдет из НКТ в межтрубное пространство, устье последнего герметизируют, а в НКТ в течение 0.5 - 1 час поддерживают у устья давление Роп. Затем давление снижают, порцию раствора перемещают выше примерно на 120 - 150 м, закрывают межтрубное пространство и вновь в НКТ создают давление Роп. Такие операции продолжают до тех пор, пока порция раствора ГТМ-3 не окажется выше дефектного участка; затем колонну промывают, полностью вытесняя ГТМ

3.РЕМОНТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА.

Перед началом цементирования в обсадной колонне на участке длиной 1 - 2 м пробивают несколько десятков отверстий перфоратором. Если переток направлен снизу вверх, этот участок выбирают выше горизонта, из которого перетекает пластовая жидкость, против непроницаемой породы; если же переток идет сверху вниз, участок для прострела дыр выбирают ниже подошвы горизонта, из которого вытекает жидкость, также напротив непроницаемой породы. Если эксплуатационная порода была перфорирована против продуктивного горизонта, до начала ремонтных работ скважину задавливают, заполняя ее промывочной жидкостью надлежащей плотности, перфорированный участок засыпают песком, выше устанавливают цементный мост и только затем в выбранном участке пробивают отверстия.

Ремонтное цементирование заколонного пространства ведут либо с использованием пакера на нижнем конце колонны НКТ, либо без пакера.

Рассмотрим сущность ремонтного цементирования с извлекаемым пакером. Если цель ремонтного цементирования - изоляция негерметичностей в заколонном пространстве до того, как обсадная колонна перфорирована против эксплуатационного объекта, или изоляция негерметичностей на участке, расположенном выше эксплуатационного объекта, в обсадную колонну спускают НКТ с пакером на нижнем конце и после предварительной очистки каналов в дефектном участке вызовом притока пластовой жидкости герметизируют пакером сечение несколько выше верхний отверстий, пробитых в колонне. После тщательной промывки каналов в дефектном участке водой в НКТ закачивают необходимый объем тампонажного раствора с малой водоотдачей и вытесняют большую часть его в заколонное пространство. Затем пакер освобождают, приподнимают НКТ на 15-20 м, способом обратной циркуляции тщательно промывают скважину и оставляют на время твердения тампонажного раствора с закрытым устьем.

Если ремонтное цементирование проводят с целью ликвидации притока из нижнего горизонта в эксплуатационный продуктивный пласт, пакером герметизируют сечение между эксплуатационным фильтром и отверстиями, пробитыми над водоносным объектом. После пакеровки в НКТ нагнетают воду, которая через отверстия в обсадной колонне ниже пакера выходит в заколонное

пространство, поднимается по каналам в камне до продуктивного пласта и через эксплуатационный фильтр вытекает в межтрубное пространство.

После тщательной промывки каналов в камне в НКТ закачивают расчетный объем тампонажного раствора, достаточный для заполнения каналов в дефектном участке, и большую часть его продавливают в заколонное пространство. Затем освобождают пакер, поднимают его несколько выше эксплуатационного фильтра, промывают скважину способом обратной циркуляции и закрывают на устье на время твердения тампонажного раствора. После затвердения раствора поднимают на дневную поверхность трубы с пакером, разбуривают камень в колонне, проверяют качество изоляции заколонного пространства и герметичность колонны.

При всех разновидностях ремонтного цементирования давление в колонне на глубине пробитых отверстий всегда должно быть меньше давления разрыва горных пород. Часто в период твердения давление в обсадной колонне поддерживают близки к давлению в конце продавливания тампонажного раствора.

11. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ.

Мостом называют искусственное сооружение, изолирующее нижний участок скважины от верхнего. Мосты могут быть резиновые, пластмассовые, металлические, цементные и из других разбуриваемых материалов. Их устанавливают как в открытом стволе скважины, так и внутри обсадной колонны.

Мосты в обсадных колоннах создают для временного или постоянного разобщения проницаемых горизонтов, сообщающихся с внутренней полостью колонны, друг от друга либо от дневной поверхности, а также в качестве искусственного забоя для упора пластоиспытателя при опробовании перспективного объекта.

Эффективна следующая технология изготовления цементного моста. В обсадную колонну спускают НКТ, к нижнему концу которой на резьбе присоединен пустотелый контейнер. В контейнере с помощью калиброванных штифтов укреплен манжетная пробка с центральным проходным каналом. Контейнер устанавливают у нижней границы будущего моста. После промывки скважины в НКТ помещают первую разделительную пробку, поверх которой закачивают расчетный объем тампонажного раствора возможно более жесткой консистенции; затем из цементировочной головки освобождают вторую разделительную пробку и закачивают порцию продавочной жидкости. Объем порции тампонажного раствора равен примерно 120 % объема будущего моста, а объем порции продавочной жидкости - внутреннему объему колонны НКТ. Первая разделительная пробка доходит до манжетной пробки, садится в ее седло и закрывает проходной канал. Так как закачку продавочной жидкости продолжают, давление в НКТ быстро возрастает; при повышении давления на 3 МПа калиброванные штифты срезаются, а манжетная пробка вытесняется из контейнера и, расширяясь, плотно прижимается к стенкам обсадной колонны. Тампонажный раствор вытесняют в межтрубное пространство над манжетной пробкой.

Как только вторая разделительная пробка сядет на седло переводника, соединяющего контейнер с НКТ, продвижение продавочной жидкости по колонне труб станет невозможным и давление в цементировочной головке вновь резко возрастает. В этот момент прекращают закачку жидкости; затем приподнимают НКТ настолько, чтобы контейнер оказался 20 - 25 м выше верхней границы моста, и способом обратной циркуляции скважину вновь тщательно промывают. Во время промывки вторую разделительную пробку выталкивают на дневную поверхность.

После затвердения тампонажного раствора в скважину спускают на бурильных трубах долото, уточняют глубину верхней границы моста, разбуривают слабую верхнюю часть его и проверяют герметичность, уменьшая давление столба

жидкости на него сверху. Если мост негерметичен, то его разбуривают полностью и операцию повторяют.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют методы цементирования скважин?
2. Какие применяются тампонажные материалы для цементирования скважин?
3. Какое используется оборудование для цементирования скважин?
4. Что определяют при расчете цементирования скважин? Приведите схему расчета.
5. Организация подготовительных работ к цементированию.
6. Расскажите о процессе цементирования.
7. Виды осложнений при цементировании.
8. Перечислите основные факторы, влияющие на качество разобщения пластов.
9. Ремонтное цементирование.
10. Установка цементного моста.
11. Проверка результатов цементирования.

Опорные выражения.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ, ИНТЕРВАЛ СКВАЖИНЫ, СУСПЕНЗИЯ МАТЕРИАЛОВ, ИЗОЛЯЦИЯ ГОРИЗОНТОВ, РАЗОБЩАЮЩИЙ ЭКРАН, ВЫСОКОПРОЧНЫЙ МОСТ, ОПРОБОВАНИЕ ГОРИЗОНТОВ, ГЕРМЕТИЗАЦИЯ, ЛИКВИДАЦИЯ.

Тема 5. ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН.

План темы:

1. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ОСВОЕНИЮ.
2. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПЕРФОРАЦИЕЙ.
3. СПОСОБЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ.
4. ПРИНЦИПЫ СТИМУЛИРУЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН
5. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ
6. ВРЕМЕННАЯ КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН.

Используемая литература:

1. Е.М.Соловьев, Бурение нефтяных и газовых скважин, М., Недра, 1988 г.
2. Е.П.Минеев, Н.А.Сидоров, Практическое руководство по испытанию скважин, М., Недра, 1981 г.

1. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ОСВОЕНИЮ. После завершения буровых работ скважину готовят к вызову притока пластовой жидкости к испытанию. Для этого на верхний конец эксплуатационной колонны устанавливают фонтанную арматуру, а на территории близ скважины размещают и обвязывают с этой арматурой емкости для сбора и хранения жидкостей, сепараторы, факельное устройство, мерники, аппаратуру для измерения дебитов жидкой и газообразной фаз, давления и температуры для отбора проб жидкости, выходящей из скважины. Временно устанавливают и обвязывают с устьем скважины компрессоры и насосные агрегаты, которые нужны для промывки скважины и вызова притока пластовой жидкости.

Фонтанную арматуру можно разделить на две части: трубную головку и фонтанную елку. Трубная головка служит для подвески НКТ, а фонтанная елка - для отвода добываемой из скважины жидкости в наземные емкости и для герметизации устья. Между трубной головкой и фонтанной елкой расположена центральная задвижка высокого давления. Трубная головка и фонтанная елка снабжены боковыми отводами, каждах из которых оборудован двумя задвижками высокого давления, манометрами, а отводы елки - также термометрами и штецерными камерами. К боковым отводам трубной головки при необходимости подсоединяют компрессоры и насосные агрегаты (например, для вызова притока из пласта, глушения скважины).

Рабочее давление фонтанной арматуры должно быть не меньше наивысшего ожидаемого давления на устье скважины. До установки на скважине арматуру опрессовывают пробным давлением, указанным в паспорте. После монтажа арматуры на устье проверяют опрессовкой герметичность трубкой головки и фонтанной елки. Штурвал управления центральной задвижкой арматуры выводят на расстояние не менее 10 м от устья скважины в сторону от выкидных линий и ограждают щитом с навесом.

До начала работ по испытанию скважины необходимо тщательно очистить все емкости от грязи, промыть и заполнить теми жидкостями, которые потребуются для вторичного пласта и вызова притока из него, а также промывкой жидкостью с плотностью, достоточной для глушения нефтегазопроявлений в случае, если в этом возникнет необходимость. Объем последней должен быть не менее двух объемов эксплуатационной колонны.

2. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПЕРФОРАЦИЕЙ.

После первичного вскрытия в большинстве случаев всю скважину укрепляют эксплуатационной обсадной колонной, а заколонное пространство цементируют. Чтобы после этого можно было получить приток пластовой жидкости в скважину, необходимо пробить достаточно большое число отверстий через обсадную колонну, тампонажный камень и кольматационный слой. Операцию по созданию таких отверстий называют вторичным вскрытием продуктивного пласта.

В настоящее время известны три способа вторичного вскрытия пласта для обеспечения гидродинамической связи обсаженной скважины с пластом: перфорация кумулятивными или пулевыми перфораторами; гидропескоструйная (гидроабразивная) перфорация; торпедирование.

Вскрытие пластов гидропескоструйной перфорацией (ГПП) применяется в основном в глубоких разведочных скважинах или же в скважинах, где другие виды перфорации оказались неэффективными.

Торпедирование как метод вскрытия пластов используется редко. Его считают крайнем средством для получения притона из пласта, так как торпедирование почти всегда приводит к разрушению колонны.

Кумулятивная и пулевая перфорация обеспечивают высокую производительность труда. В абсолютном большинстве случаев удается достигнуть гидродинамической связи с пластом. Кумулятивная перфорация эффективнее и производительнее пулевой.

Для создания нормальных условий притока пластовой жидкости в скважину плотность прострела эксплуатационной колонны стреляющими перфораторами должна быть от 10 до 20 отверстий на длине в 1 м. За один рейс в зависимости от типоразмера перфоратора

можно пробить от 2 до 10 отверстий на такой длине. Поэтому перфоратор приходится спускать в скважину неоднократно.

Стреляющие перфораторы можно подразделить на три группы: перфораторы, которые спускают в эксплуатационную колонну присутствия в ней НКТ; перфораторы, спускаемые через колонну НКТ, и перфораторы, спускаемые на колонне НКТ. От того, какой вид перфоратора будет использован для вторичного вскрытия, зависят характер и объем работ по подготовке скважины к перфорации, необходимое число рейсов с перфоратором и продолжительность перфорационных работ, эффективность вторичного вскрытия, а также ущерб, который может быть нанесен крепи скважины в процессе прострелочных работ.

Для прострела отверстий перфораторами первой группы эксплуатационную колонну заполняют промывочной жидкостью такой плотности, чтобы давление в скважине было выше пластового, но не более чем на 2-3 МПа. Для того чтобы свести к минимуму возможное загрязнение продуктивного пласта промывочной жидкостью через каналы, пробиваемые при перфорации, целесообразно нижний участок колонны до сечения, расположенного на 100-200 м выше верхней границы перфорации, заполнять жидкостью, не содержащей твердой фазы либо содержащей только частицы кислоторастворимого утяжелителя и обработанной реагентами, понижающими водоотдачу. Чтобы получить наибольший эффект от применения жидкостей без твердой фазы, полезно до закачки в скважину их профильтровать, хранить в тщательно очищенных от грязи и ржавчины емкостях, а внутренние полости эксплуатационной колонны и НКТ предварительно очистить с помощью скребков.

До начала перфорации на крестовину трубной головки устанавливают перфораторную задвижку и опрессовывают ее давлением не выше допустимого для эксплуатационной колонны. Штурвал задвижки выводят на расстояние не менее 10 м от устья и защищают щитом с навесом.

Когда скважина подготовлена, в эксплуатационную колонну спускают на кабеле заряженный перфоратор и пробивают отверстия в заданных интервалах против продуктивного коллектора; простреливать отверстия против глинистых пропластков в коллекторе не следует.

При каждом залпе перфоратора из скважины в пласт уходит некоторое количество промывочной жидкости. Во избежание преждевременного начала притока из продуктивного пласта необходимо своевременно доливать в колонну промывочную жидкость и поддерживать уровень ее у дневной поверхности.

По окончании перфорации поднимают из скважины кабель, спускают в нее колонну НКТ, нижний конец которой устанавливают близ верхней границы перфорации, а если коллектор продуктивного пласта неустойчив, - на 100-150 м выше.

Прострелочные работы с помощью перфораторов двух других групп выполняют при герметизированном устье скважины. Это позволяет при вторичном вскрытии поддерживать заданную депрессию и предотвратить заряднение коллектора жидкостью, содержащейся в эксплуатационной колонне.

Если для прострелочных работ должен быть использован перфоратор второй группы, скважину заполняют жидкостью с таким расчетом, чтобы давление в интервале перфорации было меньше пластового на заданную величину; нижний конец НКТ устанавливают несколько выше верхней границы интервала перфорации; устье герметизируют фонтанной арматурой, в которой буфер заменяют специальным лубрикатом. Перфоратор на кабеле спускают через внутреннюю полость НКТ. После завершения прострелочных работ лубрикат с елки снимают, а вместо него вновь устанавливают буфер с манометром.

Перфоратор третьей группы перед спуском в скважину присоединяют с помощью специального переводника к нижнему концу колонны НКТ. Длина перфоратора может достигать 50 м. Если продуктивный пласт содержит несколько пропластков-коллекторов, в перфораторе кумулятивные заряды размещают с таким расчетом, чтобы

были пробиты отверстия только против заданных пропластков. Перфоратор спускают с помощью колонны НКТ до заданного интервала, устанавливают на устье фонтанную арматуру, заполняют скважину жидкостью с таким расчетом, чтобы давление столба последней было на заданную величину меньше пластового. Затем в НКТ сбрасывают резиновый шар и проталкивают его до перфоратора, нагнетая в трубы жидкость насосом либо воздух компрессором.

Когда шар сядет на упор штока перфоратора, нагрузка на шток резко возрастет под действием избыточного давления сверху и шток переместится вниз; при этом произойдет взрыв капсулы детонатора и перфоратор начнет работать. По окончании перфорации скважину можно испытывать, не поднимая наверх перфоратор. При использовании кумулятивных перфораторов третьей группы сводятся к минимуму затраты времени на вторичное вскрытие продуктивного пласта и может быть получена наибольшая продуктивность по сравнению с другими группами стреляющих перфораторов.

Основные недостатки стреляющих перфораторов: а) длина канала, пробиваемого в породе, существенно уменьшается с увеличением прочности последней на сжатие и прочности тампонажного камня в заколонном пространстве; часть этого канала оказывается занятой либо пулей, либо остатками металлической облицовки кумулятивного заряда; б) порода в поверхностных слоях стенок каналов уплотнена, проницаемость ее существенно меньше проницаемости глубинных участков пласта; в) при перфорации нередко возникают дефекты как в эксплуатационной колонне, так и в заколонном тампонажном камне. Дефекты в колонне могут снизить ее сопротивляемость избыточному наружному давлению со стороны неустойчивой породы коллектора; трещины же в тампонажном камне, если они распространяются за пределы толщины продуктивного пласта, могут послужить каналами для заколонных перетоков.

Вероятность образования дефектов возрастает при большой плотности перфорации, при залповой перфорации; при торпедной и пулевой перфорации она выше, чем при кумулятивной; при отсутствии контакта колонны с камнем или при плохом контакте вероятность повреждения колонны больше, чем при плотном контакте камня с обсадными трубами и стенками скважины. Целесообразно поэтому способ и плотность перфорации выбирать с таким расчетом, чтобы не происходило опасных повреждений крепи, а прострел вести не залпами, а последовательными выстрелами.

Наиболее эффективный способ вторичного вскрытия, особенно продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами, гидроабразивная перфорация. Технология и теория этого способа подробно обсуждаются в учебнике по курсу "Технология и техника добычи нефти".

3. СПОСОБЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ. Под освоением подразумевают комплекс работ по вызову притока жидкости из продуктивного пласта, очистке приствольной зоны от загрязнения и обеспечению условий для получения возможно более высокой продуктивности скважины.

Чтобы получить приток из продуктивного горизонта, необходимо давление в скважине снизить значительно ниже пластового. Существуют разные способы снижения давления, основанные либо на замене тяжелой промысловой жидкости на более легкую, либо на плавном или резком понижении уровня жидкости в

эксплуатационной колонне. Для вызова притока из пласта, сложенного слабоустойчивыми породами, применяют способы плавного уменьшения давления или с небольшой амплитудой колебания давлений, чтобы не допустить разрушения коллектора. Если же продуктивный пласт сложен весьма прочной породой, то часто наибольший эффект получают при резком создании больших депрессий. При выборе способа вызова притока, величины и характера создания депрессии необходимо учитывать устойчивость и структуру породы коллектора, состав и свойства насыщающих его жидкостей, степень загрязнения при вскрытии, наличие близрасположенных сверху и снизу проницаемых горизонтов, прочность обсадной колонны и состояние крепи скважины. При очень резком создании большой депрессии возможно нарушение прочности и герметичности крепи, а при кратковременном, но сильном увеличении давления в скважине - поглощение жидкостив продуктивный пласт.

Замена тяжелой жидкости на более легкую. Колонну НКТ спускают почти до забоя, если продуктивный пласт сложен хорошо устойчивой породой, или примерно до верхних отверстий перфорации, если порода недостаточно устойчива. Замену жидкости обычно ведут способом обратной циркуляции: передвижным поршневым насосом в межтрубное пространство закачивают жидкость, плотность которой меньше плотности промывочной жидкости в эксплуатационной колонне. По мере того, как более легкая жидкость заполняет межтрубное пространство и вытесняет более тяжелую жидкость в НКТ, давление в насосе возрастает. Оно достигает максимума в тот момент, когда легкая жидкость подходит к башмаку НКТ.

$$P_{умт} = (p_{пр} - p_{ож}) q z_{нкт} + p_{нкт} + p_{мт} ,$$

где $p_{пр}$ и $p_{ож}$ -плотности тяжелой и облегченной жидкостей, кг/м³ ;
 $z_{нкт}$ -глубина спуска колонны НКТ, м; $p_{нкт}$ и $p_{мт}$ -гидравлические потери в колонне НКТ и в межтрубном пространстве, Па.

Это давление не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны

$$P_{умт} < P_{оп} .$$

Если же порода слабоустойчива, величину снижения плотности за один цикл циркуляции уменьшают еще более, порою до $p - p = 150-200$ кг/м³. При планировании работ по вызову притока следует учитывать это и заблаговременно готовить емкости с запасом жидкостей соответствующих плотностей, а также оборудование для регулирования плотности.

При закачивании более легкой жидкости следят за состоянием скважины по показаниям манометров и по соотношению расходов закачиваемой в межтрубное пространство и вытекающей из НКТ жидкостей. Если расход выходящей жидкости увеличивается, это признак начавшегося притока из пласта. В случае быстрого увеличения расхода на выходе из НКТ и падения давления в межтрубном пространстве выходящий поток направляют через линию со штуцером.

Если замены тяжелой промывочной жидкости на чистую воду или дегазированную нефть недостаточно для получения устойчивого притока из пласта, прибегают к другим способам увеличения депрессии или стимулирующего воздействия.

Когда коллектор сложен слабоустойчивой породой, дальнейшее снижение давления возможно заменой воды или нефти газожидкостной смесью. Для этого к межтрубному пространству скважины подсоединяют поршневой насос и передвижной компрессор. После промывки скважины до чистой воды регулируют подачу насоса так, чтобы давление в нем было значительно ниже допустимого

для компрессора, а скорость нисходящего потока была на уровне примерно 0,8-1 м/с, и включают компрессор. Поток воздуха, нагнетаемого компрессором, смешивается в аэраторе с потоком воды, подаваемой насосом, и в межтрубное пространство поступает газожидкостная смесь; давления в компрессоре и насосе при этом начнут возрастать и достигнуть максимума в момент, когда смесь подойдет к башмаку НКТ. По мере продвижения газожидкостной смеси по колонне НКТ и вытеснения негазированной воды давления в компрессоре и насосе будут снижаться. Степень аэрации и уменьшения статического давления в скважине увеличивают небольшими ступенями после завершения одного-двух циклов циркуляции так, чтобы давление в межтрубном пространстве у устья не превышало допустимого для компрессора.

Существенный недостаток этого способа - необходимость поддержания достаточно больших расходов воздуха и воды. Значительно сократить расход воздуха и воды и обеспечить эффективное уменьшение давления в скважине можно при использовании вместо водо-воздушной смеси двухфазной пены. Такие пены готовят на основе минерализованной воды, воздуха и подходящего пенообразующего ПАВ.

Снижение давления в скважине с помощью компрессора. Для вызова притока из пластов, сложенных прочными, устойчивыми породами широко применяют компрессорный способ снижения уровня жидкости в скважине. Сущность одной из разновидностей этого способа такова. Передвижным компрессором нагнетают воздух в межтрубное пространство с таким расчетом, чтобы возможно глубже оттеснить уровень жидкости в нем, аэрировать жидкость в НКТ и создать депрессию, необходимую получения притока из продуктивного пласта. Если статический уровень жидкости в скважине перед началом операции находится у устья, глубину, до которой можно оттеснить уровень в межтрубном пространстве при нагнетании воздуха.

Если $z_{сн} > z_{нкт}$, то нагнетаемый компрессором воздух прорвется в НКТ и начнет аэрировать жидкость в них, как только уровень в межтрубном пространстве опустится до башмака НКТ.

Если же $z_{сн} > z_{нкт}$, то предварительно при спуске НКТ в скважину в них устанавливают специальные пусковые клапаны. Верхний пусковой клапан устанавливают на глубине $z'_{пуск} = z'_{сн} - 20$ м. При нагнетании воздуха компрессором пусковой клапан откроется в тот момент, когда давления в НКТ и в межтрубном пространстве на глубине его установки сравняются; при этом воздух начнет выходить через клапан в НКТ и аэрировать жидкость, а давления в межтрубном пространстве и в НКТ будут снижаться. Если после снижения давления в скважине приток из пласта не начнется и практически вся жидкость из НКТ выше клапана будет вытеснена воздухом, клапан закроется, давление в межтрубном пространстве вновь будет возрастать, а уровень жидкости опускаться до следующего клапана. Глубину z'' установки следующего клапана можно найти из уравнения если положить в нем $z = z'' + 20$ и $z_{ст} = z'_{сн}$.

Если перед началом операции статический уровень жидкости в скважине расположен значительно ниже устья, то при нагнетании воздуха в межтрубное пространство и оттеснении уровня жидкости до глубины $z_{сн}$ давление на продуктивный пласт возрастает, что может вызвать поглощение части жидкости в него. Предотвратить поглощение жидкости в пласт можно, если на нижнем конце колонны НКТ установить пакер, а внутри НКТ - специальный клапан и с помощью этих устройств отделить зону продуктивного пласта от остальной части скважины. В этом случае при нагнетании воздуха в межтрубное пространство давление на пласт будет оставаться неизменным до тех пор пока давление в колонне НКТ над клапаном не понизится ниже пластового. Как только депрессия окажется

достаточной для притока пластовой жидкости, клапан приподнимется и пластовая жидкость начнет подниматься по НКТ.

После получения притока нефти или газа скважина должна в течение некоторого времени поработать с возможно большим дебитом, чтобы из приствольной зоны можно было удалить проникшую туда промывочную жидкость и ее фильтрат, а также другие илистые частицы; дебит при этом регулируют так, чтобы не началось разрушение коллектора. Периодически отбирают пробы вытекающей из скважины жидкости с целью изучения состава и свойств ее и контроля за содержанием в ней твердых частиц. По уменьшению содержания твердых частиц судят о ходе очистки приствольной зоны от загрязнения.

Если, несмотря на создание большой депрессии, дебит скважины оказывается низким, то обычно прибегают к различным способам стимулирующего воздействия на пласт.

24.3 ОПРИНЦИПЫ СТИМУЛИРУЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ. Существует достаточно много методов воздействия.

Их можно подразделить на несколько групп. К одной группе можно отнести методы кислотной обработки, в основе которых лежит растворение карбонатных частиц пласта соляной кислотой, а силикатных и глинистых - фтористоводородной. Методы второй группы основаны на воздействии на продуктивный пласт резкими колебаниями давлений. Третью группу составляют методы гидравлического разрыва пласта и гидроабразивной перфорации. К четвертой группе можно отнести методы обработки растворителями и ПАВ. Применяют также методы термохимического воздействия, кислотных гидроразрывов и другие комбинации названных выше методов.

К методам гидромеханического воздействия на пласт относятся: дренирование пласта, возбуждение знакопеременными нагрузками, разрыв пласта для создания новых каналов и очистки имеющихся от различных закупоривающих веществ.

Химические методы воздействия на призабойную зону пласта с целью вызова и интенсификации притока основаны на свойстве горных пород вступать во взаимодействие с некоторыми химическими веществами, а также на свойстве некоторых химических веществ влиять на поверхностные и молекулярно-капиллярные связи твердых и жидких фаз в породах. Методы химического воздействия на пласт позволяют: очистить и расширить каналы для движения флюида из пласта к скважине; образовать новые каналы за счет растворения минералов, входящих в состав пород; изменить фазовую проницаемость пласта.

5. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН. Испытание - заключительный этап выполнения работ по строительству скважин. От их результативности во многом зависит выполнение планов прироста запасов и, как следствие, возможность увеличения объемов добычи нефти и газа.

В современных условиях пласты, вскрытые скважиной, испытывают на различных этапах строительства скважины. В процессе бурения, например, с помощью испытателей пластов производят опробование пласта. При этом определяют, чем насыщен пласт, его давление и температуру, а также проводят ограниченный комплекс исследовательских работ.

Испытание скважины проводят после окончания бурения. Под испытанием понимается комплекс мероприятий по вызову и интенсификации притока флюида и определению дебита, физико-химических свойств жидкостей и газа, давления и температуры. На основе этих показателей можно найти некоторые фильтрационные

характеристики пласта.

В промысловой практике еще нередки случаи, когда скважину, из которой получен приток нефти или газа, закрывают вследствие отсутствия или несвоевременной установки эксплуатационного оборудования и монтажа нефтесборных трубопроводов. После обустройства приходится производить повторный вызов притока.

Законченную испытанием продуктивную скважину осваивают. Освоению подлежат как эксплуатационные, так и разведочные скважины, давшие промышленный приток нефти и газа, а также нагнетательные скважины.

Таким образом, в промысловой практике выполняют три качественно отличающейся друг от друга процесса: опробование пласта, испытание и освоение скважины. Поскольку при выполнении этих процессов есть одинаковые технологические операции, в практике часто разные процессы называют одинаково - освоением, испытанием, опробованием. Чтобы избежать терминологической путаницы в оценке отличающемся по характеру и назначению процессов получения притока из пластов, предлагаются следующие определения.

Опробование пласта - процесс, связанный с вызовом притока и исследованием пласта с помощью испытателей пластов различного типа при бурении скважины. Использование испытателей пластов для получения притока флюидов после окончания бурения относится к испытанию скважины.

Испытание скважины - процесс вызова и интенсификации притока из обсаженной или не обсаженной скважины, его исследования с целью определения добычных возможностей скважины и физико-химических свойств пласта и пластового флюида.

Освоение скважины - процесс, связанный с выполнением работ по вводу эксплуатацию скважины, законченной испытанием.

На успешность и продолжительность работ по испытанию скважин влияет ряд факторов, среди которых ведущее место занимают физические характеристики пласта и насыщающих его жидкостей, состояние геолого-геофизической изученности разреза, качество вскрытия пласта бурением, качество крепления пласта, способ вскрытия пласта перфорацией, продолжительность между вскрытием пласта бурением и началом испытания, техническое состояние скважины, уровень организации работ.

По числу применяемых методов испытания и способов их осуществления, числу проводимых операций, а следовательно, и времени испытания скважины могут быть подразделены на три группы сложности.

В скважинах первой группы приток из пласта получают после осуществления одного из способов снижения давления на забой, что достигается заменой бурового раствора водой, поршневанием, снижением уровня в скважине с применением компрессора.

В скважинах второй группы после использования двух-трех методов испытания удается получить приток, удовлетворяющий заданным условиям.

В скважинах третьей группы приток из пласта незначительный или отсутствует вообще. Вызвать приток или увеличить его не удастся даже после неоднократного применения различных методов испытания скважин.

Метод испытания скважины выбирают исходя из конкретных условий, к которым относятся: глубина скважины, ее техническое состояние, геолого-геофизические характеристики пласта, наличие оборудования и материалов. Основным фактором, влияющим на выбор метода испытания, является величина ожидаемого пластового давления. По этому показателю скважины делят на две группы: с давлением меньше гидростатического и больше гидростатического.

Для вызова притока из пласта можно применять как методы плавного

увеличения депрессии, так и большие знакопеременные нагрузки на пласт, способствующие улучшению условий притока флюидов.

Работы по испытанию скважин начинают после проверки эксплуатационной колонны на герметичность.

Особое место в испытании скважины занимают исследовательские работы. По результатам исследований определяют добывшую способность, а также гидродинамические характеристики скважины и пласта. Таким образом в процессе испытания скважины выполняют комплекс работ, обеспечивающих установление оптимальных условий ее эксплуатации.

6. ВРЕМЕННАЯ КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН. Если при испытании из пласта получен промышленный приток нефти или газа, но площадь не обустроена и не подготовлена к эксплуатации, скважину временно консервируют, т.е. закрывают так, чтобы позже ее можно было ввести в эксплуатацию. Способ консервации выбирают в зависимости от продолжительности последней и от коэффициента аномальности пластового давления.

Если $k > 1$, нижний участок скважины заполняют такой жидкостью повышенной плотности на нефтяной или минерализованной водной основе, которая не может вызвать заметного ухудшения коллекторских свойств пласта. Над интервалом перфорации устанавливают цементный мост высотой не менее 25 м, а остальную часть эксплуатационной колонны заполняют седиментационно устойчивой промывочной жидкостью с относительной плотностью $\rho = (1,05-1,1) k$. Самый верхний участок колонны длиной примерно 30 м, а в многолетнемерзлых породах от устья до глубины на 50-100 м ниже границы с нулевой температурой заполняют незамерзающей жидкостью. На время консервации насосно-компрессорные трубы оставляют в эксплуатационной колонне над цементным мостом.

Если $k < 1$, то при консервации скважины на несколько месяцев можно не устанавливать цементный мост; насосно-компрессорные трубы оставляют в скважине над верхними отверстиями перфорации.

Устье консервируемой скважины должно быть оборудовано фонтанной арматурой, все задвижки которой плотно закрыты. С задвижек снимают штурвалы, фланцы закрывают заглушками, а в патрубки вместо манометров ввинчивают пробки. Если $k < 1$, то при продолжительности консервации более 1 года из газовых скважин глубиной до 2000 м и из нефтяных скважин НКТ извлекают; на устье же устанавливают задвижку высокого давления, закрытую глухим фланцем, и контрольный вентиль.

Территорию консервируемой скважины огораживают; на ограждении указывают номер скважины, название месторождения, наименование предприятия и срок консервации. В первые 10 дней консервации ежедневно проверяют состояние оборудования и отсутствие пропусков газа. В дальнейшем состояние скважины проверяют не реже одного раза в месяц, измеряют давление на буфере, в межтрубном и заколонном пространствах и результаты проверки заносят в специальный журнал.

Если при испытании разведочной скважины приток промышленного значения не был получен не из одного объекта, ее ликвидируют. Для этого против каждого испытанного объекта устанавливают цементный мост с таким расчетом, чтобы подошва его была на 20-30 м ниже, а кровля - выше границ интервала перфорации. Если объекты расположены поблизости друг от друга, можно установить единый мост. Кровлю моста над самым верхним испытанным объектом размещают не менее чем на 50 м выше верхней границы перфорации.

На устье ликвидированной скважины устанавливают репер, на котором при помощи электросварки указывают номер скважины, названия площади и

предприятия, пробурившего скважину, дату окончания бурения.

Если трубы эксплуатационной колонны не извлечены из скважины, устье закрывают глухой заглушкой или глухим фланцем с вваренным вентиляем; заглушку и болты, скрепляющие фланец с колонной, прихватывают сваркой. Если же верхние трубы эксплуатационной колонны подняты из скважины, то в кондуктор или в промежуточную колонну на глубину не менее 2 м, а в случае многолетнемерзлых пород - несколько ниже границы мерзлоты спускают манжетную пробку и пространство над нею до устья заполняют бетоном. Над устьем скважины устанавливают бетонную тумбу размером 1х1х1 м. Извлекать из скважины трубы разрешается в том случае, если это не приведет к возникновению межпластовых перетоков и к загрязнению целебных и артезианских вод.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В чем заключается подготовка скважины к освоению?
2. Дайте определение вторичного вскрытия продуктивного пласта. Цель проведения вторичного вскрытия продуктивного пласта.
3. С помощью каких аппаратов осуществляется вторичное вскрытие продуктивного пласта?
4. Как осуществляется вторичное вскрытие продуктивного пласта?
5. На какие группы подразделяются стреляющие перфораторы? В чем различие их применения?
6. Основные недостатки стреляющих перфораторов.
7. Какие имеются способы снижения давления в скважине?
8. Что необходимо сделать чтобы получить приток из продуктивного горизонта?
9. Как осуществляется замена тяжелой жидкости на более легкую и в чем недостаток этого способа?
10. В чем заключается сущность снижения давления в скважине с помощью компрессора?
11. Какие имеются методы воздействия на пласт при освоении скважины?
12. С какой целью проводят испытание скважины?
13. С какими видами работ связаны опробование, испытание и освоение скважин?
14. В каких случаях скважину ликвидируют?
15. Чем и как оборудуется устье консервируемой и ликвидируемой скважины.

ОПОРНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ

Пластовая жидкость, вызов притока, испытание скважин, фонтанная арматура, рабочее давление, вскрытие пласта, перфораторы, плотность прострела, загрязнение продуктивного пласта, реагенты, кумулятивные заряды, торпедная, пулевая перфорация, освоение скважины, депрессия, поглощение жидкости, тяжелая жидкость, коллектор, аэрация, водовоздушная смесь, пакер, дебит, кислотная обработка, гидравлический разрыв пласта, ПАВ, испытание, информация, интенсификация, консервация, ликвидация.

Тема 6. АВАРИИ В БУРЕНИИ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ.

План темы:

- 1. ВИДЫ АВАРИЙ, ИХ ПРИЧИНЫ И МЕРЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ.**
- 2. ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ.**
- 3. ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ И РАБОТА С НИМ.**
- 4. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ.**

Список литературы:

1. Ю.В.Вадецкий, Бурение нефтяных и газовых скважин, М., Недра, 1985г.
2. И.П.Пустовойтенко, Предупреждение и ликвидация аварий в бурении.

1. ВИДЫ АВАРИЙ, ИХ ПРИЧИНЫ И МЕРЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ.

Авариями в процессе бурения называют поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности колонны труб, спущенной в скважину, падение в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов. Аварии происходят главным образом в результате несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурового оборудования и бурильного инструмента и недостаточной квалификации или халатности членов буровой бригады.

Основными видами аварий являются прихваты, поломка в скважине долот и турбобуров, поломка и отвинчивание бурильных труб и падение бурильного инструмента и других предметов в скважину, Очень часто прихват инструмента в силу некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации переходит в аварию.

В основном прихваты бурильных и обсадных колонн происходят по следующим причинам.

1. Вследствие перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

2. При резком изменении гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.

3. Вследствие нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом, вытеканием пород или же сужением ствола.

4. При образовании сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъема бурильного инструмента.

5. Вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонн в желобах, заклинивания бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за сработки по диаметру предыдущего долота.

6. В результате оседания частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора.

7. При неполной циркуляции бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.

8. При преждевременном схватывании цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.

9. При отключении электроэнергии или выходе из строя подъемных двигателей буровой установки.

Для предупреждения прихватов необходимо:

1) применять высококачественные глинистые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин, снижать липкость глинистого раствора, вводить смазывающие добавки;

2) обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока глинистого раствора; перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения

параметров глинистого раствора в соответствии с указанными в ГТН;

3) обеспечивать полную очистку глинистого раствора от обломков выбуренной породы;

4) регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

5) утяжелять глинистый раствор при вращении бурильной колонны;

6) следить в глубоких скважинах за температурой восходящего глинистого раствора, так как резкое снижение ее свидетельствует о появлении разрыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

7) при вынужденных остановках необходимо;

а) через каждые 3-5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

б) при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать; при его отсутствии бурильный инструмент следует разгрузить примерно на вес, соответствующий той части колонны труб, которая находится в не обсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя ее при длительной остановке;

в) в случае выхода из строя пневматической муфты подъемного механизма следует немедленно установить аварийные болты и расхаживать бурильную колонну или поднимать ее;

8) для предотвращения прихвата бурильной колонны при использовании утяжеленного глинистого раствора следует систематически применять профилактические добавки: нефть (10-15%), графит (не более 0,8%), поверхностно-активные вещества (например, сульфонол в виде 1-3%-ного водного раствора, смазочные добавки СМАД-1 (до 3%) и СГ (до 2%). Подбор рецептур в каждом определенном случае должен уточняться лабораторией глинистых растворов. При бурении разведочных скважин добавлять нефть и другие добавки на нефтяной основе не рекомендуется, чтобы не исказить представление о продуктивности горизонтов.

Поломка долот вызывается спуском дефектных долот при отсутствии надлежащей проверки их, чрезмерными нагрузками на долото и передержкой долот на забое. Заклинивание шарошек возникает вследствие прекращения вращения шарошек на забое скважины, т.е. происходит прихват их на осях. Основные признаки поломки долота во время бурения - прекращение углубления скважины и сильная вибрация бурильной колонны. Чаще всего происходит поломка подшипников шарошек колонковых и трехшарошечных долот. При этом забойный двигатель перестает принимать нагрузку, а при роторном бурении бурильная колонна начинает заклиниваться. Поломку долота при проработке ствола скважины очень трудно обнаружить до подъема бурильной колонны. Поэтому необходимо особенно тщательно проверять долота, применяемые для проработки, и ограничивать время их работы.

Чтобы предотвратить аварии, связанные с поломкой долот, необходимо:

1) перед спуском долота в скважину проверить его диаметр кольцевым шаблоном, а также проверить замковую резьбу, сварочные швы лап и корпуса и промывочные отверстия - наружный осмотр, насадку шарошек на цапфах - вращением от руки;

2) бурить в соответствии с указаниями геолого-технического наряда. Особое внимание должно быть обращено на очистку промывочной жидкости;

3) поднятое из скважины долото отвинчивать при помощи долотной доски, ставленной в ротор, промывать водой, подвергать наружному осмотру и замеру.

Рекомендуется периодически очищать забой скважины от металла магнитным

фрезером или забойным шламоуловителем. Поломки турбобура происходят вследствие разъедания буровым раствором, развенчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней резьбы переводника и отвинчивания ниппеля с оставлением в скважине турбины. Признак таких поломок - резкое падение давления на буровых насосах прекращение проходки.

Для предотвращения аварий с турбобурами надо проверять крепление гайки, переводника, ниппеля и вращение вала у каждого турбобура; такая проверка турбобура, поступившего с завода изготовителя, производится на базе бурового предприятия, а турбобура поступившего из ремонта, - на буровой. Перед спуском в скважину нового турбобура или турбобура, поступившего из ремонта, необходимо проверять плавность его запуска при подаче насосов, соответствующей нормальному режиму его работы, осевой лифт вала, перепад давления, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала. Все данные нужно заносить в журнал.

Аварии с бурильными трубами часто бывают при роторном бурении скважин. Одна из основных причин этих аварий – совокупность всех напряжений, возникающих в трубах, особенно при местных пороках в отдельных трубах. К последним относятся разностенность труб, наличие внутренних напряжений в трубах, особенно в их высаженной части, как следствие неправильно проведенного технологического процесса по изготовлению труб, и дефекты резьбового соединения труб.

К основным причинам возникновения аварий с бурильными трубами относится также недостаточная квалификация мастеров, бурильщиков и других работников буровых бригад.

Наибольшее число аварий с бурильными трубами при бурении гидравлическими забойными двигателями связано с разъеданием резьб промывочной жидкостью.

Основными мерами предупреждения аварий с бурильными трубами являются:

1) Организация учета и обработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;

2) технически правильный монтаж труб и замков, обеспечиваемый предварительным осмотром и обмером их, калибровкой резьбы гладкими и резьбовыми калибрами, подбором замков к трубам по натягу и принудительным закреплением замка в горячем состоянии;

3) организация обязательной профилактической проверки всех труб после окончания бурения скважины путем наружного осмотра, проверки основных размеров и гидравлического испытания;

4) обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении:

5) использование предохранительных колпаков или колец, навинчиваемых на резьбу замков;

6) бесперебойное снабжение буровых специальными смазками.

Падение бурильной колонны в скважину, являющееся одним из самых тяжелых видов аварии, происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках бурильной колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки и при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор. Для предотвращения открытия элеватора при спуске бурильной колонны бурильщикам необходимо хорошо знать состояние ствола скважины, наличие в ней уступов и при приближении к ним замедлять спуск.

Плашка и цепи механических ключей, звенья роторной цепи, болты, гайки и другие детали - таков неполный перечень мелких предметов, падающих на забой

скважины. Падение их происходит во время спускоподъемных операций и объясняется использованием неисправного инструмента.

Иногда после подъема бурильной колонны начинают производить работы над открытым устьем скважины, и это приводит к тому, что на забой скважины падают долота, кувалды и другие предметы. Надо всегда помнить, что над открытой скважиной категорически запрещается проводить какие-либо работы. После того как из скважины извлечен инструмент, ее устье следует немедленно закрыть специальной крышкой.

2. ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА. В практике применяется ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн.

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируются расхаживанием и проворачиванием ротором бурильной колонны. Усилие, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственный вес колонны и лимитируется прочностью труб и талевой системы. Поэтому перед расхаживанием должно быть тщательно проверено состояние вышки, талевой системы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора веса. Если расхаживанием не удастся ликвидировать прихват, то дальнейшие работы будут зависеть от вида прихвата. Так, прихваты, происшедшие под действием перепада давления, как правило, ликвидируют жидкостными ваннами. В этом случае необходимое количество нефти для ванны определяется по формуле $Q_1 = 0,785(D_1^2 - D_3^2)H_1 + 0,785 D_2^2 H_2$, где Q_1 - количество нефти (кислоты или воды), м³;

D_1 - диаметр скважины, м³;

H_1 - высота подъема нефти в затрубном пространстве, м³;

D_2 - внутренний диаметр труб, м³;

H_2 - высота столба нефти в трубах, м³;

D_3 - наружный диаметр труб, м³.

Практика производства нефтяных ванн в скважинах, где бурили с промывкой забоя водой, и в скважинах, заполненных водой, показала, что нефть очень быстро сплывает. В этих случаях, чтобы получить эффект от нефтяной ванны, необходимо перед закачкой нефти и после нее прокачать по нескольку кубометров глинистого раствора. Глинистый раствор ограничивает быстроту всплывания нефти, и нефтяная ванна дает результат.

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота турбобуров в карбонатных и глинистых и других породах, поддающихся действию кислоты, применяется кислотная ванна. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обваливающиеся глины и особенно когда бурильная колонна прихвачена или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей.

Вовремя производства ванн некоторое количество нефти необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы периодически подкачивать нефть в затрубное пространство.

Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для предупреждения его нужно провести тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под поломбуровой, в зоне ствола скважины, в лебедке.

Если нефтяная ванна не дала положительных результатов, прибегают к сплошной промывке нефтью или водой. Сплошная промывка водой возможна при бурении в устойчивых породах. При переходе на сплошную промывку нефтью следует избегать резкого перехода от глинистого раствора к нефти, так как для подъема тяжёлого глинистого раствора в затрубном пространстве и для движения легкой нефти в нутри бурильных труб потребуется высокое давление.

Весьма эффективное средство ликвидации прихватов различных типов - гидроимпульсный способ (ГИС). ГИС не применяется, если плотность бурового раствора менее 1,35 г/см³, бурильные трубы негерметичны, долото опирается о забой или отсутствует круговая циркуляция бурового раствора.

При производстве ГИС в колонну бурильных труб через нагнетательную головку при открытой задвижке закачивают на глубину воду или буровой раствор, плотность которого меньше плотности. За счет разности плотностей жидкости в трубах и в затрубном пространстве создается давление, растягивающее колонну труб. При достижении определенного давления в трубах диафрагма разрывается, давление мгновенно падает, а в бурильной колонне возникает волна разгрузки, которая, дойдя до прихваченной части колонны, действует на нее как ударная нагрузка. Переток жидкости действует по освобождению прихвата. Задвижка служит для перекрытия колонны труб, чтобы не допустить большого снижения уровня раствора в затрубном пространстве. В случае если 25-30 импульсов при заданном давлении не дали результатов, то ГИС совмещают с установкой ванны.

Прихваты вследствие заклинивания колонны труб с наибольшим эффектом устраняют созданием ударной нагрузки вниз или вверх при помощи ясов, вибраторов, забойных гидроударников, взрыва шнурковых торпед малой мощности. В последнем случае ударная волна, проходя через резьбовое соединение трубы вызывает резкое ослабление его. Если перед взрывом на трубы был приложен обратный вращающий момент, а резьбовое соединение было разгружено отвеса вышележащих труб, то при взрыве происходит открепление резьбового соединения против нахождения торпеды, которое затем легко отвинчивают ротором. Этот метод позволяет в большинстве случаев освободить трубы находящиеся выше места прихвата.

Если, несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удастся, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приводится вначале расфрезеровывать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и малоэффективен. Поэтому если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое "уходом в сторону", производят, используя методы бурения наклонных скважин.

Место прихвата определяют при помощи прихватоопределителя. Прихватоопределитель состоит из электромагнита, помещенного в герметичный корпус из немагнитного материала. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой и днищем. Последние одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке размещаются ввод и узел закрепления каротажного кабеля.

Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускается прибор для получения характеристики намагнитиченности прихваченных труб. Производится первый контрольный замер в месте прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 10-20 см.

Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты.

После этого прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время, при этом металл не прихваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется.

Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т.е. определяется интервал прихвата.

3. ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ И РАБОТА С НИМ. Под ловильными работами понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем бурения.

Ловильный инструмент. Для ловильных работ используют специальные инструменты самых различных типов и назначений. Остановим на основных из них.

Метчики предназначены для ловли оставшейся в скважине колонны бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, в замке или муфте. Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые - для извлечения колонны по частям.

Ловильный метчик имеет форму усеченного конуса для врезания в детали замка бурильных труб при ловильных работах. На верхнем конце метчика нарезана резьба замка бурильных труб, а на нижнем конце - специальная ловильная резьба.

Колокола служат для ловли бурильных или обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы возник со стороны ниппеля замка.

Если слом неровный с наличием лент или имеется трещина вдоль трубы, не перекрываемая колоколом, то для ловли необходимо применять "сквозной" колокол с соответствующим потрубком или трубой. Для извлечения долота, оставшегося в скважине вследствие отвинчивания или срыва резьбы, применяют колокол-калибр.

Правые колокола используют при ловле правыми бурильными трубами всей оставшейся колонны, а левые - при ловле левыми бурильными трубами для отвинчивания части оставленной колонны.

Колокола изготавливают из кованных заготовок, в верхней части которых для присоединения к бурильным трубам нарезают резьбу замковой муфты по ГОСТ 52862-75. В нижней части колокола нарезают внутреннюю ловильную резьбу специального профиля для захвата бурильных труб при ловильных работах.

Ловитель с промывкой применяют для извлечения оставшихся в скважине бурильных и обсадных труб за замок, муфту или сломанный конец в случаях небольшого веса оставшейся в скважине бурильной колонны, когда вследствие ее проворачивания трудно зацепит метчик или колокол.

Когда конец оставшейся в скважине бурильной трубы в результате слома оказался неровный и имеются продольные трещины, то применяют "сквозной" шлипс с соответствующим патрубком или трубой для ловли за первую от сломанного конца муфты или за целую часть трубы. Шлипс позволяет промывать скважину через захваченную бурильную колонну. Если не удастся поднять оставшуюся часть колонны, шлипс можно освободить.

Овершот служит для извлечения бурильной колонны с захватом под замок. Его применяют в основном там, где ловитель нельзя использовать, а колоколом и метчиком не удастся соединиться с оставшейся на забое частью бурильной колонны и где длина колонны не превышает 400 м и она не прихвачена.

Овершот представляет собой корпус из толстостенной, обычно башмачной трубы, внутри которого приклепаны четыре стальные пружины. Верхние концы пружин

отогнуты согласно размеру бурильных труб, для ловли которых предназначен овершот.

Наружную труборезу применяют в тех случаях, когда освободить прихваченную бурильную колонну при помощи нефтяных, водяных, кислотных ванн или торпедированием не удастся и оставшиеся в скважине трубы не искривлены.

Наружняя трубореза состоит из стального корпуса с тремя вертикальными окнами в его нижней части. В этих окнах на пальцах крепятся резцы. Выше резцов в корпус труборезки вставлено кольцо. Своей нижней частью кольцо не дает резцам выйти через окно наружу, причем в этом положении кольцо удерживается четырьмя медными штифтами. На кольце, как на упоре, крепится мощная спиральная пуржина, а под ней еще два кольца. Выше расположены кольцо овершота с плашками и кольцо, которое не дает возможности овершотному кольцу передвигаться вверх.

В верхней части корпуса труборезки ввинчен переводник подобсадные трубы, в нижней части - воронка с козырьком для облегчения захода в корпус обрезаемых бурильных труб.

Удочку используют для извлечения оставленного в скважине стального каната и каротажного кабеля. Удочку изготавливают наваркой крючков на стержень или на метчик в шахматном порядке или же из обсадной трубы, на теле которой делаются вырезы, загибающиеся внутрь. Запрещается спуск в скважину удочки без специального хомута, ограничивающего пропуск этого инструмента в зону нахождения оставленного каната или кабеля.

Отводные крючки предназначены для центрирования оставшегося в скважине конца бурильных труб. Диаметр зева крючка обычно на 52-50 мм меньше диаметра скважины. На внутренней поверхности зева крючка перед спуском в скважину делают насечки, по сработанности которых судят о том, как работал крючок, касался он колонны или нет. Применять отводной крючок разрешается только при свободном прохождении его до "головы" слома.

Фрезер используют для частичного или полного удаления металлических выступающих частей или деталей. Работа фрезером состоит в разрушении металлического объекта и превращении его в стружку. Внешняя форма фрезера зависит от его назначения:

- а) фронтального действия: плоский, конический и цилиндрический;
- б) внешнего воздействия: в форме усеченного конуса, конической, цилиндрической и цилиндрическо-конической;
- в) внутреннего воздействия: цилиндрическо-коническая форма и комбинированного воздействия.

Применяются фрезеры и других конструкций. Работы по фрезерованию очень трудоемки и требуют много времени, поэтому к ним следует прибегать в крайних случаях.

Магнитные фрезеры и ловители используют для извлечения с забоя крупных металлических предметов. Диаметр магнитного фрезера должен быть на 20-60 мм меньше диаметра скважины. Магнитным фрезером работают без перегрузок на забой.

Ликвидация аварий с бурильными трубами и долотами. Успешная ликвидация аварий с бурильными трубами в большой степени зависит от того, как скоро замечен момент слома труб. При обнаружении аварий с бурильными трубами бурильщик поднимает их с максимальной скоростью. Поднятый конец сломанной части бурильной колонны на поверхности очищают, промывают и осматривают для выяснения характера слома. Затем подсчитывают количество свечей, оставшихся в скважине, определяют глубину, на которой находится верхний конец поломанной колонны труб, и намечают мероприятия по ликвидации аварии.

Работы по ликвидации аварии в скважине ведутся буровым мастером под руководством старшего инженера по сложным работам или главного инженера бурового предприятия в зависимости от сложности работ.

Перед спуском в скважину ловильного инструмента составляется эскиз общей его компоновки и ловильной части с указанием основных размеров. Для ловли бурильной колонны применяют ловитель с промывкой, метчик или колокол. Эти инструменты позволяют после захвата оставшейся колонны бурильных труб производить расхаживание и промывку скважины. Длина спускаемого в скважину инструмента для ловильных работ должна подбираться с таким расчетом, чтобы крепление ловильного инструмента осуществлялось ротором с пропущенной через стол ротора ведущей бурильной колонной.

Ловитель применяют как для ловли за замок, так и за трубу. Для извлечения колонны ловителем дают натяжку, включают буровой насос, восстанавливают циркуляцию, после чего приступают к ее подъему. Если колонна не поднимается, ее расхаживают без вращения.

Метчик обычно спускают с направляющей трубой большего диаметра, оканчивающейся воронкой. Спущенный на бурильных трубах метчик покрывает оборванный конец трубы воронкой и конусом входит внутрь трубы до тех пор, пока не утреся кромку трубы. Приподняв немного бурильную колонну, чтобы ослабить давление на оборвавшийся конец трубы, проворачивают ее по часовой стрелке на 90°, затем обратно на 45° и опять на 1/4 оборота по часовой стрелке. При постепенном опускании бурильной колонны вниз метчик врезается в трубы и закрепляется в них. Запрещается окончательно закреплять ловильный инструмент на сломе до восстановления циркуляции бурового раствора через долото. После этого пробуют поднять колонну. В случае прихвата ее расхаживают. При расхаживании необходимо помнить, что подъемные усилия выше допустимых вызывают срыв ловильного инструмента, обрыв бурильных труб, обрыв талевого каната или разрушение вышки. Если циркуляцию восстановить не удастся, метчик под натяжкой срывают.

Аналогично описанному ведутся работы по соединению и извлечению оставшейся колонны при помощи колокола.

При сильном отклонении конца колонны от центра скважины ее отводят к центру посредством отводного крючка и лишь после этого спускают метчик или колокол.

Когда даже после восстановления циркуляции не удастся расхаживанием освободить колонну, прибегают к нефтяной ванне или принимают другие меры. Если все попытки освободить инструмент безрезультатны, приступают к развинчиванию его по частям левым метчиком или колоколом на левых трубах. Иногда вместо отвинчивания по частям офрезерованную часть оставшегося инструмента вырезают при помощи наружной трубобрезки. При этом отрезанная часть извлекается из скважины вместе с трубобрезкой.

Основной инструмент для извлечения оставшихся в скважине деталей долот - магнитный фрезер, который спускают в скважину на бурильных трубах. Не доходя до забоя 6-7 м, начинают промывку, вращая ротор на малой скорости. Дойдя до забоя, при небольшой осевой нагрузке фрезер собирает оставшиеся детали в центр забоя, коронка магнитного фрезера забуривается в породу, нижний полюс сближается с оставшимися на забое деталями и удерживает их. Затем промывка прекращается и начинается подъем бурильной колонны. Ни в коем случае не следует продолжительное время работать на оставшихся металлических деталях - это в большинстве случаев приводит к осложнению аварии. Магнитный фрезер используют также для ловли всевозможных мелких металлических предметов, упавших в скважину.

Ликвидация аварий с турбобурами. Аварии, вызванные срывами резьбы турбобура, ликвидируются довольно быстро калибром, навинчиваемым на сорванную резьбу корпуса, либо специальными ловителями, захватывающими турбобур за контргайку пяты, или специальным метчиком, пропускаемым внутрь верхнего отверстия вала. Большие затруднения при турбинном бурении вызывает заклинивание долота. В данном случае отбивка долота вращением колонны бурильных труб при помощи ротора исключается, так как долото и колонна бурильных труб соединяются через подшипники турбобура и вращение бурильных труб приводит к вращению только корпуса турбобура. Поэтому, прежде чем отбить долото вращением, надо расклинить вал турбобура в корпусе. Для этого необходимо забросить в трубы мелкие металлические предметы. Забрасывать эти предметы следует с прокачкой бурового раствора для того, чтобы гарантировать попадание мелких металлических предметов в турбину турбобура. При прокачивании бурового раствора и медленном вращении бурильной колонны ротором металлические предметы, попадая между верхними лопатками верхних ступеней турбины, разрушают эти лопасти, которые, в свою очередь попадают в следующие ступени и вызывают заклинивание статоров и роторов.

В случае заклинивания вала в корпусе турбобура долото отбивают так же, как и в роторном бурении, вращением колонны бурильных труб, так как при этом вращение бурильных труб будет обеспечивать и вращение долота.

Аварии при бурении одной и той же скважины могут возникнуть при замене турбобуров меньших диаметров турбобурами больших диаметров. Это объясняется тем, что в стенках скважины в местах перехода из одних пород в другие образуются уступы, определяющие проходимость данного типоразмера турбобура при вполне определенном диаметре долота.

Уход в сторону от оставшегося в скважине инструмента. Когда оставленную в скважине бурильную колонну не удастся поднять или когда на извлечение ее требуется слишком много времени, следует уходить в сторону, т.е. бурить новый ствол скважины. Для этого выше места, где находится конец оставшегося инструмента, начинают бурить новый ствол.

Если в стволе скважины не имеется сильно искривленного участка, откуда удобнее всего забуриваться, над оставшейся колонной ставят цементный мост и после его затвердения начинают забуривать новый ствол роторным или турбинным способом.

Торпедирование скважин. Когда работы по ликвидации аварий в скважинах не дают положительных результатов, целесообразно торпедировать колонну, оставшуюся в скважине, а затем бурить второй ствол до проектной глубины. Торпедирование заключается в том, что в скважину на определенную глубину спускают взрывчатое вещество, которое, взрываясь, разрушает оставшуюся в скважине колонну.

Для взрыва внутри прихваченных бурильных труб следует применять торпеду, диаметр которой должен быть на 10 мм меньше диаметра проходного отверстия бурильных труб. Торпеду нужно взрывать против муфты или замка, иначе в трубе может получиться от взрыва только продольная трещина, которая будет бесполезна, потому что не удастся поднять верхнюю часть бурильной колонны.

Аварии с обсадными трубами. Наиболее распространенный вид аварий с обсадными трубами - отвинчивание башмака колонны и протирание обсадных труб. Башмак колонны отвинчивается в том случае, когда нижняя часть колонны не закреплена, например, когда цемент закачан выше башмака или не схватился у башмака. При дальнейшем бурении, особенно роторным способом, незацементированный башмак от трения муфт бурильных труб отвинчивается.

Чтобы определить расположение отвинтившегося башмака, в скважину обычно опускают печать, выполненную из куска обсадной трубы. Нижняя часть печати имеет воронкообразную форму. В эту часть вставлена деревянная пробка, в которую забиты гвозди; гвозди оплетены проволокой и залиты гудроном или свинцом. Печать опускают до отвинченного башмака. По отпечатку судят о том, как расположен башмак в скважине. Такую аварию ликвидируют при помощи пикообразных долот, которыми стремятся поставить башмак вертикально, чтобы долото полного размера свободно проходило через него. Лучшее средство против возникновения таких аварий упрочнение нижних труб кондуктора и технических колонн сваркой. При длительной работе бурильные трубы своими муфтами и замками иногда совершенно протирают обсадные трубы. Средством предохранения от протирания служат предохранительные кольца. Протирание обсадных труб будет значительно интенсивнее в искривленной скважине.

Когда против протертого места обсадной колонны имеется цементный стакан, в колонне в процессе бурения не происходит никаких осложнений. Если цементный стакан отсутствует, то при бурении трубы могут рваться лентами, что затрудняет проход долота. Если же, кроме того, за трубами будут обваливающиеся породы, протирание может осложниться смятием. Во всех этих случаях единственная мера ликвидации аварии - спуск и цементирование промежуточной обсадной колонны меньшего диаметра.

4. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ. Ловильные работы и ликвидация прихватов - весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и несчастным случаям с людьми. Поэтому о возникновении аварии бурильщик обязан немедленно известить бурового мастера, а в случае его отсутствия руководителю участка или разведки, не приостанавливая проведения первоочередных мер по ликвидации аварии. В случае затянувшейся ликвидации аварии, но не позднее чем через 5 сут с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварии, утверждаемый руководством бурового предприятия. Все мероприятия по ликвидации аварии необходимо выполнять быстро и организованно; чем дольше находится инструмент в скважине, тем труднее будет его извлечь.

При ликвидации аварий в скважинах допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну. Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвующим в ликвидации аварии, необходимо строго руководствоваться Правилами техники безопасности в нефтяной промышленности и Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвовавшим в ликвидации аварии необходимо строго руководствоваться Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности, отраслевой инструкцией по безопасности труда при ликвидации прихватов бурильного инструмента и обсадных колонн, Едиными правилами безопасности при взрывных работах.

Основные требования этих руководящих документов сводятся к следующему.

1. Работы по ликвидации аварий в скважине буровой мастер должен вести под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного инженера УБР (экспедиции, разведки, участка). Присутствие остальных инженерно-технических работников внутри фонаря и в пределах опасной зоны нежелательно.

2. До спуска ловильного инструмента в скважину необходимо проверить состояние талевого каната и надежность его на случай прихвата оставшейся части бурильной колонны, приспособления для крепления неподвижного конца талевого каната, индикатора веса и особенно правильность положения стрелок приборов, четкость записей пишущего прибора, качество и состояние крепления сгоревшего шланга и трубочек от трансформатора к показывающим и пишущим приборам индикатора веса, вышки и крепления ее соединений, а также прочность фундаментов под ногами вышки, кронблока, талевого блока, трансмиссий, и тормозной системы лебедки, вкладышей и стопорных устройств ротора и вертлюга.

После проверки исправности перечисленного оборудования в скважину спускают ловильный инструмент.

3. Крепление ловильного инструмента и другие работы в скважине при подвешенной на ведущей трубе колонне бурильных труб выполняют при застопоренных вкладышах и зажимах клиньев ротора, чтобы предупредить выпадение их при резком вращении или внезапном подъеме. Кроме того, зажимы (клинья) должны быть закреплены болтами.

4. Площадь внутри вышки должна быть свободной от посторонних предметов.

5. При работах по освобождению прихваченной бурильной или обсадной колонны необходимо удалить всех рабочих, кроме бурильщика, из опасной зоны на расстояние не ближе 60 м от вышки. При бурении с использованием дизельного привода в дизельном помещении остается дизелист, который должен быть предупрежден об обязательном нахождении в безопасной зоне (в пределах условной линии продолжения диагоналей фонаря).

Необходимо также дополнительно укрепить стропы вертлюга от выпадения из зева крюка петлями из прядей талевого каната, которые закрепляются в серьгах вертлюга.

Во время расхаживания и попытке повернуть бурильную колонну ротором необходимо постоянно наблюдать за состоянием крепления ведущей трубы с вертлюгом в левом замковом соединении, чтобы исключить возможное развинчивание.

Развинчивать сильно закрепленные резьбовые соединения следует после подогрева замков (кислородными горелками или другими источниками тепла).

При отсутствии автоматических ключей резьбовые соединения надо раскреплять машинными ключами с установкой страховых канатов. Крепление рабочего и предохранительного канатов на ключе должно предотвращать их разъединение в любых условиях работы.

6. При использовании кислотных ванн рабочие должны работать в костюмах из кислотостойкой ткани, исключающей поражение участков тела кислотой. Лица работающих должны быть защищены маской, руки - резиновыми перчатками, а ноги - резиновыми сапогами и ботинками навыпуск.

7. При отбивке бурильной колонны ротором с подъемного крюка должны быть сняты стропы.

8. При нефтяных и кислотных ваннах под заливочной головной или ведущей трубой устанавливается обратный клапан.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ.

1. Какие виды аварий встречаются при бурении скважин? Их основные причины и меры предупреждения.

2. Какие применяются методы ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн?

3. В каких случаях используется метчик?

4. В чем преимущество шлипса перед овершотом?
5. Как узнать, в каком состоянии находится в скважине верхний конец оставшихся в скважине бурильных труб?
6. Какие правила техники безопасности необходимо соблюдать при ликвидации аварии?

ОПОРНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ:

Авария, поломка, оставление, заклинивание, прихват, буровое оборудование, бурильный инструмент, халатность, ликвидация, расхаживание, жидкостные ванны, эрозионное бурение, абразивный материал.

Тема 7. ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ.

План темы:

- 1. ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 15 ТЫС.М.**
- 2. ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАСШИРЕНИЕМ СУЩЕСТВУЮЩИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ ПРИ БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ ВОДЫ И НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МОРСКИХ УСЛОВИЯХ.**
- 3. НОВЫЕ ВИДЫ БУРЕНИЯ.**

Список литературы:

1. Вадецкий Ю.В., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., "Недра", 1985 г.

Основные задачи по дальнейшему развитию техники и технологии бурения скважин на нефть и газ, стоящие перед нефтяниками и учеными на ближайшее десятилетие, можно разделить на две очень крупные проблемы. Первая из них связана с бурением скважин глубиной 15 тыс. м и более, а вторая - с расширением существующих возможностей бурения на нефть и газа на больших глубинах воды и при неблагоприятных морских условиях. Остановимся на каждой из этих проблем несколько подробнее.

1. ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 15 ТЫС. М. В ближайшем разведка и разработка залежей полезных ископаемых все больше будет перемещаться в глубинные слои земной коры. Мировой опыт сверхглубокого бурения главным образом связан с проводкой скважин на нефть и газ.

Первый этап предусматривал бурение ствола в интервале 0-7000 м стандартной буровой установкой. Современные буровые установки при должном их использовании могут обеспечивать в этом интервале среднюю скорость спускоподъемных операций до 0,35 м/с.

Второй этап бурения в интервале от 7000 до 13000-15000 м предусматривает использование специальной буровой установки. Главное отличие ее заключается в автоматизации обычного способа ведения спуско-подъемных операций. Такая установка обеспечит среднюю скорость спуско-подъемных операций до 0,6 м/с.

Для прохождения интервала 15000-20000 м разрабатываются два варианта ведения спуско-подъемных операций непрерывным способом.

Предпочтение отдается варианту бурения гидравлическими забойными двигателями без подъема бурильной колонны. Суть метода бурения без подъема труб заключается в следующем. Бурильная колонна из гладкопроходных бурильных труб во время спуско-подъемных операций остается в скважине. Сработавшее

долото извлекается из скважины овершотом, спускаемым на канате, или с помощью обратной промывки. По достижении забоя овершот захватывает вставное долото и, приведя его в транспортное положение, извлекает на поверхность. Затем в бурильную колонну сбрасывается новый инструмент, который после достижения забоя принимает рабочее положение, и бурение продолжается. В настоящее время метод бурения со вставным инструментом для роторного бурения и бурения забойными гидравлическими двигателями проходит широкие промышленные испытания.

Бурение гидравлическими забойными двигателями без подъема бурильной колонны в интервале 13000-15000 до 20000 м позволит достичь средней скорости спуско-подъемных операций более 1,5 м/с. При этом буровую установку, предназначенную для бурения на II этапе, можно будет использовать для ведения работ и на III этапе.

Бурение на 15000-20000 м требует создания более высокопрочных сталей для изготовления труб с минимальным пределом текучести порядка 1200 МПа.

Буровые растворы, предназначенные для бурения до 20000 м, в первую очередь должны сохранять прокачиваемость в условиях их использования, а также термостабильность. Условия окружающей среды, кроме того, требуют, чтобы буровой раствор, используемый в качестве средства транспортировки шлама, имел среднюю плотность в скважине максимум 2340 кг/м³ и сохранял в течение нескольких часов стабильность при температуре не менее 400-500 С. Следует отметить, что вероятность возникновения на забое температур свыше 400 С - наиболее сложная проблема, которую следует решить при использовании буровых растворов при бурении скважин до 20000 м.

Существующими скважинными приборами можно проводить геофизические исследования скважин глубиной до 12000 м. Высокая температура и здесь создает наибольшие трудности. В настоящее время интенсивно ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию необходимых средств для геофизических исследований в скважинах глубиной до 15000-20000 м.

Из сказанного следует, что проблема бурения скважин глубиной 15000-20000 м чрезвычайно сложная, требует огромных затрат средств и до сего времени полностью не решена. Но прогресс, достигнутый в бурении на нефть и газ за последние годы, позволяет считать, что в ближайшем будущем глубины 15000-20000 м будут покорены.

2. ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАСШИРЕНИЕМ СУЩЕСТВУЮЩИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ ПРИ БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ ВОДЫ И НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МОРСКИХ УСЛОВИЯХ.

Проблемы, возникающие в связи с бурением в более глубоких водах, могут быть разделены на две основные категории: проблемы, связанные с увеличением расстояния от берега, и проблемы, возникающие в результате увеличения глубины воды. Остановимся на каждой из этих проблем подробнее.

С увеличением расстояния от берега возрастают затраты времени на передвижение строительной техники, на перевозку персонала мелкими судами и вертолетами, а также на перевозку грузов. Требуются более точные сведения об окружающей среде. Для получения этих данных должны быть созданы надежные приборы. Необходимы также более точные методы оперативного прогнозирования, в том числе ледовой обстановки.

В результате увеличения глубины воды наблюдается тенденция к использованию плавучих и полупогружных оснований. Увеличение глубины воды выдвигает ряд задач, таких как предотвращение изгиба водоотделяющей колонны; сокращение времени на передачу управляющих сигналов от надводного бурового основания к

противовыбросовому оборудованию на подводном устье. Все эти задачи требуют своего решения.

Увеличение глубин вод в рассматриваемых пределах оказывает незначительное влияние на конструкции скважин с обычным пластовым давлением. В скважины с высокими пластовыми давлениями, при бурении которых понадобятся буровые растворы большой плотности, по-видимому, придется спускать дополнительные обсадные колонны, а это усложнит бурение.

Конструкция водоотделяющей колонны и способ ее подвязки один из решающих факторов при бурении на больших глубинах воды и при сильном волнении. Помимо нагрузки от собственного веса водоотделяющая колонна должна выдерживать усилия, создаваемые морскими течениями и волнами, перепадом давления морской воды, находящейся снаружи, и буровым раствором, находящимся внутри колонны, смещением основания от вертикальной оси скважины и растягивающей нагрузкой, приложенной к ней на основании. При больших глубинах вод могут возникнуть специфические требования к водоотделяющим колоннам, например наличие достаточной прочности на смятие под действием давления морской воды в случае поглощения, когда нет возможности обеспечить заполнение буровым раствором межтрубного пространства.

Имеется два решения проблемы подвески водоотделяющих колонн на значительных глубинах вод - это подвеска с частичной опорой на основание за счет увеличения плавучести колонны и подвеска с полной опорой на буровое основание, при которой вертикальное перемещение основания компенсируется скользящим соединением колонны у дна.

Если принять во внимание прогресс, достигнутый за последнее время в бурении на море, т.е. основания полагают, что глубины вод, на которых будут работать буровые основания, достигнут в следующем десятилетии 800 м и более. Главное усовершенствование, которое необходимо для такого увеличения доступных глубин, создание надежности системы динамической стабилизации. Необходимо иметь динамическую систему стабилизации бурового судна и полупогружного основания при сильном волнении моря. На больших глубинах воды использование якорей для закрепления бурового судна нецелесообразно, необходим переход на динамическую систему стабилизации. Система динамической стабилизации положения состоит из трех главных компонентов - системы индикации положения, системы управления и системы двигателей.

При бурении на больших глубинах, а особенно при эксплуатации уже пробуренных скважин может появиться необходимость в проведении работ непосредственно на устье скважины. На больших глубинах вод применение труда водолазов, вероятно, будет сокращаться в связи с увеличением продолжительности и степени сложности подводных работ. Предпочтение будет отдаваться подводным лодкам с экипажем, так как они обеспечивают высокую производительность труда при механических операциях и обладают доказанной на практике способностью безопасно транспортировать людей в подводные станции с атмосферным давлением.

3. НОВЫЕ ВИДЫ БУРЕНИЯ. В настоящее время у нас в стране и за рубежом ведутся интенсивные научно исследовательские работы в области создания новых методов бурения (бурение при помощи взрывов, разрушение горной породы при помощи ультразвука, разрешение горной породы при помощи ультразвука, эрозионное бурение. Из всех этих методов практическое использование в ближайшие годы может найти лишь эрозионное бурение. Во время промысловых испытаний этого способа были получены скорости бурения в 4-20 раз. превышающие скорости бурения в тех же породах обычным роторным способом. В

сопоставимых условиях проходка на долото при эрозионном бурении может быть в 3-7 раз выше, чем на обычные долота при роторном бурении.

Сущность эрозионного бурения заключается в том, что при этом способе бурения к долоту вместе с промывочной жидкостью подается абразивный материал - стальная дробь размером 0,42-0,84 мм, концентрацией 6 %. Промывочная жидкость, вместе со стальной дробью через насадки долота с большой скоростью и давлением подается на забой, разрушая его. В бурильной колонне при эрозионном бурении последовательно устанавливают два фильтра, предназначенных для отсева и удержания частиц, размер которых не позволяет пройти через насадки долота. Один фильтр располагают рядом с долотом а второй - под ведущей трубой, где его можно по мере необходимости очищать.

Обработка промывочной жидкости в эрозионном бурении несколько сложнее, чем при обычном роторном бурении или бурении гидравлическими забойными двигателями, из-за необходимости регенерировать абразивный материал. После определения из промывочной жидкости свободного газа и крупных кусков разбуренной породы обычными способами при помощи гидрациклонов отбирают абразивный материалы в виде стальной дроби. Абразивный материал сохраняют в смоченном состоянии. Промывочную жидкость пропускают через гидроциклоны такой очистки и дегазатор, охлаждают и восстанавливают показатели с помощью химических реагентов. Затем часть промывочной жидкости вновь смешивают в насосы высокого давления. Одновременно дополнительное количество промывочной жидкости, которое не содержит дроби, подают в другие насосы высокого давления. Оба потока растворов, выходящие из насосов, смешиваются, и в бурильную колонку подается раствор с окончательной концентрацией.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ.

1. В чем заключаются основные проблемы бурения скважин глубиной 15 тыс.м.?
2. В чем заключаются проблемы, связанные с расширением существующих возможностей бурения на нефть и газ при больших глубинах воды и неблагоприятных морских условиях?
3. В чем заключается сущность эрозионного бурения?

ОПОРНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ:

Перспектива, сверхглубокое бурение, метод бурения, вставной инструмент, глубокие воды, расстояние, затворы времени, водоотделяющие колонны, подвеска водоотделяющих колонн, бурение взрывом, ультразвуком, эрозионное бурение.

Тема 8. ОСНОВЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

План темы:

- 1. ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТИ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.**
- 2. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВО ПОЖАРНОЙ ТЕХНИКЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.**
- 3. ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И МЕРЫ ПО ЗАЩИТЕ ЕЕ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ.**

Список литературы:

1. Е.М.Соловьев. Бурение нефтяных и газовых скважин. М, Недра, 1988 г.

1. ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТИ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.

В период строительства скважины и ввода ее в эксплуатацию могут возникать разнообразные опасности как для персонала субподрядных организаций, привлекаемых для выполнения отдельных видов работ. Все источники повышенной опасности можно разделить на несколько групп. К одной группе следует отнести опасности, связанные с перемещением тяжестей. В процессе бурения персоналу буровой бригады приходится перемещать большое количество тяжестей: спускать в скважину и поднимать из нее трубы, долота, пластоиспытатели, забойные двигатели и другие устройства, перемещать трубы и забойные двигатели с турбовозов на стеллажи, устанавливая собранные в свечи бурильные трубы, на подсвечники и т.п. Как правило, эти предметы имеют большой вес и в случае падения могут причинять тяжелые травмы работающим.

Вышка, в которой на подсвечник устанавливают свечи бурильных труб, имеет большую парусность. При сильном ветре она может быть опрокинута, если недостаточно прочно или неправильно закреплена.

Вторую группу составляют опасности, которые возникают при эксплуатации механизмов с вращающимися массами, если эти массы не ограждены должным образом.

К третьей группе следует отнести опасности, связанные с разрушением тех узлов оборудования, которые работают под давлением или при работе которых могут возникать сильные вибрации: буровые и цементируемые насосы, компрессоры, пневмо-компенсаторы, трубопроводы, бурильные и обсадные колонны, устьевое оборудование скважин, пластоиспытатели, сепараторы, буровые рукава. Сюда же можно отнести опасности от возникновения заколонных газоклонных газонефтепроявлений и грифонов.

Четвертая группа опасностей связана с использованием таких тонкодисперсных материалов, как цементы, глинопоршки, и химические реагенты. В случае попадания в дыхательные пути человека либо в глаза пылевидные материалы могут вызвать раздражение слизистых оболочек и серьезные воспалительные процессы, если дыхательные пути и глаза не защищены должным образом. Большинство химических реагентов, используемых для обработки и регулирования свойств промывочных, буферных и тампонажных жидкостей, в той или иной мере токсичны. Попадая на слизистые оболочки глаз, дыхательных путей, просто на кожу рук или тела человека, они могут вызвать раздражение, ожоги или даже отравление. Подобные опасности возникают и в тех случаях, когда в промывочную жидкость или в атмосферу поступают вместе с разбуриваемой породой или пластовыми жидкостями токсичные вещества, такие, как H_2S , CO газообразные углеводороды.

Еще одна группа опасностей связана с выделением из промывочной жидкости и при газонефтепроявлениях углеводородов, особенно газообразных. Углеводороды - горючие вещества; при свободном выделении их в атмосферу могут возникать сильные пожары, а при определенной сравнительно небольшой концентрации газообразных углеводородов в воздухе - сильные взрывы. Пожары могут возникать также при использовании промывочных жидкостей на углеводородной основе и вообще углеводородов. Причиной тяжелого отравления людей может явиться продолжительное вдыхание газообразных углеводородов или выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания.

Источниками повышенной опасности могут быть электродвигатели, трансформаторные подстанции и другие электрические установки, если они не заземлены или заземление неисправно.

Опасности для людей, работающих на буровой, могут быть связаны и со многими другими причинами: загрязнением пола вышки и территории буровой в результате разлива промывочной жидкости или нефтепродуктов; неправильным размещением оборудования; применением жидкостей с повышенной температурой для технологических нужд бурения или обогрева оборудования и помещений; недостаточной освещенностью рабочих мест; продолжительным воздействием сильного шума, возникающего при работе оборудования; низкими температурами окружающего воздуха в зимний период или высокими в летний; газонефтяными выбросами и открытыми фонтанами; разрушением сооружений во время ледохода или других стихийных бедствий; затоплением территории буровой паводковыми водами. Увеличению травматизма способствует появление на буровой людей в нетрезвом состоянии, низкая производственная дисциплина, слабое знание и нарушение правил безопасности и противопожарной техники.

2. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ТЕХНИКЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН. Все работы по строительству скважины необходимо выполнять в полном соответствии с требованиями "Строительных норм и правил (СНиП)", "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности", ГУПО. На основе этих норм и правил на каждом предприятии должны быть разработаны с учетом местных условий производственные инструкции по технике безопасности и противопожарной технике для каждой профессии и каждого вида работ, которые периодически следует пересматривать и пере утверждать.

Безопасность труда и пожарную безопасность можно обеспечить лишь с помощью целого комплекса мероприятий.

Для бурения нужно использовать лишь полностью исправную буровую установку, допустимая грузоподъемность вышки и талевого системы которой превышает максимальную ожидаемую нагрузку в период сооружения данной скважины, а оборудование, оснащение и электрическое освещение соответствуют нормам правил безопасности. Вышку необходимо укреплять оттяжками из стального каната, число, диаметр и места крепления которых должны соответствовать технической документации на данную установку. Все оборудование должно быть расположено на буровой площадке так, чтобы была обеспечена возможность удобного и безопасного его обслуживания и ремонта. Оборудование, которое может оказаться под напряжением электрического тока, должно быть надежно заземлено.

По окончании монтажа буровой установки все оборудование должно быть проверено и опробовано без нагрузки; те узлы буровой установки и другого оборудования, которые будут работать под давлением, необходимо опрессовать давлением, превышающим в 1,5 раза максимальное ожидаемое в период бурения или заканчивания скважины. Буровая установка, цементировочное оборудование, установка для освоения и испытания скважины должны быть оснащены приспособлениями, устройствами и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации, а также средствами пожаротушения в соответствии с нормативами, утвержденными соответствующим ведомством.

До начала бурения специальная комиссия, в состав которой входят представители администрации, Госгортехнадзора, пожарной инспекции и органа, ведающего охраной окружающей среды, должна проверить соответствие бурового оборудования технической документации на него, горно-геологическим и технологическим условиям бурения скважины, правильность и качество монтажа и соответствие смонтированного оборудования нормативам правил безопасности.

Пуск буровой установки в эксплуатацию допустим только с разрешения этой комиссии.

В период эксплуатации состояние бурового оборудования буровой мастер и механик должны проверять не реже одного раза в два месяца, а также перед спуском каждой обсадной колонны, перед началом и после окончания ловильных работ, связанных с расхаживанием колонны труб, после выбросов и открытых фонтанов, послесильного ветра, до начала и после окончания перебазирования буровой установки на новую точку. Не реже одного раза в 6 лет вышку должны испытывать по утвержденной методике специальная комиссия.

Большинство несчастных случаев и пожаров при бурении скважин происходит из-за низкой квалификации, оплошностей, невнимательности, халатности или недисциплинированности персонала. Поэтому одним из важнейших мероприятий должно быть высококачественное обучение безопасным методам работы всех лиц, причастных к строительству скважин. Руководящие и инженерно-технические работники, занимающиеся проектированием, строительством, бурением скважин, должны не реже одного раза в три года сдавать экзамен на знание названных выше правил безопасности. К руководству бурением можно допустить только лиц, имеющих специальное образование и право ответственного ведения буровых работ.

Все члены буровой бригады и другие лица, которые будут принимать участие в работе по сооружению или испытанию скважины, должны быть обучены безопасным методам работы и инструктированы как по общим правилам безопасности на предприятии, так и по специальным вопросам техники безопасности и противопожарной техники, связанным с выполнением конкретных видов работ на данной скважине. Каждому рабочему необходимо вручить инструкцию по безопасным приемам работы по его профессии.

Если предстоит бурить скважину, в которой возможны газонефтепроявления, то инженерно-технических работников, руководящих ее бурением, и персонал буровой бригады необходимо обучить на специальных тренажерах действиям во время таких проявлений. Буровая бригада должна иметь инструкцию по действиям в случае газонефтепроявлений. Проверять знания каждого рабочего должна ежегодно специальная комиссия, назначаемая приказом по предприятию.

Каждый член буровой бригады ежедневно перед началом работы должен проверить состояние своего рабочего места и исправность механизмов, инструментов, приборов и приспособлений по технике безопасности и в случае обнаружения неисправностей принять меры к их устранению. Бурильщик при сдаче вахты обязан непосредственно на рабочем месте предупредить своего сменщика и сделать запись в буровом журнале об имеющихся неисправностях оборудования, приборов, инструментов, ограждений и т.д. Запрещено эксплуатировать неисправное оборудование, инструменты, приборы и приспособления, а также оборудование с неисправными устройствами безопасности, пользоваться неисправными средствами индивидуальной защиты. Если неисправны электрооборудование или линия электропередачи, нужно отключить электрифицированный агрегат и вызвать дежурного электромонтера для устранения неисправности. Запрещено эксплуатировать оборудование, инструменты и приборы при нагрузках, давлениях и температурах, выходящих за указанные в паспорте допустимые пределы.

Буровая установка должна иметь щит с приборами контроля заработай механизмов, ведением технологических процессов и состоянием скважины. Приборы должны быть защищены от вибраций и хорошо видны с поста бурильщика.

Если при бурении скважины возможны газонефтепроявления, на устье ее должно быть установлено противовыбросовое оборудование, рабочее давление которого больше максимального, ожидаемого при проявлении. Количество и типы

превенторов, а также схема обвязки этого оборудования должны быть согласованы с местным органом Госгортехнадзора. Управление превенторами должно быть дистанционным, механизированным и дублировано ручным. Исправность и работоспособность превенторов нужно проверять ежевахтно. До начала бурения такой скважины необходимо установить емкости с запасом промывочной жидкости в объеме, не менее регламентированного правилами безопасности, а также емкость для самотечного долива.

К работе с токсичными веществами и с промывочными жидкостями, в которых присутствуют такие вещества, следует допускать только персонал, хорошо знакомый с правилами обращения с ними. Персонал нужно обеспечить резиновыми перчатками, защитными очками, респираторами, резиновыми фартуками и сапогами, а в случае опасности выделения сероводорода или углеводородных газов - соответствующими противогазами и индикаторами на H_2S . Горючие газы следует обязательно отводить по трубопроводу к специальному факелу, который должен быть установлен не ближе 100 м от скважины, и сжигать. При вскрытии пластов, содержащих H_2S , необходимо в циркулирующую промывочную жидкость вводить вещества, способные его нейтрализовать, и организовать постоянный контроль концентрации выделяющегося свободного H_2S . Если концентрация становится опасной, нужно принять меры, предупреждающие отравление людей и меры по ликвидации аварийной ситуации и немедленно поставить в известность бурового мастера.

Нефть и нефтепродукты необходимо хранить в герметично закрытых резервуарах, имеющих надежное заземление, на ближе 40 м от скважины. В случае использования промывочной жидкости на углеводородной основе наземная циркуляционная система должна быть закрыта с целью предотвращения испарения легких фракций: всю выбуренную породу и другие материалы, загрязненные такой жидкостью, следует собирать в емкости не ближе чем в 40 м от скважины.

Полы вышки, насосного сарая, площадки для приготовления промывочной жидкости, настилы вдоль желобов, площадку у устья скважины под полом буровой и подход к ней в случае загрязнения следует промывать сильной струей воды, а места, загрязненные маслом или мазутом, засыпать песком или землей. Вокруг территории, где расположены вышка, буровые насосы, очистная система, оборудование для приготовления промывочной жидкости, емкости для хранения ее и нефтепродуктов, должны быть сооружены дренажные канавки для отвода сточных и ливневых вод, а вокруг нефтехранилищ - также и земляная обваловка.

На буровой следует иметь аптечку с набором перевязочных средств и медикаментов, необходимых для оказания первой помощи при несчастных случаях. Члены буровой бригады должны быть обучены приемам оказания такой помощи.

В случае открытого фонтанирования скважины необходимо отключить все линии электропередачи; потушить технические и бытовые топки и другие огни, находящиеся поблизости от скважины; закрыть движение на прилегающих к скважине проезжих дорогах; соорудить амбар для приема нефти, установить насосы и проложить трубопровод для перекачки нефти в закрытую емкость; вызвать работников пожарной охраны, военизированного отряда и медицинский персонал; устроить вокруг фонтанирующей скважины канавы для стока нефти, воды и промывочной жидкости.

Работы у устья по ликвидации открытого фонтана должны выполнять работники специальных военизированных отрядов и пожарной части; к этим работам могут быть допущены также специально обученные и проинструктированные рабочие, снабженные необходимыми средствами защиты и соответствующей спецодеждой.

3. ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И МЕРЫ ПО ЗАЩИТЕ ЕЕ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ. Для строительства скважин временно отчуждают значительные земельные площади. После завершения бурения и испытания скважины большая часть временно отчужденной земли подлежит возврату землепользователю в рекультивированном виде. Поэтому до начала строительно-монтажных работ нужно снять почвенный слой и складировать его на отдельной площадке, а после завершения буровых работ снятую почву использовать для восстановления плодородия возвращаемого участка.

Основные источники загрязнения окружающей среды при бурении - промывочная жидкость и реагенты, используемые для регулирования ее свойств; частицы горных пород, выносимые потоком промывочной жидкости из скважины или выбрасываемые из нее во время открытого фонтанирования; пластовые жидкости, выходящие из скважины с потоком промывочной жидкости либо изливающиеся во время газонефтеводородо- проявлений, при освоении и испытании; нефть и нефтепродукты, некоторые виды буферных жидкостей; остатки тампонажных растворов.

Свести к минимуму загрязнение окружающей среды при бурении можно только путем комплексного решения задачи. Для этого необходимо для хранения промывочных жидкостей, реагентов, нефти и нефтепродуктов использовать металлические или бетонные емкости, а для сбора и временного хранения всей выбуренной породы, пластовых и буровых сточных вод (БСВ), а также нефти, изливающейся из скважины при ее освоении, нефтегазовых выбросах и открытых фонтанах, - земляные амбары с достаточно высокой и надежной обваловкой, которая не могла бы быть разрушена ливневыми водами. Дно и стенки земляных амбаров должны иметь хорошую гидроизоляцию, чтобы хранящиеся в ней жидкости и химреагенты не могли проникнуть в горизонты грунтовых вод и в естественные водоемы. Вокруг буровой установки должны быть сооружены сточные каналы для удаления БСВ и пролитой промывочной жидкости в сборный амбар.

Во время буровых работ образуется большое количество сточных вод. Целесообразно организовать очистку и повторное их использование.

Горючие газы, выделяющиеся при дегезации промывочной жидкости или выходящие из скважины при ее освоении, испытании и открытом фонтанировании, сжигают в специальном факеле, устанавливаемом не ближе 100 м от скважины. Если же в составе газов содержится H_2S , то простого сжигания недостаточно, так как при сгорании H_2S образуются более тяжелые, чем воздух, оксиды серы, которые скапливаются в пониженных или плохо продуваемых участках рельефа местности и образуют с влагой сильно ядовитую серную кислоту. Поэтому H_2S и другие сильно токсичные компоненты пластовых жидкостей, а также продуктов деструкции химических реагентов необходимо нейтрализовать еще во время нахождения их в скважине или в очистной системе буровой установки, связывать в водонерастворимые химические соединения.

По окончании бурения скважины подлежащую рекультивации территорию необходимо освободить от оставшейся в емкостях промывочной жидкости и шлама горных пород. Существуют различные пути решения этой проблемы: транспортировка оставшейся промывочной жидкости на другие буровые для использования; закачка оставшейся жидкости и шлама в зоны катастрофического поглощения в соседних бурящихся скважинах, если эти зоны не содержат пресные и целебные воды и не сообщаются с горизонтами таких вод, акваториями и атмосферой; сбор всего шлама и оставшейся жидкости в металлические контейнеры и вызов для захоронения в специальные шламохранилища; отверждение промывочной жидкости на водной основе добавками минеральных вяжущих и полимерных материалов для использования в качестве строительного материала

или добавками для использования в качестве удобрения; обезвоживание отходов подсушиванием их в земляных амбарах с последующей засыпкой плодородной землей.

Промывочные жидкости на углеводородной основе следует хранить в закрытых металлических емкостях в специальных складах, а выбуренную с применением такой жидкости породу собирать в металлические емкости и перед захоронением промывать в водном растворе ПАВ с целью извлечения адсорбированных на частицах породы нефтепродуктов либо подвергать термической обработке.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите основные источники опасности для персонала в процессе бурения скважины.
2. Какие требования техники безопасности и противопожарной техники необходимо выполнять по строительству скважин?
3. С помощью каких мероприятий обеспечивается безопасность труда и пожарная безопасность?
4. Из-за чего происходит большинство несчастных случаев и пожаров при бурении скважин?
5. Что необходимо сделать в случае открытого фонтанирования скважины?
6. Назовите основные источники загрязнения окружающей среды при бурении?
7. Выполнение каких требований сводит к минимуму загрязнение окружающей среды при бурении?
8. Меры по защите окружающей среды от загрязнения.

ОПОРНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ

Опасности, травмы, парусность, эксплуатация механизмов, разрушение, вибрации, заколонные газонефтепроявления, грифоны, цементы, глинопорошки, химические реагенты, средства защиты, токсичность, ожоги, отравление, углеводород, пожар, взрыв, выхлопные газы, загрязнение, освещенность, шум, температура, выбросы, фонтаны, производственная дисциплина, безопасность труда, пожарная безопасность, квалификация, халатность, рекультивация.

ТЕМА 9. ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ.

План темы:

- 1. ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД.**
- 2. ПОКАЗАТЕЛИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЦИКЛА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН.**
- 3. СКОРОСТИ БУРЕНИЯ.**

Используемая литература:

1. Ю.В. Вадецкий, Бурение нефтяных и газовых скважин, М.,Недра,1985 г.

Нефтяные и газовые скважины независимо от их назначения строят по техническим проектам и сметам к ним. В зависимости от назначения скважин на их строительство составляют технические проекты на группу скважин или индивидуальными техническими проектами.

Групповой проект составляется на группу скважин, имеющих общность следующих факторов: цели бурения, проектных глубин конструкции скважин, условий проводки скважин, способа бурения, вида бурения и расположения стройплощадки.

Обязательными руководящими материалами по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин являются:

а) прейскурант порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин (ППР);

б) справочник укрупненных сметных норм на строительство нефтяных и газовых скважин (СУСН);

в) инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин;

г) методика составления технических проектов на бурение, крепление и испытание нефтяных и газовых скважин.

К техническому проекту прилагаются геолого-технический наряд (ГТН) и при необходимости профиль наклонно-направленной скважины. Эти документы выдаются непосредственно буровой бригаде, осуществляющей по ним проводку скважины.

Геолого-технический наряд состоит из двух частей: геологической и технической

Геологическая часть содержит следующие данные:

1) горизонты и глубины, на которые будут пройдены скважины; характер пород и предполагаемые углы падения пластов на протяжении всей скважины;

2) интервалы, которые должны буриться с отбором керна и шлама из бурового раствора;

3) глубины замера кривизны скважины, производства каротажа и других электрометрических работ;

4) интервалы глубин, на которых могут ожидать нефтегазоводопроявления, осложнения, связанные с нарушениями целостности ствола скважины, затяжки и поглощения бурового раствора;

5) поинтервальное качество бурового раствора - плотность, вязкость показатель фильтрации и процент содержания песка;

б) крепость проходимых пород.

Кроме того, в геологической части наряда указана конструкция скважины. Для эксплуатационной колонны указывается способ испытания на герметичность, а также интервал прострела отверстий и их количество.

Техническая часть наряда содержит следующие указания: тип долота и его размер, а также количество рейсов долотом каждого типа и размера, частота вращения инструмента, осевая нагрузка на долото, режим работы буровых насосов. Далее приводятся указания по спуско-подъемным операциям: оснастка талевого системы, число свечей бурильных труб, которые можно поднимать на различных скоростях лебедки.

Кроме того, указываются интервалы расширения ствола скважины перед спуском колонны обсадных труб.

В верхней части ГТН даются общие данные по скважине. Указываются месторождение, где расположена скважина, номер скважины и цель бурения, проектная глубина и проектный горизонт. Затем приводится перечень бурового оборудования. В особой таблице указывается, какими бурильными трубами будет буриться скважина.

В процессе бурения скважины какие-либо изменения ГТН могут производиться только с соответствующего разрешения. Кроме ГТН буровой бригаде выдается инструктивно-технологическая карта, в которой даются рекомендации по

достижению высоких технико-экономических показателей при бурении данной скважины. Эти рекомендации кроме чисто технологических вопросов очень часто охватывают организационные.

Первичные документы, содержащие описание всего комплекса технологического процесса бурения скважин, - суточный рапорт бурового мастера, диаграмма индикатора веса и буровой журнал.

Буровой журнал заполняется повахтенно бурильщиками и содержит подробное изложение всех процессов, произведенных в буровой от начала до окончания бурения скважины, в хронологическом порядке. В буровой журнал подробно записывают все виды геологотехнических осложнений, встречающихся при бурении скважины; в нем указываются применявшиеся методы борьбы с ними и расход материалов.

2. ПОКАЗАТЕЛИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЦИКЛА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН. Строительство скважин включает в себя комплекс следующих работ:

1) подготовительные работы к строительству скважины - устройство подъездного пути, планировка площади, устройство фундаментов и т.п.;

2) вышкомонтажные работы - строительство или перетаскивание вышки, монтаж бурового оборудования, установка его на фундамент;

3) подготовительные работы к бурению скважин;

4) бурение скважин - проходка и крепление;

5) испытание скважин на приток нефти или газа;

6) демонтаж бурового и силового оборудования, вышки и привышечных сооружений.

Производственный цикл сооружения скважины начинается с момента строительства вышки и завершается в эксплуатационном бурении испытанием скважины на промышленный приток нефти, а в разведочном - испытанием всех намеченных объектов.

Начало бурения скважины - момент первого спуска бурильной колонны для проходки, а окончание бурения - момент окончания выброса бурильных труб на мостки после промывки скважины и испытания колонны на герметичность.

Для определения продолжительности наиболее трудоемкого этапа - бурения и крепления - составляется баланс календарного времени, который включает следующие элементы.

Производительное время бурения t_p , в том числе: время на проходку - механическое бурение t_m , спуско-подъемные операции $t_{с.п}$; время на подготовительно-вспомогательные работы $t_{п.в.р}$; время на крепление скважины (спуск обсадной колонны и ее цементирование) $t_{кр}$; время на ремонтные работы (проведение профилактики оборудования; устранение неисправностей, возникающих в период бурения и крепления скважины) $t_{рем}$;

время на ликвидацию осложнений, возникающих в стволе скважины по геологическим причинам, $t_{ос}$.

Непроизводительное время t_n , включающее:

время на ликвидацию аварий t_a ;

потери времени из-за простоев по организационно-техническим причинам $t_п$.

Баланс календарного времени бурения и крепления имеет следующий вид:

$$T_{б.к.} = t_m + t_{с.п} + t_{п.в.р} + t_{кр} + t_{рем} + t_{ос} + t_a + t_п.$$

При проектировании баланса календарного времени строительства устанавливают прежде всего нормативную продолжительность цикла. Ее определяют по отдельным составляющим производственным процессам. Продолжительность строительно-монтажных и демонтажных работ устанавливается на основе справочника Единых норм времени на строительно-монтажные работы в бурении. Составляют наряд, который выдается вышкомонтажной бригаде перед началом работ. Для определения продолжительности бурения и крепления скважин рассчитывается нормативная карта. Для ее составления используется справочник Единых норм времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые и местные нормы, определяющие время бурения 1 м и проходку на одно долото.

Нормативную продолжительность испытания скважин устанавливают на основании норм времени на эти работы, утвержденных Миннефтепромом.

Кроме нормативной продолжительности, определяют плановую продолжительность Тб.к.пл, являющуюся основой планирования объемов буровых работ и их стоимости. Плановую продолжительность определяют с учетом времени на ликвидацию осложнений и непроизводительного времени. Однако при планировании этих затрат учитывают их сокращение по сравнению с предыдущими периодами за счет проведения ряда организационно-технологических мероприятий.

3. СКОРОСТИ БУРЕНИЯ. Баланс календарного времени и его отдельные элементы служат основой определения различных скоростей бурения, определяющих темпы строительства скважины.

1. Техническая скорость бурения определяется проходкой за 1 мес производительных работ буровой установки (м/ст.-мес)

$$v_T = H720/t_{пр},$$

где Н - общая проходка (плановая или фактическая) за определенный период времени (глубина скважины), м; 720 - продолжительность 1 ст.мес бурения, ч; $t_{пр}$ - производительное время бурения, ч.

Показатель технической скорости бурения используется для сравнительной оценки эффективности новой техники, различных способов бурения.

2. Коммерческая скорость бурения определяется проходкой за 1 мес работы буровой установки (м/ст.мес)

$$v_K = H7200/T_{б.к.}$$

На коммерческую скорость влияют факторы технико-технологического и организационного характера. Повышение v_K требует сокращения и ликвидации непроизводительного времени, уменьшения абсолютных затрат производительного времени путем ускорения проведения операций. Это может быть достигнуто на основе совершенствования буровой техники и технологии, механизации трудоемких операций, улучшения организации производства.

3. Цикловая скорость строительства скважин (м/ст.-мес).

$$v_{ц} = H720/T_{ц},$$

где Н - глубина скважины, м; $T_{ц}$ - время цикла строительства скважины, ч.

Цикловая скорость характеризует технический и организационный уровень буровых работ, отражает эффективность совместного действия бригад, участвующих в цикле сооружения скважины (вышкомонтажных, буровых бригад и бригад по испытанию скважин).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Расскажите содержание геолого-технического наряда.
2. Назовите показатели, определяющие продолжительность цикла строительства скважин.
3. Какие различают скорости бурения и как их определяют?

ОПОРНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ

Технический проект, смета, проектно-сменная документация, геолого-технический наряд "ГТН", инструктивно-технологическая карта, буровой журнал, строительство скважин, комплекс работы, баланс календарного времени бурения и крепления, нормативная продолжительность цикла, плановая продолжительность, темп строительства скважин.