

Функции и назначение буровых растворов

Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ при высокой скорости бурения и качественном вскрытии продуктивного пласта. Применение буровых растворов с регулируемыми свойствами требует значительных средств с целью экономии затрат времени на работы, связанные с авариями, осложнениями, проработками и промывками, длительностью и результатами освоения.



Охлаждение и смазка долот и бурильных труб

В процессе бурения между долотом и разрушаемой породой, а также между вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины возникают значительные силы трения. Благодаря присутствию промывочной жидкости коэффициент трения значительно уменьшается, а теплота, образующаяся вследствие трения, рассеивается потоком жидкости. Кроме того, на стенках скважины образуется скользкая корка, которая уменьшает силы трения труб при вращении и СПО. Существенно понижают коэффициент трения смазывающие добавки.



Очистка забоя скважины

Это одна из основных функций раствора, способствующая достижению максимальной скорости бурения за счет эффективной очистки забоя от выбуренной породы. Для избежания усталостного (повторного) режима разрушения забоя используются гидромониторные насадки на долоте. Наилучшие условия разрушения создаются при минимальной разнице гидростатического и порового давлений в разбуриваемых породах. Механическая скорость бурения повышается при обработке раствора ПАВ, понижающими поверхностное натяжение. Существенное влияние оказывает величина мгновенной фильтрации раствора, чем она больше, тем выше механическая скорость.

Вынос выбуренной породы из скважины

Важнейшей функцией бурового раствора является удаление частиц выбуренной и обвалившейся породы из скважины на поверхность. Качество очистки скважины от шлама (скорость и степень зависит от скорости восходящего потока, которая определяется производительностью насосов. На эффективность выноса породы влияет удельный вес, вязкость и динамическое напряжение сдвига бурового раствора. Для удаления частиц породы необходимо, чтобы скорость восходящего потока была выше скорости их осаждения.

Скорость осаждения частиц в неподвижном растворе зависит от их размеров и форм, разницы удельных весов раствора и частицы, вязкости раствора и особенно его тиксотропных свойств.

В тиксотропных растворах при прекращении циркуляции образуется достаточно прочная структура, которая препятствует осаждению частиц. Статическое напряжение сдвига буровых растворов меняется в широких пределах и, в большинстве систем растворов легко получить структуру такой величины, при которой любая частица нормального удельного веса остается во взвешенном состоянии.

Формирование на стенках скважины малопроницаемой фильтрационной корки

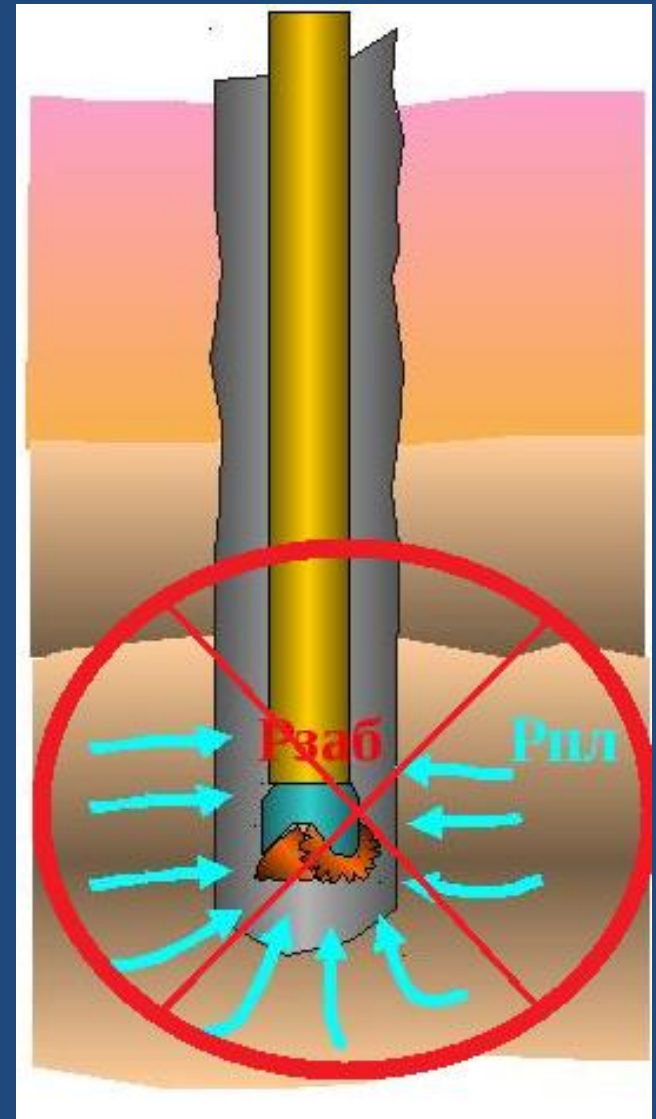
Под влиянием разницы гидростатического давления столба раствора и пластового давления на стенках скважины образуется фильтрационная корка из твердой фазы раствора.

В верхней части разреза корка консолидирует несцементированные пески и обеспечивает их устойчивость. Одновременно, корка фактически разобцает скважину и проницаемые пласты. Однако при большой величине водоотдачи на стенке скважины образуется толстая фильтрационная корка, что отрицательно влияет на состояние скважины. Во первых, велика вероятность дифференциального прихвата; во вторых на толстую и рыхлую корку, как правило, прилипает шлам, происходит сужение ствола скважины с последующими осложнениями (затяжки, прихваты при подъеме).

Одновременно, при большой величине водоотдачи в продуктивный пласт поступает большое количество фильтрата на большую глубину. Это приводит к существенному снижению проницаемости пласта при последующей эксплуатации скважины, поэтому величина водоотдачи, включая забойную, должна быть как можно меньше и, жесткое регламентирование этого показателя в программах и проектах вполне обосновано. Наиболее эффективными системами для предупреждения указанных осложнений являются полимерные растворы с низким содержанием твердой фазы.

Предупреждение нефтегазоводопроявлений

Давление жидкости или газа, содержащихся в проницаемых пластах, зависит от глубины их залегания и ряда других факторов. Давление бывает нормальным для данной глубины, а может быть аномально высоким, т.е. значительно выше гидростатического. Поэтому в том и в другом случае плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы давление столба раствора было несколько выше пластового давления и препятствовало перетоку жидкости или газа из пласта в скважину как при бурении так и во время СПО.



Предупреждение обвалов

Осыпи и обвалы неустойчивых глин являются основными видами осложнений, возникающих при бурении. Многие скважины не были добурены до проектных глубин из-за этих осложнений. Роль буровых растворов в этих условиях трудно переоценить, все зависит от состава и свойств бурового раствора. В настоящее время разработаны и успешно применяются несколько специальных систем буровых растворов, позволяющих частично или полностью предотвратить осыпи и обвалы неустойчивых глин.

Качество вскрытия продуктивных пластов

Загрязнение продуктивных пластов при бурении - это реальный процесс, в результате которого частично обратимо (а частично необратимо), но существенно снижается проницаемость пластов. Иногда происходит полная закупорка пласта, и вызвать приток удастся только с помощью специальных методов интенсификации. Мировой наукой и практикой установлено, что все компоненты бурового раствора (твердые и жидкие) активно взаимодействуют с продуктивным пластом.

Сокращение затрат на крепление

С применением качественного бурового раствора, заданного состава и свойств, производится одновременное успешное вскрытие отложений, отличающихся по характеру возможных осложнений. Таковыми могут быть водо и газопроявляющие горизонты и неустойчивые глины, надсолевые, солевые и подсолевые отложения. С применением соответствующего раствора нет необходимости спускать дополнительные промежуточные колонны с целью разобщения потенциально несовместимых горизонтов. Нередко в определенных геологических условиях за счет применения качественного раствора обходятся без промежуточных колонн, после кондуктора следующая колонна является эксплуатационной. Экономия обсадных труб требует дополнительных затрат для поддержания состава и свойств бурового раствора на заданном уровне.

Получение информации

При хорошей организации аналитического контроля на скважине циркулирующий буровой раствор несет немаловажную информацию о геологическом разрезе скважины. Источниками информации являются выносимые раствором шлам, газ и флюиды (вода, нефть). Изучение шлама, изменившегося состава раствора (разгонка) и его фильтрата позволяет определить минералогическую природу разбуриваемых пород, тип в состав поступившей в раствор жидкости или газа.

Интерпретация текущей информации, полученной по результатам исследований бурового раствора позволяет соответственно принимать решение и сократить объем и затраты времени на проведение дорогостоящих геофизических работ.

Техника безопасности и экология

Часть ингредиентов бурового раствора и поступающих из пласта шлама, жидкостей и газа содержат вещества, представляющие опасность для персонала и окружающей среды. Особенно опасными являются нередко встречающиеся пласты, содержащие токсичные кислые газы (сероводород и др.), которые могут вызывать непоправимый физический ущерб.

Последнее время при разработке рецептур буровых растворов серьезное внимание уделяется вышеуказанным вопросам. Так, для массового бурения созданы экологически чистые, биологически разлагаемые полимерные системы.

При вскрытии пластов, содержащих токсичные газы, разработаны специальные реагенты, которые полностью связывают эти вещества во время движения раствора от забоя до поверхности.

Требования к буровым растворам

Буровые растворы по целесообразности их применения условно можно расположить в следующий ряд: аэрированная вода, буровые растворы на водной основе, буровые растворы на углеводородной основе. Однако тип бурового раствора выбирают, как правило, не только для обеспечения лучших условий работы породоразрушающего инструмента, но и с учетом предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения. Рассмотрим наиболее общие требования, которые необходимо применять к буровым растворам всех типов и, прежде всего, к растворам на водной основе, с помощью которых бурится основной объем глубоких нефтегазовых скважин в Западной Сибири.

Основные требования, предъявляемые к буровым растворам:

- дисперсная среда растворов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;
- концентрация твердых частиц в дисперсной фазе раствора должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы – максимальным;
- буровые растворы должны быть недиспергирующимися под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные реологические показатели;
- буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым горным породам, не вызывать диспергирование и набухание глинистых пород;
- буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;
- смазочные добавки должны составлять не менее 10 %.

Выполнение таких требований во многом зависит от геолого-технических условий бурения скважин. Однако они позволяют выбрать из гаммы растворов именно тот, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости ее бурения.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору – необходимое, но недостаточное условие для достижения высоких показателей работы породоразрушающего инструмента и наилучших показателей бурения. Надо выполнять также общие требования к основным показателям бурового раствора.

Плотность

В зависимости от характера проводимых при бурении операций требования к плотности бурового раствора могут быть разными. Для обеспечения оптимальной работы долота плотность бурового раствора должна быть минимальной. Однако современная технология проходки скважин такова, что плотность бурового раствора выбирают из условия недопущения нефтегазоводопроявлений, осыпей и обвалов проходимых горных пород. Для выбора значения плотности определяющим фактором является пластовое (внутрипоровое) давление флюида; гидростатическое давление со стороны скважины должно быть достаточным, чтобы не допустить неуправляемого притока в нее пластового флюида.

Гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине – единственный фактор, благодаря которому пластовый флюид не прорывается на поверхность во время наращивания бурильной колонны, спускоподъемных операций, в период отсутствия циркуляции при открытом превенторе и т. д.

Соотношение между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением называют показателем безопасности: и чем выше этот показатель, тем больше гарантия предотвращения выброса. С увеличением плотности бурового раствора, как правило, повышается также устойчивость ствола.

Когда технологические операции не связаны с циркуляцией бурового раствора, величина плотности ограничивается, давление гидравлического разрыва пласта должно всегда оставаться выше гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

Определяется плотность из условий создания противодействия на пласт по формуле:

$$\rho = K \cdot \frac{P_{пл} \cdot 10^6}{g \cdot L_n}, \text{ кг/м}^3$$

где ρ – плотность бурового раствора, при вскрытии газонефтеводосодержащих пластов, кг/м³;

K – коэффициент превышения гидростатического давления бурового раствора в скважине над пластовым в зависимости от глубины;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

L_n – глубина залегания кровли пласта, м;

При $L_n < 1200$ м $K \geq 1,10$, при $L_n > 1200$ м $K \geq 1,05$.

g – ускорение свободного падения, м/с².

Рассчитанное по формуле значение плотности ρ необходимо проверить, чтобы не допустить гидроразрыва слабого пласта гидростатическим давлением промывочной жидкости.

$$\rho = \frac{P_{\Gamma} \cdot 10^6}{g \cdot L_c}, \text{ кг/м}^3$$

где P_{Γ} – давление гидроразрыва слабого пласта, МПа;

L_c – глубина залегания подошвы слабого пласта, м.

Необходимо, чтобы $\rho_{\Gamma} > \rho$.

Проверочный расчет на гидроразрыв выполняется при наличии в геологическом разрезе слабого пласта.

Измеряется плотность бурового раствора с помощью ареометра, рычажных весов или пикнометра в кг/м^3 или г/см^3 .

Статическое напряжение сдвига

Для работы долота вода является лучшей жидкостью, но отсутствие тиксотропных свойств ограничивает ее применение. Воду невозможно утяжелить грубодисперсными тяжелыми порошками, а при больших глубинах бурения, когда цикл циркуляции через скважину соизмерим с длительностью работы долота на забое, она не способна выполнить главную функцию – удерживать оставшийся в скважине шлам во взвешенном состоянии при временном прекращении циркуляции. В результате этого в стволе возникают прихваты бурильной колонны, так называемыми сальниками – пробками, образующимися из шлама.

Использование буровых растворов при бурении скважин, а также утяжеление их грубодисперсным материалом высокой плотности обусловлены главным образом необходимостью удержания во взвешенном состоянии выбуренной породы в период прерванной циркуляции. Поэтому одно из основных требований, предъявляемым к буровым растворам, – способность к тиксотропному упрочнению их в покое.

Показатель тиксотропных свойств бурового раствора – статическое напряжение сдвига, измеряемое через 1 и 10 мин покоя. Именно этим показателем характеризуется седиментационная устойчивость бурового раствора и его способность удерживать шлам во взвешенном состоянии. Однако значение статического напряжения сдвига выбирают из сугубо практических соображений без учета конкретных геолого-технологических условий. В результате этого в ряде случаев она оказывается ниже требуемой, что приводит к различным осложнениям при бурении, или выше требуемой, что вызывает необходимость восстановления промежуточных циркуляций бурового раствора и может быть причиной возникновения его поглощения.

Показатель фильтрации и толщина фильтрационной корки

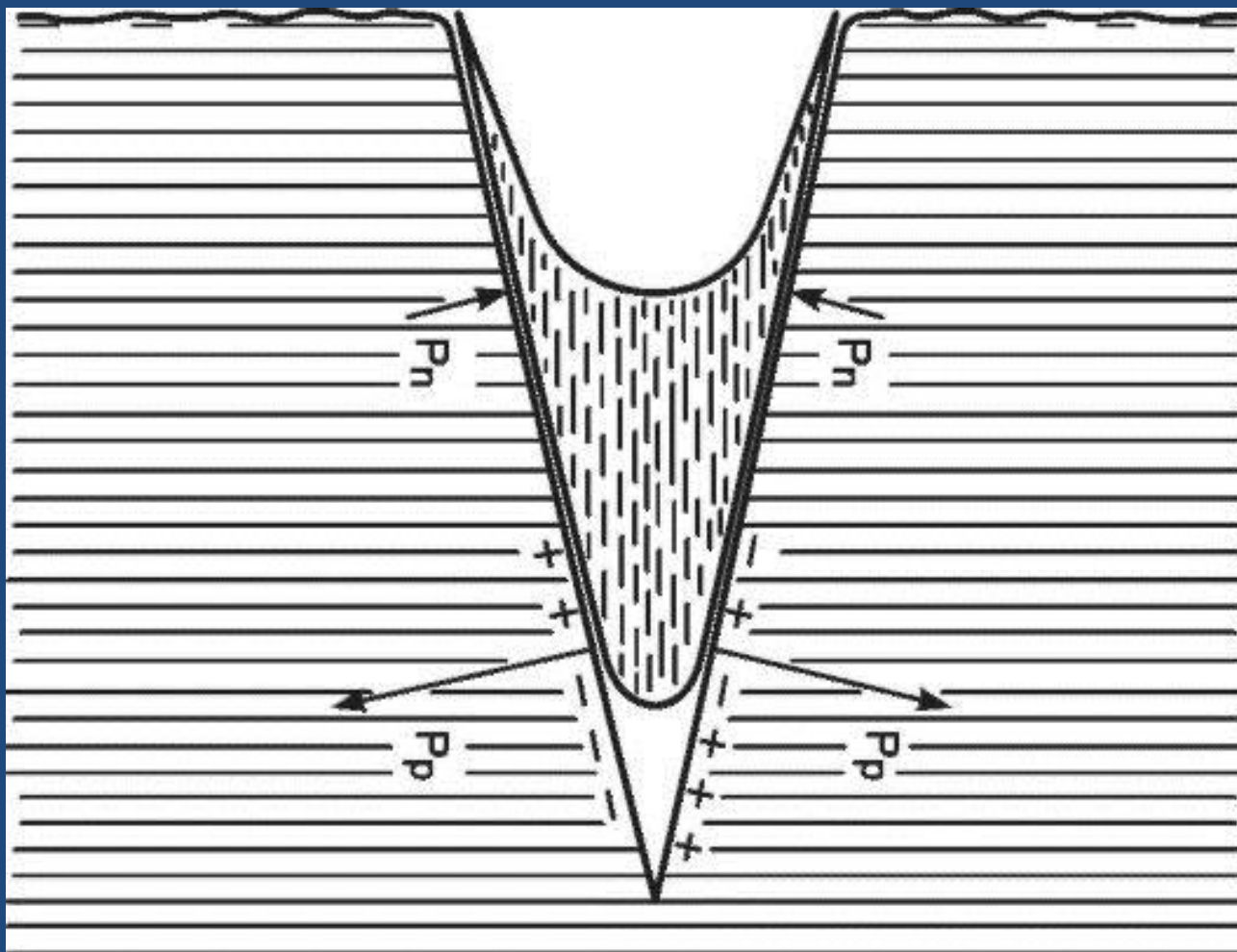
Для улучшения условий разрушения породы долотом целесообразно стремиться к увеличению показателя фильтрации бурового раствора и уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако такое требование выполнимо при бурении в непроницаемых устойчивых породах. При проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением, продуктивных горизонтов значение показателя фильтрации бурового раствора строго регламентируется. Практикой бурения неустойчивых и проницаемых отложений установлено, что в этих условиях значение показателя фильтрации, определяемое прибором ВМ-6, должно находиться в пределах 3-6 см³ за 30 мин.

Показатель фильтрации бурового раствора является интегральной величиной за промежуток времени, неизмеримо больший, чем период вращения долота.

Существует также мнение, что показатель фильтрации не влияет на эффективность работы долота, а корреляционная зависимость механической скорости проходки и проходки на долото от него обусловлена изменением вязкости бурового раствора, всегда сопровождаемым изменением показателя фильтрации.

Процесс фильтрации бурового раствора на забое скважины ослабляет сопротивляемость породы за счет расклинивающего воздействия проникающего в поры и микротрещины породы фильтрата, что вполне соответствует известным положениям теории П. А. Ребиндера (рисунок далее). Кроме того, проникающий на забой фильтрат способствует выравниванию давлений над сколотой частицей и под ней и таким образом создает благоприятные условия для очистки забоя от обломков породы.

ВОЗНИКНОВЕНИЕ ЭФФЕКТА РЕБИНДЕРА



Однако следует иметь в виду не интегральную величину фильтрации, а его мгновенное значение в начальный период процесса. Очевидно, что из двух буровых растворов с одинаковыми значениями интегрального показателя фильтрации лучшим является тот, у которого выше скорость фильтрации в начальный момент времени.

Для характеристики этих свойств измеряют водоотдачу и толщину фильтрационной корки.

Водоотдача характеризует способность бурового раствора отдавать воду в пласт под действием перепада давления. Замеряют водоотдачу на приборе ВМ-6. Определяют объем выделившейся воды за 30 мин. в см³.

Различают 3 вида фильтрации бурового раствора.

1. Призабойная фильтрация приурочена к призабойной зоне. В следствие работы долота происходит уменьшение величины фильтрационной корки и может произойти почти полное ее разрушение. Поэтому фильтрация в этой зоне характеризуется наибольшей водоотдачей и наименьшей толщиной корки.

2. Статическая фильтрация происходит при остановке циркуляции бурового раствора. Например, при смене долота. Корка в этом случае имеет наибольшую толщину. Вследствие этого фильтрация, происходящая после сформирования корки, заметно замедляется. Водоотдача получается наименьшей.

3. Динамическая фильтрация происходит в процессе циркуляции промывочной жидкости. В этом случае происходит гидродинамическая эрозия корки. Величина водоотдачи и толщины корки занимает промежуточное положение между первыми двумя видами.

Величина водоотдачи и корки зависит от ряда факторов, в том числе, от качества бурового раствора. Решающее влияние оказывает степень дисперсности глинистых частиц в растворе. Чем она выше, тем плотнее укладываются частицы фильтрационной корки и тем меньше отверстия для фильтрации воды. В итоге водоотдача уменьшается.

Увеличение степени дисперсности повышает гидратацию частиц твердой фазы, что способствует уменьшению водоотдачи.

Фильтрация увеличивается при увеличении разности давлений между гидростатическим в скважине и пластовым.

При увеличении температуры водоотдача и толщина корки увеличиваются.

Большая величина водоотдачи бурового раствора вызывает ряд негативных последствий:

а) при бурении в слабосцементированных породах вода способствует их осыпанию и обваливанию. В соляных отложениях вода увеличивает размыв и растворение соли, образуя пустоты, каверны;

б) большая фильтрация в продуктивном горизонте может резко снизить возможные дебиты нефти и газа. Вода проникает в пласт и создает дополнительные трудности продвижения нефти или газа к забою. В результате чего увеличиваются сроки освоения скважины, и уменьшается дебит нефти (газа);

в) при большой водоотдаче на стенках скважины отлагается толстая липкая фильтрационная корка. Толстая липкая корка уменьшает диаметр скважины и значительно увеличивает опасность прихвата бурильного инструмента.

Прихват может привести к тяжелой аварии. При спуске и подъеме толстая рыхлая корка может быть причиной длительных проработок ствола скважины. Налипшая на бурильный инструмент (долото, турбобур, УБТ, замки бурильных труб) корка может действовать при подъеме инструмента как поршень и создавать в скважине условия, вызывающие осыпи и обвалы неустойчивых пород. Также может создавать условия для поступления из пласта в скважину газа, нефти и воды, и увеличивать возможность газоводонефтяного выброса.

Толстая глинистая корка отрицательно влияет на качество цементирования скважины, препятствуя прочному сцеплению цементного камня с горной породой.

Статическая фильтрация не дает полного представления о реальной величине водоотдачи в скважине. По данным ряда исследований она составляет 10-30 % от всей водоотдачи. Остальные 10-90 % воды выделяется в процессе циркуляции. Объясняется это тем, что при циркуляции бурового раствора происходит частичное размывание корки. Причем, после некоторого начального периода формирования корки устанавливается равновесие между ее нарастанием и размывам.

Размыв корки начинается с разрушения пограничного или переходного слоя. Пограничный слой образуется над коркой в статических условиях. Этот слой неоднородный. У поверхности корки он практически от нее ничем не отличается. По мере удаления от поверхности корки концентрация твердой фазы в переходном слое падает и на расстоянии 3-5 мм становится равной концентрации бурового раствора.

Высоковязкий структурированный слой является той средой, через которую идет диффузия отделившейся жидкой среды.

Опыты показали, что смыв пограничного слоя не оказывает существенного влияния на водоотдачу. Величина разрушения пограничного слоя и самой корки зависит и от скорости циркуляции бурового раствора. При относительно небольшой скорости циркуляции раствора до 1,5 м/с смывается в основном пограничный слой. При более высокой скорости циркуляции бурового раствора происходит турбулентное течение потока и начинается разрушение корки.

Известны исследования, из которых следует, что при турбулентном течении бурового раствора эрозия корки возрастает приблизительно пропорционально квадрату скорости циркуляции.

По мере перехода к нижним слоям корки замедляется ее разрушение. Объясняется это двумя причинами:

- Увеличением прочности корок от верхних слоев к нижним.

- По мере размыва корки усиливается фильтрация и коркообразование.

Параллельно с размывом корки идет процесс уплотнения вследствие вымывания крупных частиц и увеличивается плотность укладки оставшихся частиц. При малой скорости течения промывочной жидкости второй процесс может превалировать и статическая водоотдача может оказаться выше динамической.

Фактором снижения динамической водоотдачи является также диспергирование глинистых фракций бурового раствора в процессе циркуляции.

Проходящие в корке процессы осложняются чисто механическими факторами: повреждением и сдиранием корки долотом, турбобуром, УБТ, центраторами, замками бурильных труб в процессе расхаживания бурильной колонны при турбинном бурении.

Вязкость

Требование к значению вязкости раствора однозначное: оно должно быть минимальным. С уменьшением вязкости отмечается всеобщий положительный эффект бурения: снижаются энергетические затраты на циркуляцию бурового раствора, улучшается очистка забоя за счет ранней турбулизации потока под долотом, появляется возможность реализовать большую гидравлическую мощность на долоте, уменьшаются потери давления в кольцевом пространстве скважины. При бурении скважин необходимо стремиться к удержанию минимально возможной условной и пластической вязкости бурового раствора.

Обычно измеряют динамическую, пластическую и условную вязкость. Динамическая и пластическая вязкость определяется с помощью ротационного вискозиметра (ВСН-3), в Па·с, условная вязкость замеряется полевым вискозиметром СПВ-5, ВБР-1, в с.

Кинетическая устойчивость

Под действием гравитационного поля, т. е. земного притяжения частицы глинистого раствора достаточно большой массы оседают или седиментируют. В растворе устанавливается определенное равновесное распределение частиц по высоте. Наиболее крупные частицы выпадают в осадок. Способность глинистого раствора сохранять равномерное распределение частиц по всему объему называется седиментационной или кинетической устойчивостью.

Если буровой раствор кинетически неустойчивый, то при остановке циркуляции в нижней части скважины скапливается большая часть твердых частиц раствора. В результате чего тратится много времени на выравнивание раствора перед началом бурения. Кроме того, повышается вероятность затяжек и прихватов бурильного инструмента.

Кинетическая устойчивость

Кинетическая устойчивость промывочной жидкости повышается с увеличением степени дисперсности частиц и тиксотропных свойств раствора. С этой целью производят тщательное диспергирование частиц в растворе в процессе его приготовления. Используют высококачественные коллоидные глины. Осуществляют необходимую химическую обработку для усиления пептизации и структурных свойств промывочной жидкости.

Воздействие на буровой раствор должно идти до определенного предела обусловленного условиями бурения. Излишек измельченных глинистых частиц и чрезмерное усиление структурных свойств может привести к резкому увеличению вязкости раствора, особенно после нахождения его в состоянии покоя (смена долота).

В бурении принято определять кинетическую устойчивость глинистого раствора двумя показателями: суточным отстоем и стабильностью.

Суточный отстой определяется по количеству воды выделившейся из бурового раствора при суточном хранении раствора в мерном цилиндре. Определяется в процентах. Он позволяет в известной мере оценить количество свободной воды в глинистом растворе. С увеличением суточного отстоя количество свободной воды увеличивается, а качество раствора ухудшается.

Стабильность непосредственно характеризует устойчивость системы. Определяется по разности плотности раствора в нижней и верхней части цилиндра после суточной выдержки в покое, определяется в кг/м^3 . Если разность плотностей для нормальных и утяжеленных растворов не превышает соответственно 20 кг/м^3 и 60 кг/м^3 , то растворы считаются стабильными.

Содержание шлама (песка)

В твердой фазе глинистого раствора различаются следующие частицы по Шрейнеру Л. А.:

Элементарные глинистые пластинки.

Первичные глинистые частицы, представляющие собой пачки элементарных пластинок.

Агрегаты из первичных глинистых частиц.

Высокодисперсные частицы пород, находящиеся в глине в качестве механических примесей.

Песок, состоящий из частиц кварца и других инертных пород, а также из крупных нераспустившихся комочков глины.

Высокодисперсные наиболее активные фракции глинистого раствора состоят из первых трех групп. Частицы четвертой группы можно считать активным наполнителем глинистого раствора. Эти частицы способствуют увеличению структурно-механических свойств раствора. Частицы пятой группы относятся к категории механических примесей глинистого раствора.

Содержание твердых примесей характеризует загрязненность глинистого раствора песком и недиспергированными частицами глины и других горных пород. С увеличением шламовых частиц в растворе повышается износ бурильных труб, долот, забойных двигателей, насосов, очистных устройств, повышается вязкость раствора и толщина глинистой корки. Содержание песка в промывочной жидкости не должно превышать 1 % при турбинном способе бурения. Измеряется этот показатель с помощью отстойника типа ОМ-2, в процентах.

Смазочные свойства

Эти свойства характеризуют способность бурового раствора снижать износ взаимодействующих тел и потерю энергии на трение.

Повышение смазочных свойств имеет большое значение:

- Для снижения прихватов и затяжек бурильного инструмента.
- Снижения гидравлических сопротивлений по линии снижения трения.
- Снижения крутящего момента бурильных труб при роторном бурении.

Смазочные свойства буровых растворов измеряются с помощью различных приборов (определяют коэффициент трения трубы о глинистую корку и т. д.). Существует прибор КТФК, установка УСР-1М.

Но чаще всего в раствор вводят смазочные добавки: нефть, графит, ФК-2000, ФК-2000 ПЛЮС, СМАД-1 и др. обеспечивающие минимальный коэффициент трения.

Классификация и типы буровых растворов и реагентов для регулирования их свойств

Буровой раствор представляет собой дисперсную систему, которая состоит из дисперсной (твердой) фазы и дисперсионной среды (жидкость или газообразная фаза). Существует большое количество классификаций буровых растворов, из которых целесообразно выделять их по следующим признакам (следующий слайд):

По виду дисперсной
среды:

- растворы на водной основе
(с водной дисперсной средой);
- растворы на углеводородной
основе (РУО);
- газообразные.

Водные растворы

На пресной и морской воде

Вода

Нестабилизированные суспензии

Гуматные

Лигносulfонатные

Хромитгносульфонатные

С малым содержанием твердой фазы

Безлинистые

Полимеры и диспергаторы

Известковые

Гипсоизвестковые

Хлоркальциевые

Хлоркапиевые

Капиево-гипсовые

Алюминизированные

Аптомкапиевые

Малосиликатные

Кремнийорганической
добавкой

Обработанные мылами
жирных кислот

Кальциевые

Капиевые

Обработанные солями
трехвалентных металлов

Силикатные

Гидрофобизирующие

Хлормагниевые

Хлорнатриевые

Необработанные
глинистые суспензии

Стабилизированные

Гидрогели

Тяжелые жидкости

Соленасыщенные

Растворы на нефтяной основе

Безводные

Звестково-битумный раствор (ИБР)

На основе органоглин (РУО)

Инвертные эмульсии

Эмульсионный ИБР

ВИЭР

ТИЭР

На основе ЭК -1

На основе ПСЖ и гудронов

Газообразные растворы

Газы

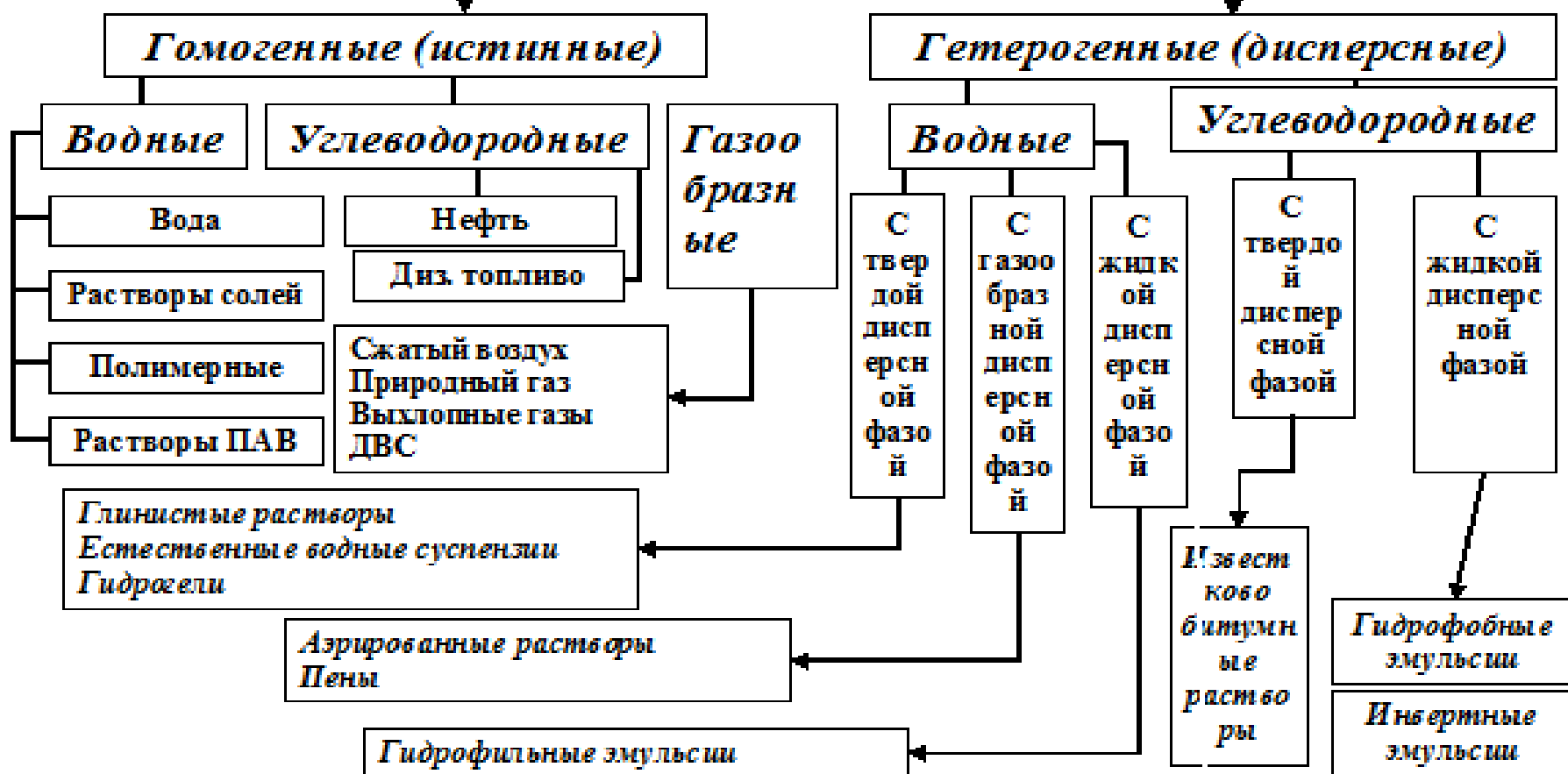
Воздух

Выхлопные газы ДВС

Природный газ

Пены

Буровые промывочные жидкости



Растворы на углеводородной основе РУО были разработаны в США в 1937 г. В нашей стране их начали применять в 1955 г. по инициативе профессора К.Ф. Жигача.

К качеству дисперсионной среды для РУО могут использовать дизельное топливо, нефть либо углеводородорастворимые ПАВ.

В качестве дисперсной фазы для РУО используются высокоокисленный битум, гидроксид кальция {CaO}, глина (в том числе органобентонит), барит (в случае необходимости утяжеления), небольшое количество эмульгированной воды.

Рецептура первого отечественного РУО:

- Д/Т (80 %);
- битум высокоокисленный (16 %);
- парафин окисленный (3 %);
- гидроксид натрия {NaOH} (каустическая сода) (1 %).

С течением времени в РУО, для его структурирования, начали добавлять тонкоразмолотую негашеную известь {CaO}. Эти растворы называются **известково-битумными (ИБР)**.

Сейчас, наиболее широко распространены растворы ИБР- 2 и ИБР- 4.

Компонентный состав ИБР- 2:

- дизельное топливо марки Л;
- битум высокоокисленный;
- известь негашеная;
- бентонит (ПББ, ПБВ);
- вода;
- сульфонол НП-3;
- СМАД-1;
- эмультал;
- барит.

Долевой состав ИБР- 2 (ИБР- 4) зависит от требуемой плотности раствора (от содержания в нем барита). В сравнении с буровыми растворами на водной основе, РУО имеют множество преимуществ:

- высокая стабильность во времени (возможность длительного хранения и многократного использования);
- инертность в отношении глин и солей;
- хорошие антикоррозионные и триботехнические свойства ($f = 0,14-0,22$, в отличие растворов на водной основе имеющих $f = 0,2-0,4$);
- возможность утяжеления с использованием любых стандартных утяжелителей;
- высокая термостойкость (до 220 град. С);
- отсутствие фильтрации в проницаемые пласты, и отсутствие вредного влияния фильтрата на продуктивные нефтяные горизонты, так как имеет общее сходство с пластовой нефтью.

Помимо бесспорных преимуществ, широкое применение РУО сдерживают следующие недостатки:

- дефицит компонентов, необходимых для его приготовления;
- довольно большая стоимость (порядка 200-625 долларов/м³);
- сложность очистки от шлама;
- сложность проведения электрометрических работ;
- пожароопасность;
- экологическая вредность.

Основной областью применения РУО является вскрытие продуктивных нефтяных пластов, имеющих низкое пластовое давление.

Помимо этого РУО можно использовать для бурения скважин, в условиях высоких положительных и отрицательных забойных температур (бурение во льдах), и для проходки высокопластичных глинистых пород и соленосных толщ.

Газообразные промывочные агенты

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Хотя вид агента не оказывает значительного влияния на технологический процесс бурения, тем не менее, при выборе газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ.

Как в России, так и за его рубежами наибольшее распространение получили бурение скважин и вскрытие продуктивного пласта по схеме прямой циркуляции с использованием сжатого воздуха или газа.

При использовании природного газа от действующей скважины или магистрального газопровода на нагнетательной линии к буровой установке располагают редукционный клапан, регулирующий расход. Далее на линии устанавливают спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигают с помощью факела на конце выкидной линии (длиной не менее 80-100 м). Если газ используют вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах, трапах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема хотя и громоздка, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Аналогичная схема используется и при бурении с продувкой воздухом.

Наиболее распространенный и эффективный способ преодоления небольших и средних притоков пластовой воды – применение пенообразующих ПАВ. Предельное значение притока пластовых вод для бурения с очисткой забоя воздухом с добавкой ПАВ составляет около 120 л/ч. При притоках воды в указанном выше диапазоне использование ПАВ предотвращает образование шламовых пробок и уменьшает возможность возникновения осложнений.

Пена представляет собой агрегативно-неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости или твердого вещества (дисперсионная среда). Более широко на практике применяют пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены могут эффективно использоваться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3-0,8 относительно гидростатического.

Для получения устойчивой пены в жидкой фазе кроме растворителя должен находиться хотя бы один поверхностно-активный компонент, адсорбирующийся на межфазной поверхности раствор – воздух.

Для повышения стабильности пен в них добавляют реагенты-стабилизаторы (КМЦ, ПАА, ПВС), увеличивающие вязкость растворителя и способствующие замедлению процесса истечения жидкости из пленок.

По виду дисперсной фазы:

- дисперсии, суспензии (с твердой фазой);
- эмульсии (с жидкой фазой);
- газожидкостные смеси (аэрированные растворы, пены);
- с конденсированной твердой фазой;
- комбинированные.

К газожидкостным смесям относятся:

- пены;
- аэрированные промывочные жидкости (АПЖ).

Аэрация – это процесс насыщения жидкости воздухом, реже другими газами. При этом газообразная фаза рассматривается как дисперсная, а жидкая – как непрерывная дисперсионная среда.

Способы приготовления аэрированных промывочных жидкостей и пен:

1. Механический способ обеспечивает аэрацию жидкости с помощью компрессорных установок и специальных устройств – аэраторов (пеногенераторов).

2. Эжекционный способ. При этом способе жидкость аэрируется путем засасывания воздуха из атмосферы с помощью специальных эжекторных смесителей.

3. Химический способ обеспечивает вспенивание (аэрацию) жидкости при обработке ее ПАВ – пенообразователями и перемешивании.

4. Комбинированный способ сочетает механический (эжекционный) и химический способы аэрации.

Комбинированный способ аэрации является самым распространенным и эффективным, так как в присутствии ПАВ-пенообразователей существенно улучшаются условия диспергирования газа и повышается стабильность (устойчивость) всей дисперсной системы.

Наиболее высокую пенообразующую способность имеют анионоактивные ПАВ, в частности, сульфонол, прогресс. Оптимальные добавки ПАВ-пенообразователей составляют 0,1-0,4 % к объему жидкой фазы.

С экологических позиций необходимо использовать биологически нестойкие ПАВ, быстро разлагающиеся под воздействием солнца и бактерий (сульфонол НП-3, хлористый сульфонол и др).

Основным отличительным свойством АПЖ и пен является их низкая плотность. При атмосферном давлении плотность АПЖ может составлять 100-1000 кг/м³, пен 50-100 кг/м³.

Низкая плотность АПЖ и пен обуславливает целый ряд преимуществ их перед буровыми растворами:

- вследствие снижения давления на забой скважины увеличиваются механическая скорость бурения и проходка на долото;
- появляется возможность бурения в зонах АНПД ($K_a = 0,3-0,8$ для АПЖ; $K_a < 0,3$ для пен), поглощающих буровой раствор;
- уменьшается вредное воздействие на продуктивные горизонты с низким пластовым давлением.

Другими отличительными особенностями, присущими, главным образом, пенам, являются:

- Улучшение условий очистки забоя скважины от шлама в результате флотационного эффекта, заключающегося в способности частиц выбуренной породы прилипать к воздушным пузырькам и выноситься ими в затрубное пространство.
- Высокая несущая способность потока, которая у пен в 7-8 раз выше, чем у воды.
- Низкая теплопроводность, что весьма важно при бурении скважин в ММП (слой пены, контактирующий с ММП, быстро замерзает и препятствует обрушению стенок скважин).
- Возможность регулирования функциональных свойств в широком диапазоне путем изменения степени аэрации и состава пен.

- Недостатками АПЖ и пен являются:
- Сложность приготовления (требуется дополнительное оборудование: компрессор, аэратор – пеногенератор, дозатор ПАВ, обратный клапан в ведущей трубе, специальная обвязка и др.).
 - Сложность закачивания в скважину, так как ГЖС плотностью менее 500 кг/м³ могут подаваться в скважину только при одновременной работе насоса и компрессора с установкой на нагнетательных клапанах бурового насоса дожимного устройства (бустера).
 - Сложность очистки от шлама на поверхности, так как для этого пену необходимо разрушить.
 - Повышенный коррозионный износ бурильных труб и другого оборудования вследствие окислительного действия газообразной среды.

По составу дисперсной фазы:

- глинистые;
- силикатно-гуминовые;
- меловые;
- гипсовые;
- алюминатные;
- хлоркальциевые;
- хлоркалиевые.

В зависимости от обработки химическими реагентами:

- обработанные;
- необработанные

В зависимости от условий применения

- для нормальных геологических условий;
- для осложненных геологических условий

По способу приготовления:

- естественные, (насыщенные из горных пород самозамесом);
- искусственно приготовленные.

Классификация реагентов для регулирования свойств буровых промывочных жидкостей

Химическая обработка БПЖ имеет важнейшее значение в технологии их приготовления и применения. От правильного выбора материалов и реагентов для приготовления бурового раствора в значительной степени зависит успех и качество строительства скважин.

Химические реагенты служат: для придания буровым растворам необходимых технологических свойств в процессе их приготовления, т.е. для получения буровых растворов, соответствующих геолого-техническим условиям бурения скважин; для защиты используемых буровых растворов от окружающих воздействий: шлама выбуренных пород, температур, давлений, агрессии пластовых флюидов и т.д.; для восстановления или поддержания в заданных пределах свойств буровых растворов в процессе бурения.

Первыми химическими реагентами, которые в мировой буровой практике начали применяться с 1929 года, были каустическая сода (едкий натр, гидроксид натрия) – NaOH и алюминат натрия ($\text{Na}_2\text{Al}_2\text{O}_3$). Они предназначались для повышения вязкости и статического напряжения сдвига буровых растворов с целью предупреждения осаждения в них частиц утяжелителя.

К.Ф. Паус классифицировал химические реагенты для БПЖ по химическому составу и строению молекул, по термостойкости, солестойкости, и назначению следующим образом:

1) По химическому составу и строению молекул:

а) низкомолекулярные неорганические соединения:

-кальцинированная сода Na_2CO_3 , каустическая сода NaOH , поваренная соль NaCl , жидкое стекло (силикаты калия или натрия) K_2OSiO_2 , известь Ca(OH)_2 , цемент, углекислый барий BaCO_3 , фосфаты (соли фосфатов, кислоты).

б) высокомолекулярные органические соединения с глобулярной формой молекул: гуматные (УЩР, ТУЩР, ПУЩР), лигносульфонаты (ССБ, КССБ, окзил, ПФЛХ).

в) высокомолекулярные органические соединения с волокнистой или цепочкообразной структурой молекул: реагенты на основе КМЦ (СЭЦ, ОЭЦ, КМОЭЦ, SinFix), реагенты полиакрилаты (ПАА, МЕТАС, гипан, К-4, К-9), крахмальные реагенты $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$, биополимеры (ХС, ХСД, Кем-Х, Kel-zan).

г) низкомолекулярные органические соединения с гидрофильной или органотфильной частями (ОП-10, УФ7).

2) По солестойкости реагентов:

а) не солестойкие до 3% NaCl (фосфаты, гуматы, лигнины и т.д.),

б) ограниченно солестойкие 3 – 10 % NaCl,

в) солестойкие по NaCl более 10 % (лигносульфонаты, КМЦ, его производные, крахмал, полиакрилаты и т.д.),

г) не солестойкие к действию поливалентных катионов (некоторые лигносульфонаты, сульфатоэтилцеллюлоза, сульфированные полиакрилаты).

3) По термостойкости реагентов:

а) не термостойкие (фосфаты до 100 °С, природные аминовые продукты до 120 °С, крахмал, КМЦ-300 и менее),

б) ограниченно термостойкие (лигнин, ССБ, КМЦ-500, КМЦ-600, сунил и т.д. до 160 °С),

в) термостойкие (гуматы, КССБ, КМЦ-600 и более до 130 °С, некоторые полиакрилаты, ФХЛС, окзил до 200 °С).

4) По назначению:

- а) регулирующие ионный состав раствора и РН- среды,
- б) реагенты бактерициды,
- в) связывающие (удаляющие) ионы Ca^{2+} из б.р.,
- г) ингибиторы глин и глинистых сланцев,
- д) коагулянты (в том числе и избирательного действия),
- е) понизители вязкости (разжижители),
- ж) понизители водоотдачи и фильтрации,
- з) пеногасители,
- и) эмульгаторы,
- й) предупреждающие кавернообразование,
- к) сохраняющие проницаемость продуктивного горизонта,
- л) понизители твердости горной породы,
- м) улучшающие смазывающие и противоизносные свойства.

Большинство существующих классификаций реагентов можно упростить: разбив их на 3 группы:

1) Реагенты структурообразователи (без существенного изменения плотности бурового раствора),

2) Реагенты - стабилизаторы направленного действия (изменяют требуемые технологические параметры или свойства без изменения других свойств),

3) Реагенты специального назначения.

Некоторые ученые объединяют все химические реагенты в восемь групп:

1. Полисахариды – естественные (природные) полимеры, имеющие общую химическую формулу – $(C_6H_{10}O_5)_n$. Важнейшими полисахаридами являются крахмал и целлюлоза. Сырьем для производства крахмала служат картофель, кукуруза, рис, пшеница, а целлюлозы (Ц) – древесина (40 - 55 % Ц) и волокна хлопковых семян (95 - 98 % Ц).

Основные реагенты этой группы: крахмал; модифицированный крахмал (МК); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ - 500, 600, 700) и ее зарубежные аналоги FINOGELL, FIN-FIX и др.; КМЦ марки «Торос-2» - буровая.

2. Акриловые полимеры – синтетические полимеры, являющиеся продуктами нефтехимии.

Основные реагенты этой группы: гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), а также его аналоги: отечественные (гивпан-Н, порошкообразный акриловый полимер – ПАП, полимер «Унифлок») и зарубежные (СУРАН); НР-5 (нитронный реагент); полиакриламид (ПАА) и его зарубежные аналоги: DK-DRIL, Cydril – 5110, 400, 5300; метас, метасол; сополимер М-14ВВ; лакрис 20.

3. Гуматные реагенты – натриевые или калиевые соли гуминовых кислот, получаемые экстракцией из бурого угля или торфа в присутствии щелочи (NaOH, KOH): углещелочной реагент (УЩР); торфощелочной реагент (ТЩР); гуматнокалиевый реагент (ГКР).

4. Лигносульфонаты (сырьем для их получения служат многотоннажные отходы производства целлюлозы сульфитной варкой древесины): сульфитно-спиртовая барда (ССБ); конденсированная сульфитно-спиртовая барда (КССБ); феррохромлигносульфонат (ФХЛС); хромлигносульфонат (окзил).

5. Реагенты на основе гидролизного лигнина (сырьем для их получения служит гидролизный лигнин, который является отходом при производстве спирта из древесины, подсолнечной лузги, кукурузных кочерыжек, хлопковой шелухи и др.): нитролигнин (НЛГ); игетан.

6. Электролиты - кислоты, соли и основания (щелочи): NaOH – гидроокись натрия (едкий натр, каустическая сода); Na₂CO₃ – карбонат натрия (кальцинированная сода); KOH – гидроокись калия (едкий калий); Ca(OH)₂ – гидроксид кальция (гашеная известь); CaCl₂ – хлористый кальций; KCl – хлористый калий; жидкое стекло натриевое Na₂O·nSiO₂ и калиевое K₂O·nSiO₂; KAl(SO₄)₂ – алюмокалиевые квасцы; нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) и др.

7. Кремнийорганические жидкости – синтетические полимеры, содержащие в макромолекуле атомы кремния и углерода: ГКЖ-10 (11); Петросил – 2М.

8. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) - способны адсорбироваться на поверхности раздела фаз (воздух – жидкость, жидкость – жидкость, жидкость - твердое тело) и снижать вследствие этого межфазное поверхностное натяжение: сульфонат; сульфонол; азолят А; ДС-РАС; ОП-7, ОП-10; превоцел.

По назначению (действию на свойства буровых растворов) все химические реагенты принято условно делить на следующие 11 групп: понизители фильтрации; понизители вязкости (разжижители); структурообразователи; регуляторы щелочности (рН); ингибиторы глинистых пород; регуляторы термостойкости (+ и -); пенообразователи; пеногасители; эмульгаторы (вещества, предохраняющие капельки дисперсной фазы эмульсий от коалесценции, т.е. слияния); смазочные добавки; понизители твердости горных пород.

Группа реагентов – понизителей фильтрации включает в себя полисахариды, акриловые полимеры, гуматные реагенты и лигносульфонаты (КССБ).

К реагентам понизителям вязкости относятся реагенты на основе гидролизного лигнина, модифицированные лигносульфонаты (ФХЛС, окзил) и НТФ.

Роль структурообразователей, регуляторов щелочности, ингибиторов глинистых пород и регуляторов термостойкости в основном выполняют электролиты и кремнийорганические жидкости.

Функции пеногасителей, пенообразователей, эмульгаторов, смазочных добавок и понизителей твердости горных пород чаще всего выполняют ПАВ.

Кроме этого, в качестве смазочных добавок и пеногасителей используют и кремнийорганические жидкости.

Изучение свойств буровых растворов

**Плотность бурового раствора.
Реологические свойства буровых
промывочных жидкостей**

Плотность бурового раствора ($\rho_{б.р}$)

Выбирается исходя из условий предотвращения потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины и их гидроразрыва. Очень важно также создание противодействия на пласты, насыщенные пластовыми флюидами, препятствующего притоку их в скважину. Таким образом, *изменение $\rho_{б.р}$* – основное средство регулирования давления в скважине.

При вскрытии газонефтенасыщенных пластов значение $\rho_{б.р}$ должно определяться для горизонта с минимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий. Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта приведено в таблице (следующий слайд) с учетом глубины скважины и коэффициента аномальности пластового давления K_a (проектного или фактического).

Значения минимального превышения гидростатического давления раствора над пластовым

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым (репрессия) ΔP_{\min} , МПа	
	для нефтенасыщенных пластов	для газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
≤ 1000	1	1,5
1001-2500	1,5	2,0
2501-4500	2,0	2,25
\geq	2,5	2,7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Плотность бурового раствора ρ , кг/м³
- есть отношение массы бурового раствора к его объему. Для измерения плотности могут быть использованы:

- ареометр, пикнометр, рычажные весы.

Ареометр АБР-1 состоит из следующих основных частей: съемного груза, мерного стакана, поплавок со стержнем. К поплавку крепится мерный стакан с помощью штифтов. На стержне имеются две шкалы: основная, по которой измеряют плотность раствора, и поправочная, по которой определяют поправку по воде. Прибор включает в себя ведро для воды. Крышка ведерка служит пробоотборником для раствора.

Порядок работы:

- при измерении плотности бурового раствора используют как пресную, так и минерализованную воду;
- при использовании пресной воды плотностью 1 г/см^3 чистый мерный стакан с объемом пробы $(78,5 \pm 1) \text{ см}^3$ заполняют буровым раствором, и соединяют с поплавком поворотом последнего до упора;
- стакан снаружи тщательно обмывают водой, погружают его в ведро с водой и делают отсчет плотности по основной шкале (по делению, до которого ареометр опустился в воду);
- при использовании минерализованной воды делают поправку (по поправочной шкале) на ее плотность, для чего заполняют мерный стакан водой и соединяют его с поплавком. Погружают прибор в ведро с водой, деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузился в воду, покажет алгебраическую величину поправки (или «+», или «-»);

Ареометр АБР-1



-плотность бурового раствора в случае применения минерализованной воды вычисляют по формуле:

$$\rho = \rho_{\text{осн}} + \Delta\rho,$$

где:

ρ - плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{\text{осн}}$ - отсчет плотности по основной шкале, г/см³;

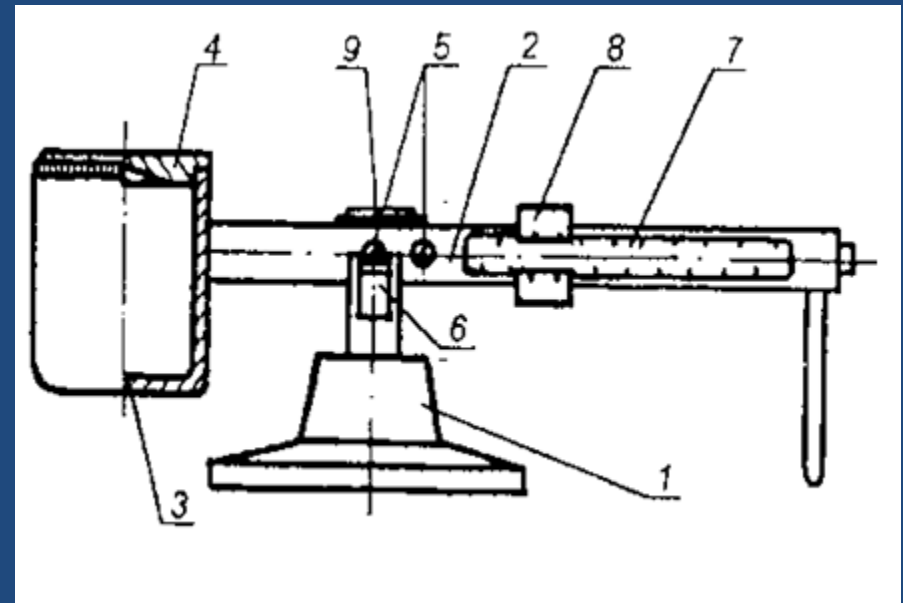
$\Delta\rho$ - поправка (отсчет плотности по поправочной шкале), г/см³

Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры испытуемого раствора на каждые 10⁰С, начиная с (20±2)⁰С – не более 0,002 г/см³, при влиянии климатических факторов внешней среды на изменение температуры испытуемого раствора на каждые 10⁰С, начиная с (20±2)⁰С – не более 0,01 г/см³.

Калибруют ареометр чистой пресной (дистиллированной) водой при температуре (20±5)⁰С. При этом показание прибора должно быть равно 1г/см³.

Определение плотности раствора рычажными весами ВРП

Рычажные, весы-плотномер ВРП-1 (см. рисунок) состоят из подставки 1 и подвижной части, представляющей собой рычаг 2 с жестко закрепленным на нем мерным стаканом 3 с крышкой 4. Подвижная часть весов с помощью одной из призм 5 опирается на вкладыш 6, укрепленный на подставке. На рычаге весов нанесены две шкалы 7 с разными диапазонами измерений: верхняя шкала от 800 до 1600 кг/м³, нижняя - от 1600 до 2600 кг/м³.



Порядок работы:

- заполняют чашку испытываемой пробой доверху (для удаления пузырьков воздуха постукивают пальцем по чашке);
- устанавливают крышку (излишек раствора должен выйти наружу через отверстие);
- очищают внешнюю поверхность весов от раствора;
- устанавливают весы на основание;
- перемещают рейтер до равновесного состояния, которое определяют по уровню;
- считывают показания величины плотности раствора со шкалы по краю рейтера;
- после каждого использования прибор моют и сушат.

Калибровку прибора производят замером плотности пресной воды:

- заполняют чашу пресной водой и устанавливают рейтер на линии воды - 8,3 фунт/галлон (удельный вес - $1,0 \text{ г/см}^3$);
- добавляют или удаляют свинцовую дробь из лунки для дроби, пока прибор не придет в равновесие.

Порядок работы:

При определении реальной плотности аэрированного раствора в полевых условиях может быть использован следующий метод:

- весы заполняют водой,
- устанавливают крышку (излишек воды должен выйти наружу через отверстие);
- сливают воду из весов в сосуд;
- повторяют ту же операцию с раствором;
- тщательно смешивают раствор с водой для уменьшения вязкости и выхода пузырьков воздуха;
- замеряет полученную плотность, умножают на два и вычитают единицу, (плотность воды), получаю приближенную к реальной ПЛОТНОСТЬ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Пластическая вязкость, представляет собой условную величину, показывающую долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора. Вискозиметр «Model 900» предназначен для определения пластической вязкости технологических жидкостей путем фиксирования изменения вынужденного угла, при вращении внутреннего цилиндра в испытуемой жидкости. Жидкость помещается в кольцевое пространство между вращающимся ротором и цилиндром (ВОВ), который насажен на ось, сообщающуюся с торсионной пружиной. Вязкость вращающейся жидкости оказывает воздействие на внутренний цилиндр, а датчик записывает показания углового смещения внутреннего цилиндра. Используя угол смещения внутреннего цилиндра, процессор подсчитывает и передает показания характеристик пробы, согласно скорости внешнего цилиндра и смещения внутреннего цилиндра.



Панель вискозиметра



1 – кнопки для задания скорости сдвига (частоты вращения), в об/мин или сек⁻¹, 2 – кнопка, используемая для остановки последовательности операций, выполнения анализа, или для повторного ввода параметров, 3 – кнопка для внутренней калибровки вискозиметра, 4 – кнопка, используемая для перехода к следующей операции/функции, 5 – кнопка для программирования прибора (кнопка настройки), 6 – кнопка для измерения пластической вязкости бурового раствора, 7 – кнопка для измерения, расчета сдвиговых напряжений в ранее выбранных единицах измерения, 8 – кнопки (скорости сдвига), используемые при определении вязкости, 9 – монитор.

Принципиальная схема вискозиметра



Порядок работы:

1. Подсоединить вискозиметр к электрической сети.
2. Для температурного контроля подсоединить термо-чашу к гнезду, расположенному на левой стороне корпуса. Так же подсоединить к источнику питания, расположенному на задней панели вискозиметра.
3. Отключить инструмент от электросети и поместить грязевой щит (рис.след слайд) на вал внутреннего цилиндра, короткий конец трубки по направлению к подшипникам.
Вискозиметр должен быть всегда отключен от сети на время замены цилиндра.
Завернуть противовес, конусообразным концом вверх, в направлении к грязевому щиту. Используя прилагаемый в комплекте гаечный ключ для вала внутреннего цилиндра, затянуть ось для фиксации цилиндра (рис. след. слайд).
Внутренний цилиндр в рабочем состоянии находится внутри вращающегося ротора. Поместить ротор во внутренний цилиндр.
Выключатель расположен на задней панели. Включить прибор и следовать указаниям, появившемся на экране или нажать «Clear/Stop».
Поместить тщательно подготовленную испытуемую жидкость в стакан. Погрузить ротор до метки, указанной на внешней его стороне, в испытуемую жидкость. После достижения метки, зафиксировать платформу маленьким краником.

Комплектующие узлы вискозиметра



**ГАЕЧНЫЙ
КЛЮЧ ДЛЯ
ЗАМЕНЫ
ЦИЛИНДРА**



ГРЯЗЕВОЙ ЩИТ

Проведение исследования на вискозиметре

При использовании прибора в ручном режиме используется кнопочная панель в верхней части вискозиметра. Ниже приводится описание назначения каждой из кнопок:

1. Индивидуально пронумерованные кнопки с левой стороны - от 0 (ноль) до 9 (девять) используются для задания скорости сдвига (частоты вращения) в об/мин (RPM) или сек-1 (1/s). Точность до двух знаков после запятой (0,01 об/мин). После ввода требуемой скорости сдвига необходимо нажать клавишу «ENTER».
2. Пронумерованные кнопки с правой стороны - 600, 300, 200, 100, 60, 30, 20, 10, 6, 3, 2 и 1 - это скорости сдвига, обычно используемые при определении вязкости. Пользование этими кнопками является быстрым и удобным средством изменения частоты вращения ротора. Скорость сдвига в об/мин (RPM) можно быстро и напрямую изменить нажатием кнопок на числовых панелях. Какое-либо программирование или иной ввод не требуется.
3. «CLEAR / STOP» используется для остановки последовательности операций выполнения анализа, или для повторного ввода параметров. «NEXT» используется для перехода к следующей операции. В функции «SET UP» можно настроить значения температуры, номер цилиндра, единицу сдвиговых напряжений, единицу скорости сдвига, номер пружины. Кнопка «CAL» обеспечивает самостоятельную внутреннюю калибровку вискозиметра.

4. «MUD» (буровой раствор). При однократном нажатии этой кнопки вискозиметр автоматически произведет измерение, расчет и выдачу на дисплее пластической вязкости («PV») в сПз и предела текучести («YP») в ранее выбранных единицах измерения сдвиговых напряжений согласно стандарта API. Это позволяет одновременно выполнять другие операции и гарантирует повышенную точность и воспроизводимость, поскольку каждый анализ выполняется по той же методике и в течение одних и тех же периодов времени. При нажатии кнопки «MUD» будут выполнены описанные ниже операции. В каждом интервале происходит стабилизация вискозиметра, после чего он выполняет считывание. Если вы предпочитаете не ждать выполнения анализа для расчета предельного статического напряжения сдвига в период гелеобразования 10 мин (10 min Gel), можно нажать кнопку «NEXT» (следующий), чтобы отменить эту конкретную операцию, получив, тем не менее, остальные показания измеряемых параметров.

1. Скорость смешивания (Mixing Speed).
2. 600 об/мин в течение 15 сек.
3. 300 об/мин в течение 15 сек.
4. Статическое напряжение сдвига для периода гелеобразования 10 сек (10 sec Gel) (период ожидания 10 сек).
5. Смешивание в течение 10 сек.
6. Статическое напряжение сдвига для периода гелеобразования 10 мин (10 min Gel) (период ожидания 10 минут).

После завершения анализа выдается следующая информация на дисплее:

1. «PV» =
2. «YP» =
3. «10 Sec Gel» =
4. «10 Min Gel» =
5. «SEM» (режим). При нажатии этой кнопки вискозиметр автоматически произведет измерение, расчет и выдачу на дисплее сдвиговых напряжений в ранее выбранных единицах измерения.⁸

Условная вязкость.
Статическое напряжение сдвига.
Водородный показатель.
Фильтратоотдача. Содержание песка.

Условная вязкость

Условная вязкость (УВ, с) - величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки определенного объема бурового раствора. Условная вязкость косвенно характеризует гидравлическое сопротивление течению, т.е. подвижность бурового раствора.

Для измерения условной вязкости могут быть использованы:

- вискозиметр ВБР-1, воронка Марша.

Определение условной вязкости



Вискозиметр ВБР-1 состоит из мерной кружки (емкостью 500 см³) и воронки с сеткой (вместимостью 700 см³), герметично соединенной с трубкой диаметром проходного сечения 0,5см и длиной 10см.

Порядок работы:

- промывают воронку вискозиметра водой;
- закрывают отверстие трубки снаружи и наливают в воронку через сетку предварительно перемешанный испытуемый раствор в количестве 700 см³;
- подставив мерную кружку под трубку вискозиметра, открывают отверстие трубки, одновременно включая секундомер;
- в момент заполнения кружки раствором до краев останавливают секундомер;

- значение условной вязкости вычисляют как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд;

- после каждого использования вискозиметр промывают водой.

Проверку водного числа вискозиметра производят по времени истечения чистой пресной (или дистиллированной) воды объемом 500см^3 при температуре $(20\pm 5)^\circ\text{C}$. Время истечения должно быть равным $(15\pm 0,5)\text{с}$. Если значение будет больше 15,5с, то трубку вискозиметра прочищают, если меньше 14,5 - вискозиметр заменяют.

При определении условной вязкости в лабораторных условиях в воронку наливают 200 см^3 раствора и фиксируют время истечения 100 см^3 . Полученное значение $T=200/100$ умножают на 4.

Определение условной вязкости с помощью воронки Марша

Воронка Марша представляет собой конус диаметром 15 см и высотой 30,5 см, с латунной трубкой на конце длиной 5,08 см и диаметром 0,48 см. Емкость воронки - 1500 см³. Половина верхней части воронки оснащена сеткой с размером отверстий 10 меш для очистки бурового раствора от посторонних включений и выбуренного шлама.

Порядок работы:

- держа воронку в вертикальном положении, закрывают пальцем отверстие снаружи;
- наливают через сетку, в воронку перемешанную пробу раствора до уровня сетки;
- убирают палец от отверстия и измеряют время истечения 950 см³;
- значение условной вязкости рассчитывают как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд.

После каждого использования вискозиметр промывают водой.

Калибровку воронки Марша осуществляют по времени истечения чистой пресной воды ($26 \pm 0,5$) с при 21°C.



СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА (СНС)

Определение статического напряжения сдвига на приборе СНС–2

Принцип работы прибора основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между соосными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвесного цилиндра вокруг своей оси.

В зависимости от вязкостного состояния исследуемой пробы используются разные нити, номер которых определяет коэффициент прибора. Для нитей № 1 и 4 коэффициент прибора – 0,043, для нитей № 2 и 5 – 0,12, для нитей № 3 и 6 – 0,3



Порядок работы:

- устанавливают на вращающемся столике внешний цилиндр;
- помещают подвесной цилиндр, с установленной на нем шкалой, во внешний цилиндр и подвешивают нить на пробку;
- тщательно перемешивают пробу бурового раствора и заливают во внешний цилиндр (подвесной цилиндр при этом должен быть погружен в раствор точно до верхнего края);
- устанавливают «0» шкалы против риски указателя и оставляют в покое на одну минуту;
- через одну минуту включают электродвигатель и производят отсчет угла закручивания нити после остановки подвесного цилиндра;
- устанавливают шкалу в нулевое положение и оставляют раствор в покое на 10 минут;
- затем снова включают прибор и измеряют максимальный угол закручивания нити.

Статическое напряжение вычисляют по формуле:

$$\theta_{1,10} = A \cdot \varphi_{1,10},$$

где:

$\theta_{1,10}$ - статическое напряжение сдвига через 1 и 10 минут, Па;

A - коэффициент погрешности (дается в паспорте прибора);

$\varphi_{1,10}$ - угол закручивания нити, измеренный после 1 и 10 минут покоя, град.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОРОДНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ (рН)

Определение (рН) колориметрическим способом

Сущность работы с индикаторной бумагой заключается в сравнении цвета индикаторной бумаги, смоченной раствором, с эталоном и определении рН.

Порядок работы:

- берут полоску индикаторной бумаги и осторожно кладут ее на поверхность бурового раствора;
- после того, как бумажная полоска впитает фильтрат и изменит свой цвет, сравнивают его с цветовой шкалой, изображенной на боковой стороне того определителя, из которого взята полоска и определяют соответствующее значение рН.

Можно использовать для определения фильтрат бурового раствора. Однако следует учитывать, что рН бурового раствора может отличаться от рН фильтрата.



Электрометрический метод определения водородного показателя

Водородный показатель можно определять при помощи прибора рН-метра. Работа рН-метра основана на преобразовании электродвижущей силы (э.д.с.) электронной системы в постоянный ток, пропорциональный измеряемой величине.

Порядок работы:

- рН-метр является чувствительным прибором, поэтому требуется большая аккуратность при работе с ним;
- включают прибор и откалибровывают его по буферному раствору (с учетом температурного фактора);
- промывают головку зонда проточной водой или прополаскивают в чистой воде, затем осторожно вытирают сухой тканью;
- испытуемый раствор наливают в химический стакан и погружают в него зонд;
- регистрируют величину рН после того, как показания прибора стабилизируются.

После замера зонд тщательно моют, помещают в дистиллированную воду и выключают прибор.

pH-метр должен калиброваться с помощью буферных растворов перед каждым его применением. Для этой цели имеются буферные растворы с определенным значением pH. При калибровке используют не менее двух видов раствора. Для получения наилучших результатов прибор должен калиброваться с таким буферным раствором, значение pH которого близко к значению pH исследуемой пробы. Перед проведением измерения электрод должен находиться в буферном растворе в течение 5 минут.

Порядок работы:

- тщательно прополаскивают зонд дистиллированной водой;
- в буферный раствор, приготовленный согласно инструкции, с $\text{pH} = 7,0$ опускают зонд. Прибор должен показывать $\text{pH} = 7,0 \pm 0,3$ без подрегулировки;
- повторить то же самое, используя буферные растворы с pH меньше и больше 7,0;
- если прибор выдерживает проверку при переходе от одного буферного раствора к другому, то можно считать, что он находится в хороших рабочих условиях.

Содержание песка

Этот метод позволяет определить содержание песчаных фракций в буровом растворе, имеющих размер частиц более 74 микрон.

Для определения содержания песка используется градуированная туба, сетка с размером ячеек 200 меш. (74 мкм) и воронка.



Порядок работы:

- заполняют стеклянную тубу исследуемым раствором до отметки «Mud to Here», затем доливают водой до отметки «Water to Here»;
 - закрывают верх тубы большим пальцем и энергично встряхивают;
 - после этого осторожно выливают суспензию на сито, жидкость, проходящая через сито, сливается;
 - в тубу вновь наливают воды, взбалтывают и выливают через сито;
 - эту процедуру повторяют до тех пор, пока песок не будет отмыт от глинистых частичек, о чем свидетельствует прозрачная вода, вытекающая через сито. Допускается постукивание по корпусу цилиндра с ситом или дном цилиндра о поверхность раковины. Механического усилия при пропускании через сито применять нельзя;
 - на верхнюю часть цилиндра с сеткой надевают воронку и переворачивают;
 - песчаные фракции, попавшие на сито при сливании суспензии и промытые водой от глинистых частиц, возвращают в тубу через воронку с помощью водной струи;
 - объемные проценты песчаных фракций считывают непосредственно по делениям внизу тубы, градуированной в процентах.
- После использования промывают и сушат тубу, сито и воронку.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Показатель фильтрации $\Phi, \text{см}^3$ - величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за определенное время при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади. Показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.

Для измерения показателя фильтрации при нормальной температуре могут быть использованы:

- прибор ВМ-6, - фильтр-пресс.

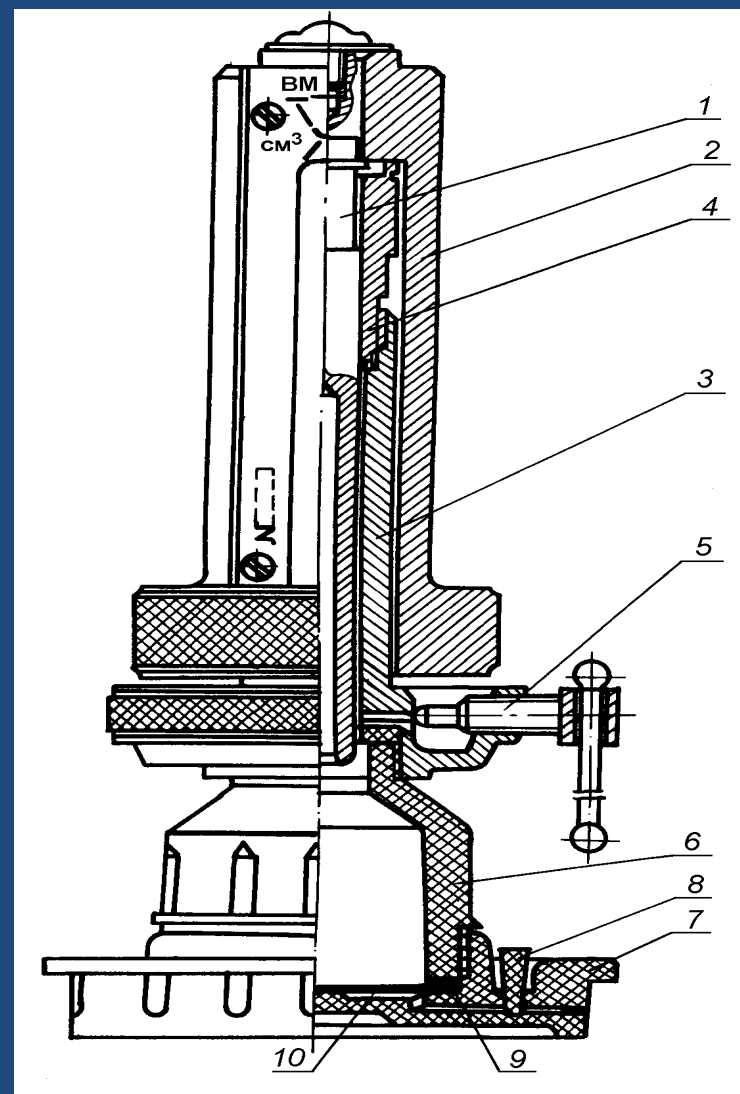
Для измерения показателя фильтрации в горизонтальном направлении используется пресс фильтровальный низкого давления.



Прибор ВМ-6 состоит из плунжера 1, груза-шкалы 2, цилиндра 3 с ввернутой в него втулкой 4, иглы 5, фильтрационного стакана 6, основания 7, пробки 8, резиновой прокладки 9 и бумажного фильтра 10.

В комплект прибора входят бачок для масла емкостью 0,5 л, обеззоленная фильтровальная бумага или готовые фильтры диаметром 70 мм.

Максимальная водоотдача, которую можно измерить непосредственно на приборах ВМ-6, составляет 40 см^3 за 30 мин



Порядок работы:

- смачивают кружок фильтровальной бумаги диаметром 75 мм водой, кладут его на дно поддона, сверху кладут резиновую прокладку и накручивают стакан;
- отверстие в поддоне закрывают пробкой;
- заливают исследуемый буровой раствор в стакан объемом 120 см³, не доливая до края на 3-4 мм;
- навинчивают напорный цилиндр с закрытым игольчатым клапаном на стакан, сверху наливают машинное масло;
- вставляют плунжер в цилиндр (для создания давления 0,1 МПа), и, приоткрыв спускную иглу, легким вращением подводят нулевое деление на шкале к отсчетной риске на втулке цилиндра;
- закрывают спускной игольчатый клапан, открывают отверстие в поддоне, вынув пробку, и одновременно включив секундомер. При открытии отверстия может произойти резкое опускание плунжера на определенную величину («скачок»). Значение «скачка» необходимо вычесть из полученного по шкале значения показателя фильтрации;
- через 30 минут делают отсчет по шкале (глаз должен находиться на уровне отсчетной риски), открывают спускную иглу, выпускают масло и опустившийся плунжер вынимают из цилиндра;
- игольчатый клапан закрывают, цилиндр отворачивают, масло сливают;
- раствор выливают, отвинчивают стакан и достают фильтрационную корку. Измеряют толщину фильтрационной корки.

ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН

Большинство запасов сосредоточено в глубоководных и сверхглубоководных месторождениях. С самого начала бурения морских скважин вплоть до их консервации и ликвидации специалистам приходится сталкиваться с огромным количеством технических проблем, особенно на глубоководных участках.

Их высокая продуктивность и труднодоступность требуют прочных конструкций систем заканчивания, обеспечения бесперебойного притока скважинной продукции, надежности и долговечности оборудования.

Для обеспечения экономической жизнеспособности проекта требуется максимальное увеличение текущих уровней добычи и накопленного отбора с обеспечением безопасности и сохранности окружающей среды.

В процессе заканчивания скважины в нее спускаются трубы, инструменты и оборудование для обеспечения и регулирования процессов добычи и нагнетания флюидов.

Существуют несколько классификаций способов заканчивания скважин, наиболее распространенными из которых являются:

- по типу взаимодействия «скважина — пласт» (открытый или обсаженный ствол);
- по количеству продуктивных пластов (однопластовое или многопластовое);
- по способу эксплуатации (естественное фонтанирование или механизированная добыча).

ЗАКАНЧИВАНИЕ ОТКРЫТЫМ СТВОЛОМ

В случае заканчивания открытым стволом спуск и цементирование эксплуатационной колонны или хвостовика производятся в покрывающей породе, а ствол скважины остается открытым коллектору.

На схеме показана скважина, в которую спущен хвостовик со щелевидными продольными пазами, который не пропускает частиц породы внутрь колонны.

Заканчивание открытым стволом применяется только в продуктивных пластах с высокой прочностью пород, где нет опасности образования каверн или осыпания. Отсутствие обсадной колонны делает площадь контакта породы со стволом скважины максимальной.

Чтобы твердая фаза не примешивалась к скважинной продукции, на участке открытого ствола может быть установлен фильтр со щелевидными пазами или перфорированная труба-хвостовик

Технология заканчивания открытым стволом позволяет минимизировать общую стоимость заканчивания скважины и обеспечивает свободу выбора типа обработки прискважинной зоны в случае последующего углубления скважины.

ЗАКАНЧИВАНИЕ ОБСАЖЕННЫМ СТВОЛОМ

В случае заканчивания обсаженным стволом перфорационные каналы обеспечивают селективную связь между продуктивным пластом и стволом скважины, а также служат протоками для закачки рабочей жидкости при проведении кислотных обработок и операций по гидроразрыву пласта.

При заканчивании скважины с обсаженным стволом обсадная колонна спускается и цементируется в продуктивном интервале.

Течение флюидов обеспечивается посредством перфорации обсадной колонны и цементного кольца, в результате чего производится вскрытие и подключение продуктивного пласта к скважине.

ОДНОПЛАСТОВОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ

При однопластовом заканчивании пакер образует герметичное уплотнение внутри эксплуатационной колонны, которое изолирует колонну НКТ от надпакерной области.

В надпакерной области находится жидкость для заканчивания скважины, содержащая ингибиторы коррозии для обсадной колонны.

Ниже пакера располагаются различные приспособления для регулирования потока флюида, а также для свободного извлечения спускаемого на кабеле инструмента.

Пакер часто считают наиболее важным инструментом в эксплуатационной колонне, поскольку его задача — обеспечить длительный гидроизоляционный барьер, совместимый и с пластовыми флюидами, и с флюидами в межколонном пространстве скважины.

Часто над и под пакером устанавливается вспомогательное оборудование. Ближе к верхней части колонны НКТ, но ниже границы дна обычно устанавливается клапан-отсекатель;

Он представляет собой устройство аварийного регулирования потока скважинных флюидов для защиты персонала, пласта и окружающей среды в случае аварии на устьевой арматуре или оборудовании.

Для создания необходимого гидростатического давления над пакером и предупреждения коррозии требуется поддерживать поток флюида в межколонном пространстве.

Посадочные ниппеля служат профилированными приемными гнездами, куда могут быть установлены пробки или штуцеры для регулирования потока, а также устройства для измерения дебита. Пазы или каналы в колонне НКТ обеспечивают поступление углеводородов в колонну.

Плавный возврат спущенного на кабеле инструмента
внутри колонны

НКТ становится возможным с использованием направляющей воронки.

МНОГОПЛАСТОВОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ

Многопластовое заканчивание применяется там, где необходимо вести добычу более чем из одного интервала.

На данной схеме приведен пример многопластового заканчивания скважин с применением двух пакеров, разделяющих продуктивные интервалы, где в процессе добычи флюиды, поступающие из обоих интервалов, смешиваются.

Одноколонный пакер изолирует нижний интервал и обеспечивает подачу добываемого флюида на поверхность по длинной колонне НКТ.

Пример многопластового заканчивания скважины на схеме иллюстрирует применение специального двухколонного пакера, который не позволяет добываемым флюидам смешиваться.

Двухколонный пакер изолирует верхний интервал от затрубного пространства и обеспечивает подачу добываемого флюида на поверхность по короткой колонне НКТ.

Существует множество возможных конфигураций, позволяющих вести одновременную эксплуатацию всех зон или выборочную эксплуатацию отдельных продуктивных интервалов.

Разделение множественных интервалов происходит по трем основным причинам: контролирующие органы требуют учитывать добычу по каждому интервалу; в целях предупреждения межколонных перетоков изолированы зоны высокого и низкого давления; потоки сырой нефти, поступающие из разных интервалов, могут быть химически несовместимыми и при смешивании образовывать шламы или допускать выпадение осадка.

Во многих случаях скважины поначалу эксплуатируются фонтанным способом, а методы механизированной добычи внедряются на более поздних этапах по мере истощения запасов пласта.

Фонтанная арматура препятствует выбросу нефти и газа из скважины на поверхность и в атмосферу, а также направляет и регулирует поток флюидов на выходе из скважины.

Особо важную роль на устье скважины во время проведения работ по заканчиванию играет противовыбросовый превентор — задвижка, которая может быть закрыта для предотвращения неуправляемого роста дебита скважины.

Многие противовыбросовые превенторы управляются дистанционно, что особенно важно для обеспечения безопасности бригады и сохранности установки и скважины.

Способ размещения и конструкция фонтанной арматуры на морской скважине определяются глубиной воды и наличием платформы. Если морская платформа – стационарного типа, то фонтанную арматуру можно установить на морскую платформу.

Но если платформа иного типа, то существующие на сегодняшний день технологии не позволяют монтировать фонтанную арматуру на платформах, и ее приходится размещать на дне моря.

Вертикальный ствол скважины может быть легко обсажен, зацементирован или закончен, более того, призабойная зона легко поддается очистке.

В отличие от этого, бурение горизонтальных скважин и их последующее исследование показало существенное увеличение темпов добычи по сравнению с вертикальными скважинами.

В результате, в настоящее время это дает большой стимул для исследования технологий, необходимых для бурения, заканчивания, проверки, интенсификации и правильной разработки горизонтальных скважин, которые, с ростом производства, могут значительно улучшить нефтяную экономику.

Многопластовые скважины являются первым выбором для горизонтальных скважин, так как пласты с естественными трещинами обычно предполагают значительное увеличение добычи.

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ С ОТКРЫТЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ.

Это наиболее экономичный тип заканчивания, где удаление шлама с горизонтального участка является основным видом интенсификации. Если требуется дополнительная интенсификация, то спускают НКТ или гибкие трубы на конечную глубину.

В горизонтальную зону вводится жидкость для интенсификации, а затем она закачивается в сам пласт.

ХВОСТОВИК С ЩЕЛЕВИДНЫМИ ПРОДОЛЬНЫМИ ОТВЕРСТИЯМИ.

Этот тип заканчивания используется при опасности обрушения стенок скважины. Он применяется в пластах, в которые естественным путем поступает флюид, а так же не требуется никакое стимулирование потока.

Рассмотрим технологию бурения многоствольных скважин типа fishbone, получившую в русскоязычной среде в качестве названия дословный перевод – технология «рыбья кость» .

Такое странное на первый взгляд наименование для нефтедобывающих технологических инструментов оказывается вполне оправданно, и обосновано оно ассоциативно – достаточно лишь поближе познакомиться с принципами рассматриваемого метода.

Итак, метод забуривания многоствольных скважин по технологии fishbone направлен в первую очередь на интенсификацию притока пластового флюида.

За счет использования технологии «рыбья кость» повышается производительность скважин, а также их приемистость в случае, если речь идет о нагнетательных объектах.

Суть технологии состоит в создании одного горизонтального ствола и множества отходящих от него ответвлений, которые за счет своего расположения обеспечивают лучшее подсоединение резервуара к стволу скважины. При этом визуальное схематичное изображение полученного объекта, действительно, напоминает скелет рыбы.

В российской технологии fishbone:

- Конструкции из труб не собирается на поверхности, а формируется во время строительства горизонтального ствола, когда с определенной точки производится бурение отростков на вышележащий нефтеносный пропласток, после чего осуществляется подъем компоновки до точки срезки.
- Затем производится срезка в основной ствол и так – до следующей заданной точки. То есть, бурим основной ствол и ответвления от него.

Ответвления могут отходить в любом направлении от горизонтального ствола и их стоимость значительно ниже, чем затраты на бурение отдельных скважин, однако сам процесс бурения таких скважин существенно сложнее

На морской платформе «Приразломная» пробурили и ввели в эксплуатацию первую многозабойную скважину с множественными горизонтальными ответвлениями «рыбья кость»

Выбранная траектория стволов позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта. Новая скважина стала четвертой нагнетательной на морской платформе «Приразломная»

Согласно квалификации **TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals)** новая скважина на российском арктическом шельфе относится к первому уровню сложности строительства многоствольных скважин, поскольку срезка и бурение боковых ответвлений производились из открытого ствола.

Уровень TAML 1: основной ствол и боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами или в каждом стволе подвешенный хвостовик. Прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависит от свойств породы, в котором находится место сочленения

Уровень TAML 2: основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол имеет открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано.

Уровень ТАМЛ 3: основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен без цементирования (возможно крепление у точки разветвления без цементирования)

Уровень ТАМЛ 4: основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (боковой ствол имеет хвостовик (фильтр))

Уровень ТАМЛ 5: основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров). Сочленение герметично. (Может быть, а может не быть зацементировано)

Уровень ТАМЛ 6: основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение герметично. (Использование только цемента для герметизации недостаточно)

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН.

Основа данной технологии – это управляемые с поверхности скважинные клапаны, используемые для регулирования притока из отдельных зон или боковых стволов, и постоянные скважинные датчики температуры и давления.

Однако по мере увеличения числа подводных скважин и скважин с большим отходом от вертикали в 1990-х гг., использование традиционных методов спуска оборудования на кабеле стало сопряжено с экономическими и техническими проблемами: вариант с динамически позиционируемыми судами, используемыми в качестве платформ для поддержки подводных работ и осуществления стандартных внутрискважинных работ, оказывается дорогостоящим, а ввод кабеля или ГНКТ в ствол через устье, расположенное на морском дне, иногда на глубине нескольких тысяч футов, намного более сложен и связан с намного большим риском, чем вход в скважину через фонтанную арматуру на поверхности.

Очевидным решением этих проблем является переход от механических операций (внутрискважинных работ) к гидравлическому или электрическому управлению с поверхности.

Однако, чтобы такая схема обеспечила то, для чего она предназначена – избежание внутрискважинных работ, – клапаны должны иметь очень большой срок службы и высочайшую надежность, чтобы перерывы между работами по их техобслуживанию составляли годы

Клапаны регулирования притока, извлекаемые на кабеле и ГНКТ. В отличие от своих предшественников эти элементы компоновки интеллектуального заканчивания не требуют спуска кабеля или ГНКТ для их закрытия, открытия или плавной регулировки площади сечения потока.

Они управляются дистанционно через гидравлическую линию, или, в случае электрических систем, по электросигналу, подаваемому на электромеханические приводы.

Эти инновации дают возможность инженерам разрабатывать клапаны с дистанционной регулировкой и разной площадью сечения потока, соответствующей профилю притока для продуктивной зоны.

ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН

Большинство запасов сосредоточено в глубоководных и сверхглубоководных месторождениях. С самого начала бурения морских скважин вплоть до их консервации и ликвидации специалистам приходится сталкиваться с огромным количеством технических проблем, особенно на глубоководных участках.

Их высокая продуктивность и труднодоступность требуют прочных конструкций систем заканчивания, обеспечения бесперебойного притока скважинной продукции, надежности и долговечности оборудования.

Для обеспечения экономической жизнеспособности проекта требуется максимальное увеличение текущих уровней добычи и накопленного отбора с обеспечением безопасности и сохранности окружающей среды.

В процессе заканчивания скважины в нее спускаются трубы, инструменты и оборудование для обеспечения и регулирования процессов добычи и нагнетания флюидов.

Существуют несколько классификаций способов заканчивания скважин, наиболее распространенными из которых являются:

- по типу взаимодействия «скважина — пласт» (открытый или обсаженный ствол);
- по количеству продуктивных пластов (однопластовое или многопластовое);
- по способу эксплуатации (естественное фонтанирование или механизированная добыча).

ЗАКАНЧИВАНИЕ ОТКРЫТЫМ СТВОЛОМ

В случае заканчивания открытым стволом спуск и цементирование эксплуатационной колонны или хвостовика производятся в покрывающей породе, а ствол скважины остается открытым коллектору.

На схеме показана скважина, в которую спущен хвостовик со щелевидными продольными пазами, который не пропускает частиц породы внутрь колонны.

Заканчивание открытым стволом применяется только в продуктивных пластах с высокой прочностью пород, где нет опасности образования каверн или осыпания. Отсутствие обсадной колонны делает площадь контакта породы со стволом скважины максимальной.

Чтобы твердая фаза не примешивалась к скважинной продукции, на участке открытого ствола может быть установлен фильтр со щелевидными пазами или перфорированная труба-хвостовик

Технология заканчивания открытым стволом позволяет минимизировать общую стоимость заканчивания скважины и обеспечивает свободу выбора типа обработки прискважинной зоны в случае последующего углубления скважины.

ЗАКАНЧИВАНИЕ ОБСАЖЕННЫМ СТВОЛОМ

В случае заканчивания обсаженным стволом перфорационные каналы обеспечивают селективную связь между продуктивным пластом и стволом скважины, а также служат протоками для закачки рабочей жидкости при проведении кислотных обработок и операций по гидроразрыву пласта.

При заканчивании скважины с обсаженным стволом обсадная колонна спускается и цементируется в продуктивном интервале.

Течение флюидов обеспечивается посредством перфорации обсадной колонны и цементного кольца, в результате чего производится вскрытие и подключение продуктивного пласта к скважине.

ОДНОПЛАСТОВОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ

При однопластовом заканчивании пакер образует герметичное уплотнение внутри эксплуатационной колонны, которое изолирует колонну НКТ от надпакерной области.

В надпакерной области находится жидкость для заканчивания скважины, содержащая ингибиторы коррозии для обсадной колонны.

Ниже пакера располагаются различные приспособления для регулирования потока флюида, а также для свободного извлечения спускаемого на кабеле инструмента.

Пакер часто считают наиболее важным инструментом в эксплуатационной колонне, поскольку его задача — обеспечить длительный гидроизоляционный барьер, совместимый и с пластовыми флюидами, и с флюидами в межколонном пространстве скважины.

Часто над и под пакером устанавливается вспомогательное оборудование. Ближе к верхней части колонны НКТ, но ниже границы дна обычно устанавливается клапан-отсекатель;

Он представляет собой устройство аварийного регулирования потока скважинных флюидов для защиты персонала, пласта и окружающей среды в случае аварии на устьевой арматуре или оборудовании.

Для создания необходимого гидростатического давления над пакером и предупреждения коррозии требуется поддерживать поток флюида в межколонном пространстве.

Посадочные ниппеля служат профилированными приемными гнездами, куда могут быть установлены пробки или штуцеры для регулирования потока, а также устройства для измерения дебита. Пазы или каналы в колонне НКТ обеспечивают поступление углеводородов в колонну.

Плавный возврат спущенного на кабеле инструмента
внутри колонны

НКТ становится возможным с использованием направляющей воронки.

МНОГОПЛАСТОВОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ

Многопластовое заканчивание применяется там, где необходимо вести добычу более чем из одного интервала.

На данной схеме приведен пример многопластового заканчивания скважин с применением двух пакеров, разделяющих продуктивные интервалы, где в процессе добычи флюиды, поступающие из обоих интервалов, смешиваются.

Одноколонный пакер изолирует нижний интервал и обеспечивает подачу добываемого флюида на поверхность по длинной колонне НКТ.

Пример многопластового заканчивания скважины на схеме иллюстрирует применение специального двухколонного пакера, который не позволяет добываемым флюидам смешиваться.

Двухколонный пакер изолирует верхний интервал от затрубного пространства и обеспечивает подачу добываемого флюида на поверхность по короткой колонне НКТ.

Существует множество возможных конфигураций, позволяющих вести одновременную эксплуатацию всех зон или выборочную эксплуатацию отдельных продуктивных интервалов.

Разделение множественных интервалов происходит по трем основным причинам: контролирующие органы требуют учитывать добычу по каждому интервалу; в целях предупреждения межколонных перетоков изолированы зоны высокого и низкого давления; потоки сырой нефти, поступающие из разных интервалов, могут быть химически несовместимыми и при смешивании образовывать шламы или допускать выпадение осадка.

Во многих случаях скважины поначалу эксплуатируются фонтанным способом, а методы механизированной добычи внедряются на более поздних этапах по мере истощения запасов пласта.

Фонтанная арматура препятствует выбросу нефти и газа из скважины на поверхность и в атмосферу, а также направляет и регулирует поток флюидов на выходе из скважины.

Особо важную роль на устье скважины во время проведения работ по заканчиванию играет противовыбросовый превентор — задвижка, которая может быть закрыта для предотвращения неуправляемого роста дебита скважины.

Многие противовыбросовые превенторы управляются дистанционно, что особенно важно для обеспечения безопасности бригады и сохранности установки и скважины.

Способ размещения и конструкция фонтанной арматуры на морской скважине определяются глубиной воды и наличием платформы. Если морская платформа – стационарного типа, то фонтанную арматуру можно установить на морскую платформу.

Но если платформа иного типа, то существующие на сегодняшний день технологии не позволяют монтировать фонтанную арматуру на платформах, и ее приходится размещать на дне моря.

Вертикальный ствол скважины может быть легко обсажен, зацементирован или закончен, более того, призабойная зона легко поддается очистке.

В отличие от этого, бурение горизонтальных скважин и их последующее исследование показало существенное увеличение темпов добычи по сравнению с вертикальными скважинами.

В результате, в настоящее время это дает большой стимул для исследования технологий, необходимых для бурения, заканчивания, проверки, интенсификации и правильной разработки горизонтальных скважин, которые, с ростом производства, могут значительно улучшить нефтяную экономику.

Многопластовые скважины являются первым выбором для горизонтальных скважин, так как пласты с естественными трещинами обычно предполагают значительное увеличение добычи.

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ С ОТКРЫТЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ.

Это наиболее экономичный тип заканчивания, где удаление шлама с горизонтального участка является основным видом интенсификации. Если требуется дополнительная интенсификация, то спускают НКТ или гибкие трубы на конечную глубину.

В горизонтальную зону вводится жидкость для интенсификации, а затем она закачивается в сам пласт.

ХВОСТОВИК С ЩЕЛЕВИДНЫМИ ПРОДОЛЬНЫМИ ОТВЕРСТИЯМИ.

Этот тип заканчивания используется при опасности обрушения стенок скважины. Он применяется в пластах, в которые естественным путем поступает флюид, а так же не требуется никакое стимулирование потока.

Рассмотрим технологию бурения многоствольных скважин типа fishbone, получившую в русскоязычной среде в качестве названия дословный перевод – технология «рыбья кость» .

Такое странное на первый взгляд наименование для нефтедобывающих технологических инструментов оказывается вполне оправданно, и обосновано оно ассоциативно – достаточно лишь поближе познакомиться с принципами рассматриваемого метода.

Итак, метод забуривания многоствольных скважин по технологии fishbone направлен в первую очередь на интенсификацию притока пластового флюида.

За счет использования технологии «рыбья кость» повышается производительность скважин, а также их приемистость в случае, если речь идет о нагнетательных объектах.

Суть технологии состоит в создании одного горизонтального ствола и множества отходящих от него ответвлений, которые за счет своего расположения обеспечивают лучшее подсоединение резервуара к стволу скважины. При этом визуальное схематичное изображение полученного объекта, действительно, напоминает скелет рыбы.

В российской технологии fishbone:

- Конструкции из труб не собирается на поверхности, а формируется во время строительства горизонтального ствола, когда с определенной точки производится бурение отростков на вышележащий нефтеносный пропласток, после чего осуществляется подъем компоновки до точки срезки.
- Затем производится срезка в основной ствол и так – до следующей заданной точки. То есть, бурим основной ствол и ответвления от него.

Ответвления могут отходить в любом направлении от горизонтального ствола и их стоимость значительно ниже, чем затраты на бурение отдельных скважин, однако сам процесс бурения таких скважин существенно сложнее

На морской платформе «Приразломная» пробурили и ввели в эксплуатацию первую многозабойную скважину с множественными горизонтальными ответвлениями «рыбья кость»

Выбранная траектория стволов позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта. Новая скважина стала четвертой нагнетательной на морской платформе «Приразломная»

Согласно квалификации **TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals)** новая скважина на российском арктическом шельфе относится к первому уровню сложности строительства многоствольных скважин, поскольку срезка и бурение боковых ответвлений производились из открытого ствола.

Уровень TAML 1: основной ствол и боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами или в каждом стволе подвешенный хвостовик. Прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависит от свойств породы, в котором находится место сочленения

Уровень TAML 2: основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол имеет открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано.

Уровень ТАМЛ 3: основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен без цементирования (возможно крепление у точки разветвления без цементирования)

Уровень ТАМЛ 4: основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (боковой ствол имеет хвостовик (фильтр))

Уровень ТАМЛ 5: основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров). Сочленение герметично. (Может быть, а может не быть зацементировано)

Уровень ТАМЛ 6: основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение герметично. (Использование только цемента для герметизации недостаточно)

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН.

Основа данной технологии – это управляемые с поверхности скважинные клапаны, используемые для регулирования притока из отдельных зон или боковых стволов, и постоянные скважинные датчики температуры и давления.

Однако по мере увеличения числа подводных скважин и скважин с большим отходом от вертикали в 1990-х гг., использование традиционных методов спуска оборудования на кабеле стало сопряжено с экономическими и техническими проблемами: вариант с динамически позиционируемыми судами, используемыми в качестве платформ для поддержки подводных работ и осуществления стандартных внутрискважинных работ, оказывается дорогостоящим, а ввод кабеля или ГНКТ в ствол через устье, расположенное на морском дне, иногда на глубине нескольких тысяч футов, намного более сложен и связан с намного большим риском, чем вход в скважину через фонтанную арматуру на поверхности.

Очевидным решением этих проблем является переход от механических операций (внутрискважинных работ) к гидравлическому или электрическому управлению с поверхности.

Однако, чтобы такая схема обеспечила то, для чего она предназначена – избежание внутрискважинных работ, – клапаны должны иметь очень большой срок службы и высочайшую надежность, чтобы перерывы между работами по их техобслуживанию составляли годы

Клапаны регулирования притока, извлекаемые на кабеле и ГНКТ. В отличие от своих предшественников эти элементы компоновки интеллектуального заканчивания не требуют спуска кабеля или ГНКТ для их закрытия, открытия или плавной регулировки площади сечения потока.

Они управляются дистанционно через гидравлическую линию, или, в случае электрических систем, по электросигналу, подаваемому на электромеханические приводы.

Эти инновации дают возможность инженерам разрабатывать клапаны с дистанционной регулировкой и разной площадью сечения потока, соответствующей профилю притока для продуктивной зоны.

ОСВОЕНИЕ МОРСКИХ СКВАЖИН

Под освоением понимают комплекс работ для вызова промышленного притока пластовой жидкости или газа в скважину. Когда естественная проницаемость пород призабойной зоны скважины ухудшена вследствие бурения, работы по освоению скважины, прежде всего, предназначены для очистки приствольной зоны продуктивного пласта от загрязнения.

Вскрытие продуктивных пластов проводят дважды: первичное — в процессе бурения, вторичное — перфорацией после крепления скважины эксплуатационной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах — одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида.

В общем случае при вторичном вскрытии пластов перфорацией необходимо преодолеть слой скважинной жидкости 5-10 мм, стенку стальной трубы 6-12мм, толщину цементного камня (в зависимости от фактического диаметра скважины 25-50мм) , а также толщину зоны призабойной закупорки коллектора. Таким образом, главное предназначение процесса перфорации — преодолеть указанные препятствия и установить гидродинамическую связь со скважиной. Рассмотрим методы вторичного вскрытия пласта.

ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Начнем с пулевой перфорации. Пулевая перфорация осуществляется путем прострела из пулевых перфораторов, в корпус которых встроены пороховые заряды с пулями. Пулевой перфоратор спускается на геофизическом кабеле в интервал продуктивного пласта. После получения электрического импульса с поверхности, заряды взрываются, передавая пулям высокую скорость и пробивную способность, и создаются перфорационные каналы в системе «скважина-пласт».

Диаметры отверстий в зависимости от типа перфоратора составляют 11мм, 12мм, 20мм, 22 мм. Пули в перфораторах простреливаются из прямолинейного горизонтального (типа АПХ) или вертикально-наклонного (типа ПВН) стволов перфоратора. При этом, глубина создаваемых перфорационных каналов перфораторами с прямолинейном горизонтальным стволом, в основном, небольшая и составляет 50-70мм. Пулевая перфорация применяется в основном вертикально-наклонными перфораторами (типа ПВН), в которых длина создаваемых каналов за счет вертикально-наклонного ствола увеличена. Например, для ПВН-90 длина перфорационных каналов составляет 140мм.

При этом в результате пулевого прострела, осуществляется воздействие на обсадную колонну и зацементированное затрубное пространство, что необходимо учитывать при планировании проведения пулевой перфорации, на основе данных геологического строения продуктивной залежи и близкорасположенных пластов.

КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ.

Основной объем применяемой технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов относится к кумулятивной перфорации. Технология создания гидродинамических каналов в системе «скважина–пласт» взрывной струей осуществляется кумулятивной перфорацией, при которой, образуемая в процессе взрыва установленного в перфораторе заряда, кумулятивная струя прорезает обсадную колонну, зацементированное пространство и создает перфорационный канал в продуктивном пласте.

Корпусные перфораторы многократного действия используются неоднократно. После проведения перфорации и подъема перфоратора из скважины в корпус перфоратора устанавливается новый заряд, что позволяет вновь использовать корпус перфоратора для выполнения следующей перфорации. Перфораторы спускаются на геофизическом кабеле, жестком геофизическом кабеле, гибкой трубе.

К перфораторам многократного действия относятся перфораторы типа ПК-105СМ-02 (глубина перфорационных каналов, в зависимости от установленного заряда, 271-722мм), ПК-95 и другие аппараты, изготавливаемые отечественными и зарубежными фирмами. Несмотря на высокие технологические достоинства кумулятивной перфорации, недостатком является то, что при создании кумулятивных струй осуществляется также взрывное воздействие на обсадную колонну и крепь скважины.

В связи с этим, были разработаны щадящие технологии вторичного вскрытия, исключаящие фугасное воздействие на обсадную колонну и крепь скважины.

В целях совершенствования технологий щадящей перфорации были разработаны более современные технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта сверлящей перфорацией.

СВЕРЛЯЩАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Перфораторы спускаются на геофизическом кабеле. Перфоратор представляет собой электродвигатель с редуктором, благодаря которому осуществляется сверление обсадной трубы и горной породы. Устройство упирается в стенки обсадной трубы и начинается сверление.

Сверлящая перфорация предпочтительней при вскрытии продуктивных пластов, расположенных в зоне водонефтяных и водогазовых залежей продуктивных горизонтов, т.к. она обеспечивает щадящий режим вторичного вскрытия.

Перфорация с помощью комплекса УФПК-1 имеет ряд следующих преимуществ:

вскрывать тонкослоистые и маломощные пласты мощностью от 0,5м и более;

контроль прямыми и косвенными (графическими) методами глубину пробуренного канала;

Создавать канал строго под 90° относительно оси скважины за счет жесткого соединения буровых втулок;

Производить вскрытие многоколонной конструкции скважины, т.е. вторичное вскрытие пласта через эксплуатационную и техническую колонны.

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидропескоструйная перфорация при вторичном вскрытии продуктивного пласта осуществляется размывом отверстий или щелей в обсадной колонне, цементном кольце и горной породе смесью песка с жидкостью, выходящей под высоким давлением из насадок гидропескоструйного перфоратора.

Гидропескоструйная перфорация подразделяется на точечную перфорацию, с образованием отверстий в обсадной колонне и горной породе, и щелевую, с образованием щелей в обсадной колонне и горной породе.

Песчаная смесь содержит 50–100 кг песка на 1м³ жидкости, фракционный состав песка может изменяться от 0,2мм до 1мм. Смесь вытекает из насадок перфоратора с большой скоростью и промывает в обсадной колонне, цементном кольце и породе продуктивного пласта каналы длиной до 1м и диаметром до 60мм. Диаметр отверстий насадок может составлять: 3,0мм; 4,5мм; 6,0мм; 9мм.

ГИДРОМЕХАНИЧЕСКАЯ ЩЕЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидромеханическая щелевая перфорация осуществляется путем создания механическим способом щелей в обсадной колонне с последующим размывом каналов в цементном кольце и горной породе гидромониторным методом через прорезанные щели. Гидромеханическим перфоратором, спущенным в скважину на НКТ в интервал продуктивного пласта, создаются механическим путем непрерывные длинные продольные щели. После создания щелей в обсадной колонне, через перфорированные щели под воздействием гидромониторной струи жидкости, выходящей под высоким давлением на цементное кольцо и горную породу через насадки перфоратора, вымываются сплошные каверны

Затем, через определенную протяженность интервала продуктивного пласта (например, 0,5м) осуществляется создание следующих щелевых перфорационных каналов. Длина продольных щелей составляет до 3м. Глубина набитой каверны достигает до 1м.

По данной технологии производится вторичное вскрытие продуктивного пласта в виде создания 2-х или 4-х щелей на одном метре ствола скважины. После прорезания щелей в колонне, через них, с помощью гидромониторных насадок в перфораторе, происходит размывание цементного камня и создание каверн в породе продуктивного пласта.

Некоторые способы освоения скважин основаны на снижении давления гидростатического столба жидкости ниже пластового и создании тем самым депрессии на продуктивный пласт (разницы между пластовым и забойным давлениями), достаточной для преодоления сопротивлений фильтрационному потоку жидкости или газа из пласта к забою скважины.

Уменьшение противодавления на пласт достигают либо снижением уровня жидкости в эксплуатационной колонне, либо уменьшением ее плотности, либо комбинацией обоих этих способов.

Депрессию на пласт для получения притока выбирают в зависимости от коллекторских свойств пород пласта.

В случае создания депрессии на пласт путем замены бурового раствора на другую жидкость меньшей плотностью первоначально рассчитывается создание требуемой депрессии на пласт, затем по известным формулам определяют требуемый объем облегченной жидкости. После чего через затрубное пространство подают рассчитанный объем жидкости в скважину. Тем самым происходит замена тяжелого раствора на облегченный (создается депрессия) в скважине и получаем приток флюида к забою скважины и далее по лифтовой на поверхность.

В случае когда приток флюида из пласта начинается до окончания процесса, давление на выкиде насосов уменьшается, и их подачи может не хватить для поддержания притока, на выкидной линии устанавливают штуцер, которым регулируют скорость потока и давление. (при испытании слабосцементированных и подверженных разрушению коллекторов).

Простейшим способом снижения уровня в скважине для ее запуска с помощью газлифта является вытеснение жидкости через НКТ под действием нагнетания сжатого газа в затрубное пространство между обсадной колонной и подъемными трубами. Однако на практике для освоения этим способом глубоких и сверхглубоких скважин требуются очень высокие давления.

Широкого распространения данный способ не получил в виду больших затрат связанных с установкой дополнительного скважинного оборудования (газлифтный подъемник, газлифтный клапан), а так же подвода газового агента.

Поэтому в современной практике нефтедобычи уровень жидкости в скважине снижают в несколько этапов через пусковые клапаны, установленные по высоте подъемной колонны труб. Клапаны обеспечивают плавный пуск и стабильную работу при требуемых депрессиях на пласт.

Перед пуском в скважину на колонне НКТ размещают в предварительно рассчитанных местах специальные пусковые клапаны. Используя агрегат, в затрубное пространство нагнетают газ и снижают уровень жидкости.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Установка пусковых клапанов на подъемной колонне труб позволяет осваивать глубокие скважины при депрессии до 8 МПа .

Теоретические основы работы струйных аппаратов

Вызов притока при помощи струйных аппаратов обеспечивается путем снижения давления в подпакерной зоне до значения, меньше гидростатического.

В струйных аппаратах происходит смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком называется инжектируемым.

В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектируемому потоку. Во время протекания жидкости через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Все струйные насосы, применяемые в освоении скважин, принадлежат к высоконапорным, у которых соотношение площадей камеры смешивания f_c и рабочей насадки f_p меньше четырех ($f_c/f_p < 4$).

Рабочая жидкость подается с поверхности по колонне НКТ к рабочей насадке струйного насоса.

Далее поток проходит через камеру смешивания с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины.

Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии поступает в камеру смешивания аппарата, где смешивается с рабочим потоком. Всасывающая линия образована находящейся ниже насоса колонной НКТ.

Струйные насосы различаются по конструктивным решениям и в последнее время применяются:

- вставные – насос опускается в скважину после спуска колонны НКТ
- невставные – насос опускается в скважину на колонне НКТ
- проходные – имеется канал для пропуска геофизической аппаратуры через насос
- непроходные – канал для пропуска аппаратуры отсутствует
- прямой промывки – нагнетание рабочей жидкости осуществляется в колонну НКТ
- обратной промывки – нагнетание рабочей жидкости осуществляется в затрубное пространство
- однорядные – рабочий орган (насадка+приемная камера) один
- многорядные – рабочих органов несколько
- Возможны конструкции насосов, комбинированные из вышеперечисленных.

ОБОРУДОВАНИЕ

Пакеры

Пакеры – специальные технологические устройства, предназначенные для разобщения отдельных участков ствола скважины. По способу установки различают пакеры с опорой на забой и с опорой на стенку скважины, а по способу создания усилия на деформирующийся уплотнительный элемент – механического и гидравлического действия.

При работе со струйным насосом применяют пакеры механического действия, так как пакеры гидравлического действия приводятся в рабочее положение изменением давления в скважине, в то время как изменение давления в скважине при использовании струйного насоса уже используется для технологических целей. Возможно применение пакеров как с опорой на забой, так и с опорой на стенку скважины.

Глубинные приборы и специальные клапаны

Для контроля за процессом освоения и проведения гидродинамических исследований в поднасосную часть компоновки испытательного инструмента устанавливаются глубинные манометры. Допускается применение любых автономных глубинных манометров с временем записи свыше 48 часов.

Для записи КВД с закрытием скважины на забое под струйным насосом устанавливается стандартный тарельчатый или шаровой клапан, который срабатывает под действием гидростатического давления во время прекращения циркуляции наземными установками.

Насосно-компрессорные трубы и фонтанная арматура

Спуск подземного оборудования осуществляется на насосно-компрессорных трубах. При работе со струйными насосами используется стандартная фонтанная арматура. Тип фонтанной арматуры выбирается в зависимости от ожидаемого максимального давления на устье и размеров установленного фланца колонной головки. Рабочее давление фонтанной арматуры должно быть равно или больше максимального давления на устье.

Шламовые фильтры

Для предотвращения загрязнения рабочих узлов струйного насоса шламом и другими мехпримесями на нагнетательной линии устанавливается фильтр ФП-1.

Допускается применение щелевого фильтра, который отличается от фильтра ФП-1 тем, что фильтровая труба перфорирована не круглыми отверстиями, а щелями шириной 3 мм, расположенными в шахматном порядке.

Технологии освоения и исследования скважин с помощью струйных насосов

- Сначала спускают компоновку НКТ на внешнем лифте;
- Затем устанавливают пакер ниже струйного насоса;
- После этого происходит запуск струйного насоса, стабилизация динамического уровня и депрессии (когда пластовое давление больше, чем на забое). Затем исследуют скважину на приток.

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечивать прохождение подземного оборудования.

Эксплуатационная колона должна быть герметичной при пробном давлении. Цементное кольцо должно быть качественным (определяется по данным ГИС).

Близлежащие продуктивные пласты должны отстоять от перфорированного интервала не менее, чем на 15 метров.

При невыполнении одного из перечисленных условий применение струйного насоса не допускается.

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750 – 800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и газа не превышали 8 МПа. В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НТК. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то допускают НКТ на определенную глубину или до кровли пласта.

ОСВОЕНИЕ МОРСКИХ СКВАЖИН

Под освоением понимают комплекс работ для вызова промышленного притока пластовой жидкости или газа в скважину. Когда естественная проницаемость пород призабойной зоны скважины ухудшена вследствие бурения, работы по освоению скважины, прежде всего, предназначены для очистки приствольной зоны продуктивного пласта от загрязнения.

Вскрытие продуктивных пластов проводят дважды: первичное — в процессе бурения, вторичное — перфорацией после крепления скважины эксплуатационной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах — одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида.

В общем случае при вторичном вскрытии пластов перфорацией необходимо преодолеть слой скважинной жидкости 5-10 мм, стенку стальной трубы 6-12мм, толщину цементного камня (в зависимости от фактического диаметра скважины 25-50мм) , а также толщину зоны призабойной закупорки коллектора. Таким образом, главное предназначение процесса перфорации — преодолеть указанные препятствия и установить гидродинамическую связь со скважиной. Рассмотрим методы вторичного вскрытия пласта.

ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Начнем с пулевой перфорации. Пулевая перфорация осуществляется путем прострела из пулевых перфораторов, в корпус которых встроены пороховые заряды с пулями. Пулевой перфоратор спускается на геофизическом кабеле в интервал продуктивного пласта. После получения электрического импульса с поверхности, заряды взрываются, передавая пулям высокую скорость и пробивную способность, и создаются перфорационные каналы в системе «скважина-пласт».

Диаметры отверстий в зависимости от типа перфоратора составляют 11мм, 12мм, 20мм, 22 мм. Пули в перфораторах простреливаются из прямолинейного горизонтального (типа АПХ) или вертикально-наклонного (типа ПВН) стволов перфоратора. При этом, глубина создаваемых перфорационных каналов перфораторами с прямолинейном горизонтальным стволом, в основном, небольшая и составляет 50-70мм. Пулевая перфорация применяется в основном вертикально-наклонными перфораторами (типа ПВН), в которых длина создаваемых каналов за счет вертикально-наклонного ствола увеличена. Например, для ПВН-90 длина перфорационных каналов составляет 140мм.

При этом в результате пулевого прострела, осуществляется воздействие на обсадную колонну и зацементированное затрубное пространство, что необходимо учитывать при планировании проведения пулевой перфорации, на основе данных геологического строения продуктивной залежи и близкорасположенных пластов.

КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ.

Основной объем применяемой технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов относится к кумулятивной перфорации. Технология создания гидродинамических каналов в системе «скважина–пласт» взрывной струей осуществляется кумулятивной перфорацией, при которой, образуемая в процессе взрыва установленного в перфораторе заряда, кумулятивная струя прорезает обсадную колонну, зацементированное пространство и создает перфорационный канал в продуктивном пласте.

Корпусные перфораторы многократного действия используются неоднократно. После проведения перфорации и подъема перфоратора из скважины в корпус перфоратора устанавливается новый заряд, что позволяет вновь использовать корпус перфоратора для выполнения следующей перфорации. Перфораторы спускаются на геофизическом кабеле, жестком геофизическом кабеле, гибкой трубе.

К перфораторам многократного действия относятся перфораторы типа ПК-105СМ-02 (глубина перфорационных каналов, в зависимости от установленного заряда, 271-722мм), ПК-95 и другие аппараты, изготавливаемые отечественными и зарубежными фирмами. Несмотря на высокие технологические достоинства кумулятивной перфорации, недостатком является то, что при создании кумулятивных струй осуществляется также взрывное воздействие на обсадную колонну и крепь скважины.

В связи с этим, были разработаны щадящие технологии вторичного вскрытия, исключаящие фугасное воздействие на обсадную колонну и крепь скважины.

В целях совершенствования технологий щадящей перфорации были разработаны более современные технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта сверлящей перфорацией.

СВЕРЛЯЩАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Перфораторы спускаются на геофизическом кабеле. Перфоратор представляет собой электродвигатель с редуктором, благодаря которому осуществляется сверление обсадной трубы и горной породы. Устройство упирается в стенки обсадной трубы и начинается сверление.

Сверлящая перфорация предпочтительней при вскрытии продуктивных пластов, расположенных в зоне водонефтяных и водогазовых залежей продуктивных горизонтов, т.к. она обеспечивает щадящий режим вторичного вскрытия.

Перфорация с помощью комплекса УФПК-1 имеет ряд следующих преимуществ:

вскрывать тонкослоистые и маломощные пласты мощностью от 0,5м и более;

контроль прямыми и косвенными (графическими) методами глубину пробуренного канала;

Создавать канал строго под 90° относительно оси скважины за счет жесткого соединения буровых втулок;

Производить вскрытие многоколонной конструкции скважины, т.е. вторичное вскрытие пласта через эксплуатационную и техническую колонны.

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидропескоструйная перфорация при вторичном вскрытии продуктивного пласта осуществляется размывом отверстий или щелей в обсадной колонне, цементном кольце и горной породе смесью песка с жидкостью, выходящей под высоким давлением из насадок гидропескоструйного перфоратора.

Гидропескоструйная перфорация подразделяется на точечную перфорацию, с образованием отверстий в обсадной колонне и горной породе, и щелевую, с образованием щелей в обсадной колонне и горной породе.

Песчаная смесь содержит 50–100 кг песка на 1м³ жидкости, фракционный состав песка может изменяться от 0,2мм до 1мм. Смесь вытекает из насадок перфоратора с большой скоростью и промывает в обсадной колонне, цементном кольце и породе продуктивного пласта каналы длиной до 1м и диаметром до 60мм. Диаметр отверстий насадок может составлять: 3,0мм; 4,5мм; 6,0мм; 9мм.

ГИДРОМЕХАНИЧЕСКАЯ ЩЕЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидромеханическая щелевая перфорация осуществляется путем создания механическим способом щелей в обсадной колонне с последующим размывом каналов в цементном кольце и горной породе гидромониторным методом через прорезанные щели. Гидромеханическим перфоратором, спущенным в скважину на НКТ в интервал продуктивного пласта, создаются механическим путем непрерывные длинные продольные щели. После создания щелей в обсадной колонне, через перфорированные щели под воздействием гидромониторной струи жидкости, выходящей под высоким давлением на цементное кольцо и горную породу через насадки перфоратора, вымываются сплошные каверны

Затем, через определенную протяженность интервала продуктивного пласта (например, 0,5м) осуществляется создание следующих щелевых перфорационных каналов. Длина продольных щелей составляет до 3м. Глубина набитой каверны достигает до 1м.

По данной технологии производится вторичное вскрытие продуктивного пласта в виде создания 2-х или 4-х щелей на одном метре ствола скважины. После прорезания щелей в колонне, через них, с помощью гидромониторных насадок в перфораторе, происходит размывание цементного камня и создание каверн в породе продуктивного пласта.

Некоторые способы освоения скважин основаны на снижении давления гидростатического столба жидкости ниже пластового и создании тем самым депрессии на продуктивный пласт (разницы между пластовым и забойным давлениями), достаточной для преодоления сопротивлений фильтрационному потоку жидкости или газа из пласта к забою скважины.

Уменьшение противодавления на пласт достигают либо снижением уровня жидкости в эксплуатационной колонне, либо уменьшением ее плотности, либо комбинацией обоих этих способов.

Депрессию на пласт для получения притока выбирают в зависимости от коллекторских свойств пород пласта.

В случае создания депрессии на пласт путем замены бурового раствора на другую жидкость меньшей плотностью первоначально рассчитывается создание требуемой депрессии на пласт, затем по известным формулам определяют требуемый объем облегченной жидкости. После чего через затрубное пространство подают рассчитанный объем жидкости в скважину. Тем самым происходит замена тяжелого раствора на облегченный (создается депрессия) в скважине и получаем приток флюида к забою скважины и далее по лифтовой на поверхность.

В случае когда приток флюида из пласта начинается до окончания процесса, давление на выкиде насосов уменьшается, и их подачи может не хватить для поддержания притока, на выкидной линии устанавливают штуцер, которым регулируют скорость потока и давление. (при испытании слабосцементированных и подверженных разрушению коллекторов).

Простейшим способом снижения уровня в скважине для ее запуска с помощью газлифта является вытеснение жидкости через НКТ под действием нагнетания сжатого газа в затрубное пространство между обсадной колонной и подъемными трубами. Однако на практике для освоения этим способом глубоких и сверхглубоких скважин требуются очень высокие давления.

Широкого распространения данный способ не получил в виду больших затрат связанных с установкой дополнительного скважинного оборудования (газлифтный подъемник, газлифтный клапан), а так же подвода газового агента.

Поэтому в современной практике нефтедобычи уровень жидкости в скважине снижают в несколько этапов через пусковые клапаны, установленные по высоте подъемной колонны труб. Клапаны обеспечивают плавный пуск и стабильную работу при требуемых депрессиях на пласт.

Перед пуском в скважину на колонне НКТ размещают в предварительно рассчитанных местах специальные пусковые клапаны. Используя агрегат, в затрубное пространство нагнетают газ и снижают уровень жидкости.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Установка пусковых клапанов на подъемной колонне труб позволяет осваивать глубокие скважины при депрессии до 8 МПа .

Теоретические основы работы струйных аппаратов

Вызов притока при помощи струйных аппаратов обеспечивается путем снижения давления в подпакерной зоне до значения, меньше гидростатического.

В струйных аппаратах происходит смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком называется инжектируемым.

В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектируемому потоку. Во время протекания жидкости через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Все струйные насосы, применяемые в освоении скважин, принадлежат к высоконапорным, у которых соотношение площадей камеры смешивания f_c и рабочей насадки f_p меньше четырех ($f_c/f_p < 4$).

Рабочая жидкость подается с поверхности по колонне НКТ к рабочей насадке струйного насоса.

Далее поток проходит через камеру смешивания с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины.

Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии поступает в камеру смешивания аппарата, где смешивается с рабочим потоком. Всасывающая линия образована находящейся ниже насоса колонной НКТ.

Струйные насосы различаются по конструктивным решениям и в последнее время применяются:

- вставные – насос опускается в скважину после спуска колонны НКТ
- невставные – насос опускается в скважину на колонне НКТ
- проходные – имеется канал для пропуска геофизической аппаратуры через насос
- непроходные – канал для пропуска аппаратуры отсутствует
- прямой промывки – нагнетание рабочей жидкости осуществляется в колонну НКТ
- обратной промывки – нагнетание рабочей жидкости осуществляется в затрубное пространство
- однорядные – рабочий орган (насадка+приемная камера) один
- многорядные – рабочих органов несколько
- Возможны конструкции насосов, комбинированные из вышеперечисленных.

ОБОРУДОВАНИЕ

Пакеры

Пакеры – специальные технологические устройства, предназначенные для разобщения отдельных участков ствола скважины. По способу установки различают пакеры с опорой на забой и с опорой на стенку скважины, а по способу создания усилия на деформирующийся уплотнительный элемент – механического и гидравлического действия.

При работе со струйным насосом применяют пакеры механического действия, так как пакеры гидравлического действия приводятся в рабочее положение изменением давления в скважине, в то время как изменение давления в скважине при использовании струйного насоса уже используется для технологических целей. Возможно применение пакеров как с опорой на забой, так и с опорой на стенку скважины.

Глубинные приборы и специальные клапаны

Для контроля за процессом освоения и проведения гидродинамических исследований в поднасосную часть компоновки испытательного инструмента устанавливаются глубинные манометры. Допускается применение любых автономных глубинных манометров с временем записи свыше 48 часов.

Для записи КВД с закрытием скважины на забое под струйным насосом устанавливается стандартный тарельчатый или шаровой клапан, который срабатывает под действием гидростатического давления во время прекращения циркуляции наземными установками.

Насосно-компрессорные трубы и фонтанная арматура

Спуск подземного оборудования осуществляется на насосно-компрессорных трубах. При работе со струйными насосами используется стандартная фонтанная арматура. Тип фонтанной арматуры выбирается в зависимости от ожидаемого максимального давления на устье и размеров установленного фланца колонной головки. Рабочее давление фонтанной арматуры должно быть равно или больше максимального давления на устье.

Шламовые фильтры

Для предотвращения загрязнения рабочих узлов струйного насоса шламом и другими мехпримесями на нагнетательной линии устанавливается фильтр ФП-1.

Допускается применение щелевого фильтра, который отличается от фильтра ФП-1 тем, что фильтровая труба перфорирована не круглыми отверстиями, а щелями шириной 3 мм, расположенными в шахматном порядке.

Технологии освоения и исследования скважин с помощью струйных насосов

- Сначала спускают компоновку НКТ на внешнем лифте;
- Затем устанавливают пакер ниже струйного насоса;
- После этого происходит запуск струйного насоса, стабилизация динамического уровня и депрессии (когда пластовое давление больше, чем на забое). Затем исследуют скважину на приток.

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечивать прохождение подземного оборудования.

Эксплуатационная колона должна быть герметичной при пробном давлении. Цементное кольцо должно быть качественным (определяется по данным ГИС).

Близлежащие продуктивные пласты должны отстоять от перфорированного интервала не менее, чем на 15 метров.

При невыполнении одного из перечисленных условий применение струйного насоса не допускается.

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750 – 800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и газа не превышали 8 МПа. В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НТК. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то допускают НКТ на определенную глубину или до кровли пласта.