

Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского

Кузьмина Р.И., Малышев С.В.

Химические реагенты бурения нефтяных и газовых скважин

Утверждено Редакционно-издательским советом
Саратовского государственного университета
в качестве учебно-методического пособия
для студентов химического факультета, обучающихся
по специальности 240403 – «Химическая технология
природных энергоносителей и углеродных материалов»

САРАТОВ, 2008



В рамках выполнения инновационной образовательной программы
Договор Федерального агентства по образованию №449 от 04.06.07

Мероприятие 1.1.13 “Создание регионального инновационного научно-образовательного центра “Химия природных и синтетических материалов”

УДК 665.64
ББК 35.514

ФУНКЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

ВВЕДЕНИЕ

Цель проведения буровой операции – пробурить, оценить и закончить продуктивную нефтяную или газовую скважину. Применение буровых растворов, выполняющих многочисленные функции, помогает достичь данной цели. Контроль функций растворов осуществляется совместно инженерами по буровым растворам и теми, кто непосредственно руководит процессом бурения. Обязанностью всех ответственных за бурение скважины, включая представителя нефтедобывающей компании, бурового подрядчика и буровой бригады, является обеспечение правильного выполнения работ. Основная задача инженера по буровым растворам состоит в том, чтобы свойства бурового раствора отвечали условиям бурения.

ФУНКЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.

Функции буровых растворов характеризуют задачи, выполняемые буровыми растворами, хотя не все функции находят свое применение при бурении различных скважин. Степень значимости той или иной функции раствора определяется состоянием скважины и тем, какая операция проводится в данный момент. Среди основных функций растворов можно перечислить следующие:

1. Удаление выбуренной породы из скважины.
2. Контроль пластового давления.
3. Удерживание выбуренных частиц во взвешенном состоянии.
4. Кольматирующая способность
5. Поддержание устойчивости ствола.
6. Сохранение эксплуатационных свойств продуктивного пласта
7. Охлаждение, смазка и поддержание долота и буровой компоновки.
8. Передача гидравлической энергии на инструмент и долото.
9. Обеспечение правильной оценки параметров продуктивного пласта.

10. Коррозионный контроль.
11. Повышение эффективности процесса цементирования и заканчивания.
12. Снижение воздействия на окружающую среду.

1. ВЫНОС ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ИЗ СКВАЖИНЫ

Выбуренные частицы, образующие в результате работы долота, должны удаляться из скважины. Для этого буровой раствор прокачивают по буровой колонне, через долото; при этом выбуренная порода улавливается и выносятся вверх по затрубью на поверхность. Эффективность выноса выбуренного шлама (очистки ствола) зависит от размера, формы и плотности твердых частиц, скорости проходки, вращения бурильной колонны, а также от вязкости, плотности и скорости восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве.

Вязкость. На эффективность очистки также существенное влияние оказывают вязкость и реология бурового раствора. При использовании низковязких растворов (например, воды) процесс осаждения частиц идет быстро, и поэтому их трудно удалить из скважины. Растворы с высокой вязкостью, напротив, ускоряют процесс выноса шлама на поверхность.

Большинство буровых растворов являются *тиксотропными*. Это означает, что в статических условиях они загущаются. Данное свойство раствора позволяет удерживать частицы в состоянии взвеси при свинчивании инструмента и в процессе проведения других операций, когда раствор не циркулирует. Буровые растворы, разжижающиеся при сдвиге, и имеющие высокую вязкость при низкой скорости потока в кольцевом пространстве, обеспечивают наиболее эффективную очистку ствола скважины.

Скорость. Обычно, высокая скорость потока в затрубье ускоряет вынос бурового шлама. Так, при использовании разжижающих растворов, высокие скорости могут привести к образованию турбулентного потока, который способствует эффективной очистке, но также может вызвать осложнения.

Скорость, с которой частицы осаждаются в растворе...

Скорость, с которой частицы осаждаются в растворе, называют *скоростью осадения*. Скорость осадения частицы зависит от ее плотности, размера и формы, а также от вязкости, плотности и скорости потока бурового раствора. Частица будет вынесена на поверхность, если скорость потока в затрубье превысит скорость осадения частицы.

Скорость, с которой частицы поднимаются вверх по кольцевому пространству, называется *скоростью выноса*. Для вертикальной скважины:

Скорость выноса = Скорость потока в затрубье – скорость осадения

(Примечание: Такие темы, как скорость осадения, скорость выноса, зависимость эффективности выноса шлама от реологических и гидравлических свойств раствора, будут обсуждаться подробнее в другой главе)

Процесс выноса шлама в горизонтальных скважинах и скважинах с большим отклонением по вертикали, оказывается более затруднительным, чем в случае с вертикальными скважинами. Скорость выноса, определяемая для вертикальных скважин, не может применяться в отношении наклонных скважин, поскольку в этих скважинах шлам осаждается в нижней части ствола по направлению движения флюида, а не противоположном направлении. В горизонтальных скважинах выбуренная порода скапливается вдоль донной части ствола, образуя «шламовые подушки». Эти отложения препятствуют прохождению потока, увеличивают крутящий момент; их трудно удалить из скважины.

Существует два способа борьбы с осложнениями, которые затрудняют очистку ствола в горизонтальных и наклонных скважинах, это:

а) Использование тиксотропных, разжижающихся при сдвиге растворов, с высокой вязкостью при низкой скорости сдвига (LSRV) и создание ламинарного потока. Примером таких растворов могут служить биополимерные системы, такие как FLO-PRO, и флокулированные бентонитовые системы, такие как растворы на основе смесей гидроксидов металлов (MMH), например, система DRILPLEXTM. Подобные системы растворов обеспечивают высокую вязкость с относительно плоским профилем скорости потока в затрубье, а также очистку большей

части ствола по разрезу скважины. В случае с утяжеленными растворами, процесс выноса шлама можно усовершенствовать путем увеличения показателей Фэнн вискозиметра при 3 и 6 об/мин (показатели LSRV) в 1-1,5 раза от диаметра ствола в дюймах, и использовать наибольшую скорость ламинарного потока.

б) Использование высокой скорости потока и буровых растворов малой плотности для получения турбулентного потока. Турбулентный поток обеспечивает хорошую очистку и предотвращает осаждение частиц в процессе циркуляции, однако, при остановке циркуляции, шлам осаждается быстро. Данный подход подразумевает удержание взвеси твердых частиц турбулентностью и высокой скоростью потока в затрубье. Наиболее эффективно применение неутяжеленных растворов с низкой плотностью для бурения в устойчивых породах. Однако эффективность подобной технологии может ограничиваться рядом факторов, такими, как большой диаметр ствола, низкая скорость насосов, большие глубины, недостаточная целостность пласта и использование буровых насосов и скважинного оборудования, сдерживающих скорость потока.

Плотность. Растворы с высокой плотностью ускоряют процесс очистки путем увеличения выталкивающей нагрузки на выбуренную породу, способствуя ее удалению из скважины. По сравнению с растворами, обладающими низкой плотностью, данные системы растворов обеспечивают адекватную очистку ствола даже при низкой реологии и низкой скорости потока в затрубье. Однако избыточная плотность раствора оказывает неблагоприятное воздействие на процесс бурения; никогда не следует увеличивать плотность в целях улучшения очистки ствола.

Высокая скорость вращения также способствует повышению эффективности очистки ствола.

Вращение бурильной колонны. Высокая скорость вращения обеспечивает более эффективную очистку ствола, поскольку к потоку раствора в кольцевом пространстве добавляется элемент кругового движения. Выбуренные

частицы, сосредоточенные у стенок скважины, благодаря этому *винтовому* (спиральному) потоку, начинают перемещаться в такие зоны кольцевого пространства, откуда они быстрее могут быть вынесены на поверхность. Вращение бурильной колонны – лучший метод, который можно применить, где это возможно, для удаления выбуренного шлама из горизонтальной скважины или скважины с большим углом отклонения.

2. КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Как уже отмечалось ранее, основной функцией бурового раствора является поддержание пластового давления, необходимого для успешного бурения. Обычно, с ростом пластового давления плотность раствора увеличивают за счет добавления барита. Это делается того, чтобы уравновесить давление и обеспечить устойчивость ствола. Созданные условия будут препятствовать попаданию пластового флюида в скважину; пластовые флюиды, находящиеся под давлением, не вызовут выброса. Давление, образованное столбом бурового раствора, находящегося в статике (не циркулирующего) называется *гидростатическим давлением*, оно зависит от плотности раствора и фактической вертикальной глубины.

Пластовый флюид не попадет в скважину в том случае, если гидростатическое давление столба раствора будет равно пластовому давлению или будет превышать его. Поддержание "контроля за скважиной" предполагает соблюдение определенных условий, при которых ни один пластовый флюид не должен попасть в скважину. Однако, могут возникнуть ситуации, требующие присутствия в скважине пластовых флюидов – высокий уровень фоновый газа при бурении, или если скважина, находящаяся под бурением, стала производить промышленные количества нефти или газа. Контроль скважины (или контроль давления) осуществляется для того, чтобы не допустить *бесконтрольного* притока флюида в скважину.

Кроме давления, образуемого пластовыми флюидами, гидростатическое давление контролирует другие напряжения, создаваемые в зонах, прилегающих к стволу скважины. В геологически активных районах породы могут находиться под напряжением, создаваемым в результате воздействия тектонических

сил, это может привести к потере устойчивости ствола даже в случае, если давления будут сбалансированы. Устойчивость ствола скважины, пробуренной в зоне тектонических напряжений, обеспечивается поддержанием баланса между гидростатическим давлением и тектоническим напряжением. Снижение устойчивости ствола может наблюдаться в наклонных и горизонтальных участках, в этом случае контроль также осуществляется регулированием гидростатического давления.

Нормальное пластовое давление может изменяться от градиента, равного 0,433 psi/ft (8,33 фунт/гал пресной воды) на суше, до 0,465 psi/ft (8,95 фунт/гал) на шельфе. Отклонения пластового давления от приведенных значений могут быть вызваны различными факторами – высотой над уровнем моря, местоположением, различными геологическими условиями. Плотность бурового раствора может варьироваться от значения плотности воздуха (0 psi/ft) до более, чем 20,0 фунт/гал (1,04 psi/ft)

Часто, в пластах, находящихся под низким пластовым давлением бурение ведется воздухом, газом, нефтяной пылью, вязкой пеной, аэрированными растворами или специальными системами с ультра низкой плотностью (обычно на углеводородной основе).

Плотность бурового раствора должна быть не ниже минимальной, необходимой для регулирования пластового давления, и не выше максимального значения, превышение которого может привести к разрыву пласта. На практике, плотность раствора ограничивается величиной, необходимой для осуществления контроля давления и обеспечения устойчивости ствола.

3. УДЕРЖИВАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ

Буровой раствор должен удерживать выбуренные частицы породы в состоянии взвеси.

Буровой раствор должен удерживать во взвешенном состоянии выбуренные частицы, утяжеляющие материалы, различные добавки, в то же время выбуренная порода должна своевременно удаляться очистным оборудованием. Выбуренные частицы, осаждающиеся в статических условиях, образуют отложе-

ния, которые, в свою очередь, могут привести к прихвату инструмента или поглощению раствора. Утяжелители, при осаждении, оказывают значительное воздействие на плотность раствора, находящегося в скважине. В динамических условиях отложения чаще всего скапливаются в скважинах с большим углом отклонения, при низкой скорости циркуляции флюида в кольцевом пространстве.

Высокая концентрация выбуренной породы в растворе негативно сказывается практически на любом аспекте бурения, эффективности всего процесса в целом, и снижает скорость проходки. При высоких концентрациях шлама в растворе, возрастают его плотность и вязкость, что, в свою очередь, ведет к увеличению стоимости регулирования свойств раствора и росту объемов разбавления. Возрастают такие показатели, как мощность, необходимая для циркуляции, толщина фильтрационной корки, крутящий момент, вероятность прихвата также увеличивается.

Удерживающая способность раствора должна уравниваться такими свойствами раствора, которые способствуют удалению выбуренной породы с помощью очистного оборудования. Для удержания выбуренных частиц в состоянии взвеси требуется высокая вязкость, способность разжижаться при сдвиге, тиксотропные свойства, тогда как эффективная работа очистного оборудования обеспечивается при использовании раствора с более низкой вязкостью. Показатели эффективности очистного оборудования снижаются в случае, если используемый раствор не разжижается при сдвиге, содержит большой объем выбуренной породы, и обладает высокой пластической вязкостью. В целях осуществления качественного контроля твердой фазы необходимо удалять выбуренную породу из бурового раствора во время первого цикла циркуляции. При повторном попадании шлама в циркулирующий раствор, он распадается на более мелкие частицы, которые уже труднее удалить. Наиболее легкий способ определить, удаляется ли шлам из раствора – сравнить содержание песка в растворе, находящегося в выкидной линии и в приемной емкости.

4. КОЛЬМАТИРУЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ

Проницаемость – это способность флюида проникать сквозь поры пласта; пласты должны быть проницаемы для углеводородов. Фильтрат бурового раствора попадает в пласт, если давление столба раствора выше пластового. При этом фильтрационная корка, образованная твердой фазой раствора, откладывается на стенках скважины. Рецепт раствора разрабатывается таким образом, чтобы фильтрационная корка, которую он формирует, была тонкой, низкопроницаемой, и препятствовала попаданию фильтрата раствора в пласт. При наличии такой корки можно избежать большинства проблем, возникающих в процессе бурения и освоения скважины, она также способствует повышению устойчивости ствола. Формирование толстой фильтрационной корки может привести к потенциальным осложнениям, таким, как образование сужений в стволе скважины, затруднения при проведении каротажных работ, рост крутящего момента, затяжки и посадки инструмента, прихват колонны, потеря циркуляции и нарушение эксплуатационных свойств продуктивного пласта. В высокопроницаемый пласт с порами большого размера может уйти весь объем раствора. Для предотвращения подобных ситуаций предусмотрено использование кольматирующих материалов, закупоривающих большие отверстия в пласте. Наиболее эффективны кольматанты с размером частиц, равным половине объема самого большого отверстия в пласте. Это могут быть такие вещества, как карбонат кальция, измельченная целлюлоза, а также большое количество различных материалов для борьбы с поглощением. В зависимости от того, какая система раствора используется при бурении, для улучшения качества корки и сокращения объема фильтрационных потерь в состав раствора включают различные добавки, такие как бентонит, природные или синтетические полимеры, асфальт, гильсонит, органические вещества – дефлокулянты.

5. ПОДДЕРЖАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Для обеспечения устойчивости ствола скважины необходимо достичь равновесия между механическими (давление и напряжение) и химическими факторами. Ствол скважины должен сохранять устойчивость на всем протяжении процесса строительства скважины, до тех пор, пока не будет спущена обсадная колонна и не будет произведен цементаж. Этому должен способствовать буровой раствор, химический состав и свойства которого должны быть тщательно подобраны для достижения этой цели. В независимости от состава раствора и других факторов, его плотность должна находиться в диапазоне величин, необходимых для поддержания равновесия между механическими силами, воздействующими на ствол (пластовое давление, напряжения, связанные с направлением скважины, тектонические напряжения).

О неустойчивости ствола чаще всего можно судить по таким признакам, как сужения ствола, образование пробок и шламовых стаканов при СПО, вызываемых осыпанием пород. В этих условиях, для достижения исходной глубины, может возникнуть необходимость расширять скважину от забоя к устью. (Помните, что эти же признаки могут указывать на наличие проблем с очисткой ствола, если скважина находится под большим наклоном).

Наибольшую устойчивость сохраняет ствол номинального диаметра и цилиндрической формы. Под воздействием эрозии или другого процесса, вызывающего увеличение диаметра, ствол скважины становится менее устойчивым. Расширение ствола ведет к возникновению целого ряда проблем, среди которых снижение скорости потока в затрубье, неэффективная очистка, возрастание объема твердой фазы, образование шламовых отложений, увеличение расходов на поддержание необходимых свойств раствора, неточная оценка параметров продуктивного пласта, высокая стоимость и недостаточная эффективность процесса цементирования.

Расширение ствола скважины при прохождении песчаников происходит, в основном, в силу механических причин, тогда как эрозия, в большинстве случаев бывает вызвана гидравлическими силами и увеличением скорости истечения потока из промывочных насадок долота. Чтобы снизить расширение

ствола скважины, бурение в слабосцементированных песчаных породах следует проводить на небольшой репрессии, также необходимо, чтобы буровой раствор сформировал качественную фильтрационную корку, содержащую бентонит.

Плотность бурового раствора для бурения в сланцевых глинах должна быть достаточной для того, чтобы уравновесить напряжения в пласте, в этом случае ствол скважины поначалу бывает устойчивым. Бурение на водных растворах, за счет различия химических составов раствора и породы, приводит к возникновению реакции между промывочной жидкостью и пластом, что, в свою очередь, (с течением времени) ведет к набуханию или размягчению глин. В результате, такие проблемы, как осыпания породы и сужения ствола, становятся неизбежными. Крайне неустойчивыми являются такие породы как высокотрещиноватые, сухие, ломкие глины, составляющие пласт с высоким углом падения. Разрывы при бурении в таких хрупких и неустойчивых породах обычно происходят в силу механических причин, и, как правило, не бывают вызваны воздействием воды или химическими процессами.

Для осуществления контроля взаимодействия бурового раствора с глинистой породой вводятся различные химические ингибиторы и другие добавки. Наиболее эффективными для бурения в водочувствительных пластах признаны системы растворов с высоким уровнем кальция, калия или другие виды химических ингибиторов. Для предотвращения набухания и осыпания глин в водные растворы могут добавляться соли, полимеры, асфальтовые материалы, гликоли, масла, ПАВ и другие ингибиторы глин. Какой-либо единой, универсальной добавки, подавляющей набухание глин, не существует, поскольку глинистые породы отличаются большим многообразием в том, что касается химического состава и восприимчивости к воде.

В зонах с осложненными условиями бурения для прохождения водочувствительных глинистых пород обычно используются буровые растворы на нефтяной или синтетической основе, обладающие большим ингибирующим действием по сравнению с водными растворами. Глинистые минералы и глинистые по-

роды не гидратируют и не набухают в дисперсионной фазе, а дополнительное ингибирующее действие обеспечивается фазой эмульгированного рассола (обычно хлоридом кальция) данных растворов. Эмульгированные рассолы снижают активность воды и вызывают осмотическую реакцию, в результате которой вода не адсорбируется глинами.

6. СОХРАНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Одной из самых основных задач при бурении является сохранение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта.

Одной из самых основных задач при бурении является сохранение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта. Любое снижение естественной пористости или проницаемости пласта считается нарушением его эксплуатационных свойств. Это может произойти в результате закупоривания пор пласта буровым раствором или выбуренным шламом, а также в результате химического (раствор) или механического (буровая компоновка) взаимодействия с породой. Часто нарушение эксплуатационных характеристик пласта определяется, как нарушение проницаемости в пристволенной части пласта или как падение пластового давления во время притока из скважины (депрессия на пласт). Тип и метод заканчивания определяет необходимость проведения каких-либо дополнительных мер для сохранения эксплуатационных характеристик продуктивного пласта.

Например, если ствол скважины обсажен, зацементирован и проведена перфорация, то даже при наличии загрязнений пласта в околостволенной зоне, из скважины можно получить интенсивный приток. И, наоборот, если горизонтальная скважина закончена с необсаженным стволом, потребуется использование «раствора для бурения в коллекторе», разработанного специально для снижения степени загрязнения продуктивного пласта. Воздействие бурового раствора на продуктивный пласт редко бывает настолько сильным, чтобы оно могло препятствовать возникновению притока из скважины нефти и/или газа.

При подборе рецептуры бурового раствора для бурения в продуктивных интервалах, следует учитывать некоторые моменты.

Наиболее вероятными причинами нарушения эксплуатационных характеристик продуктивного пласта могут служить следующие:

- а) Попадание в материнскую породу раствора или выбуренной породы, закупорка пор пласта.
- б) Набухание глинистых пород, входящих в состав коллектора, снижение проницаемости.
- в) Осаждение выбуренной породы, происходящее в результате несовместимости фильтрата раствора и пластовых флюидов.
- г) Осаждение твердой фазы фильтрата бурового раствора другими флюидами, такими как рассолы или кислоты, в процессе заканчивания скважины или интенсификации притока.
- е) Образование, в результате взаимодействия между фильтратом бурового раствора и пластовыми флюидами, снижающей проницаемость коллектора эмульсии.

Вероятность загрязнения продуктивного пласта может быть определена с помощью данных, собранных на соседних скважинах, и на основе результатов исследований керна на обратную проницаемость. Для снижения степени загрязнения продуктивного пласта могут использоваться системы, разработанные специально для данной цели, среди них растворы для бурения в коллекторе, жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин.

7. ОХЛАЖДЕНИЕ, СМАЗКА И ПОДДЕРЖАНИЕ ДОЛОТА И БУРОВОЙ КОМПОНОВКИ

В результате механического и гидравлического воздействия на долото, а также при трении бурильной колонны об обсадную колонну и ствол скважины, выделяется значительное количество теплоты. Циркулирующий раствор охлаждает долото и буровую компоновку, перемещая теплоту от источника и распределяя по стволу скважины. В результате охлаждения температура компоновки становится ниже забойной температуры. Кроме охлаждения, буровой раствор выполняет функцию смазки колонны, обеспечивая дальнейшее снижение количества теп-

лоты, возникающей в результате трения. Благодаря охлаждающей и смазывающей способности раствора срок службы долот, двигателей и компонентов колонны значительно увеличивается.

Смазывающая способность раствора определяется его коэффициентом трения, а некоторые растворы демонстрируют более эффективную смазывающую способность по сравнению с другими системами. Например, буровые растворы на нефтяной и синтетической основе смазывают долото и колонну лучше большинства водных растворов, для придания данной способности растворам на водной основе требуется введение специальных добавок. С другой стороны, по сравнению с воздухом и газом, водные растворы обладают гораздо лучшей смазывающей и охлаждающей способностями.

Разные системы растворов обеспечивают различную степень смазки, и данный параметр в значительной степени варьируется в зависимости от типа и количества содержащейся в растворе твердой фазы и утяжелителей; к тому же, надо принимать во внимание химический состав системы – величину pH, степень минерализации и жесткость. Смазочную способность раствора достаточно трудно изменять, даже с учетом все необходимых и достаточных факторов, использование того или иного лубриканта может не принести желаемого результата.

Показателями недостаточной смазки могут служить высокий крутящий момент и затяжки, износ оборудования, термическое растрескивание компонентов бурильной колонны. Однако, следует учитывать и то, что эти проблемы могут быть вызваны и другими причинами, резким искривлением ствола скважины, сальникообразованием на долоте, образованием желобов на стенках скважины, недостаточной очисткой ствола и неправильной компоновкой КНБК. Использование смазывающих добавок может снизить проявление внешних признаков, тогда как решения данных проблем можно добиться только путем устранения первопричины.

Буровой раствор помогает удерживать часть веса бурильной и обсадной колонны. Если бурильная колонна, хвостовик или обсадная колонна находятся на весу в буровом растворе, они удерживаются силой, равной весу вытесненного раствора; тем самым снижается нагрузка на крюк буровой установки. Выталкивающая сила напрямую соотносится с плотностью бурового раствора, поэтому выталкивающая сила раствора плотностью 18-фунт/гал, в два раза превышает этот же параметр при плотности раствора в 9-фунтов на галлон.

Вес, который может выдержать буровая вышка, ограничивается ее механическими характеристиками; важность данного фактора увеличивается с ростом глубины скважины, поскольку, по мере углубления, вес обсадной и бурильной колонн чрезвычайно возрастает. В то время как большинство буровых установок имеют достаточную грузоподъемность для того, чтобы удерживать вес бурильной колонны и *без* выталкивающей силы раствора, при определении *нейтральной точки* (когда бурильная колонна не подвержена ни растяжению, ни сжатию) эта характеристика становится достаточно важной. Выталкивающую силу бурового раствора можно использовать с определенным преимуществом при спуске длинных и тяжелых колонн обсадных труб, вес которых может превышать нагрузку на крюке буровой вышки. Если обсадная колонна не полностью заполнена раствором, выталкивающая сила увеличится за счет незаполненного пространства внутри колонны, а следовательно, нагрузка на крюке буровой вышки значительно снизится.

8. ПЕРЕДАЧА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ НА ИНСТРУМЕНТЫ И ДОЛОТО

С помощью гидравлической энергии, способствующей повышению эффективности выноса шлама в зоне долота, можно добиться увеличения скорости проходки. Гидравлическая энергия также сообщает мощность забойному двигателю (вращение долота) и инструментам, используемым при проведении инклинометрии (MWD) и каротажных работ (LWD) во время бурения. При составлении гидравлических программ подбираются размеры насадок долота с учетом мощности бурового насоса (давление или энергия) для создания максимального перепада давления на долоте, а также для оптимизации силы воздействия потока на забой.

Ограничивающими факторами являются мощность насоса, потери давления внутри бурильной колонны, максимально допустимое давление на поверхности и оптимальная скорость потока. Размеры насадок подбираются с учетом давления на долоте для того, чтобы усилить воздействие бурового раствора на забой скважины, что, в свою очередь, будет способствовать более эффективному выносу шлама из-под долота и очистке его вооружения.

Более высокие показатели потерь давления в бурильной колонне наблюдаются при использовании буровых растворов с более высокой плотностью, пластической вязкостью и высоким содержанием твердой фазы. Использование труб и замковых соединений малого внутреннего диаметра, забойных двигателей и инструментов для измерений во время бурения (MWD/LWD), все это снижает давление, необходимое для работы долота. Использование тиксотропных промышленных жидкостей с низким содержанием твердой фазы или буровых растворов с антифрикционными свойствами, таких как полимерные системы, способствует более эффективной передаче гидравлической энергии на долото и бурильный инструмент.

Бурение неглубоких скважин предполагает наличие достаточной гидравлической энергии для эффективной очистки долота. Поскольку потери давления в бурильной колонне возрастают с углублением скважины, глубина может быть достигнута при давлении, недостаточном для оптимальной очистки долота. Бурение можно провести до более глубокой отметки, тщательно регулируя параметры раствора.

9. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРАВИЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Успешное бурение невозможно без точной оценки параметров продуктивного пласта, особенно на стадии разведки. На оценку параметров продуктивного пласта влияют химические и физические свойства бурового раствора. Оценка параметров также зависит от физического и химического состояния скважины после бурения. При проведении бурения постоянно ведется учет данных, получаемых

на основе информации о буровом растворе. Этим занимаются специалисты, которые регистрируют нефте-газопроявления, исследуют минеральный состав выбуренного шлама, изучают палеонтологические свидетельства и видимые признаки присутствия углеводородов. Данная информация регистрируется в журнале (*mud log*), в который вносятся также литологические данные, показатели скорости проходки, данные газового каротажа, данные о наличии выбуренного шлама со следами нефти, а также другая информация.

Дополнительные сведения для более полной оценки параметров пласта можно получить путем проведения электрического каротажа с помощью приборов, спускаемых на кабеле. Данный принцип (спуск инструментов на кабеле) используется и для извлечения бокового керна. В процессе каротажных работ исследуются акустические, радиоактивные и магнитно-резонансные свойства пласта, по результатам исследований определяется литологический состав породы и характер пластовых флюидов. Для непрерывного проведения каротажных работ во время бурения существуют специальные инструменты (LWD). Также проводятся лабораторные исследования, для чего в продуктивном интервале выбуривают цилиндрический участка породы (керна). Потенциально продуктивные участки породы изолируются для проведения испытаний пласта *Formation Testing (FT)* или опробования пласта пластоиспытателем, спускаемым на колонне труб *Drill-Stem Testing (DST)*. В результате исследований получают данные о давлении в этих участках пород и образцы пластовых флюидов.

Буровые растворы оказывают значительное влияние на все перечисленные методы оценки пласта. Например, при диспергировании выбуренных частиц в растворе, невозможно получить данные об объеме выбуренного шлама на поверхности. Или, при недостаточно эффективном выносе шлама из скважины трудно определить глубину, на которой началось его образование.

Буровые растворы на нефтяной основе, лубриканты, асфальтовые и другие добавки препятствуют определению признаков присутствия углеводородов на выбуренном шламе. Определенные виды электрокаротажа эффективно действуют в присутствии проводящих растворов, другие работают в непро-

водящих растворах. Свойства бурового раствора влияют на результаты исследований пласта, проводимых методом электрического каротажа. При избыточном объеме фильтрата бурового раствора нефть и газ могут быть «вымыты» из околоствольной зоны. Это может отрицательно сказаться на показаниях каротажных диаграмм и результатах исследования образцов, полученных при проведении пластоиспытаний. Высокое содержание ионов калия в растворе может повлиять на результаты исследований природной радиоактивности пласта. При высокой минерализация фильтрата бурового раствора бывает трудно, а иногда невозможно расшифровать данные электрокаротажных диаграмм.

Спуск каротажных приборов должен проводиться от устья к забою скважины, результаты замеров, полученные с помощью приборов, передаются на поверхность. Для получения оптимальных результатов, буровой раствор не должен быть слишком вязким, он должен обеспечивать стабильность ствола, удерживать выбуренную породу в состоянии взвеси и препятствовать кавернообразованию. К тому же, диаметр ствола скважины должен быть близким к номинальному от верхнего интервала и до забоя, поскольку расширение ствола и/или толстая фильтрационная корка могут привести к изменчивости показаний каротажной диаграммы и увеличению вероятности прихвата инструментов для внутрискважинных исследований.

Выбор раствора для выбуривания керна зависит от метода исследования. Для проведения только литологических исследований (определения минерального состава) тип раствора не играет существенной роли. В случае, если керн планируется использовать в ходе исследований на заводнение и/или смачиваемость, потребуется "облегченный" раствор на водной основе с нейтральным pH, без добавления ПАВ и каких-либо разжижителей. Если керн предназначен для определения водонасыщенности коллектора, для его извлечения необходимо использовать «облегченный» нефтяной раствор без добавления ПАВ, воды или соли. Бурение с отбором керна чаще всего рекомендуется проводить на растворах, содержащих минимум присадок.

10.КОРРОЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ

Компоненты бурильной и обсадной колонн, находящиеся в постоянном контакте с буровым раствором, подвержены различного рода коррозионным воздействиям. Проблемы, связанные с коррозией, могут возникнуть как на поверхности, так и внутри скважины, в результате действия растворенных газов, таких как кислород, сероводород, двуокись углерода. Низкий показатель щелочности (pH) обычно усиливает действие коррозии. Из этого следует, что одной из важных функций бурового раствора является поддержание допустимого уровня воздействия коррозии. Защищая металлические поверхности от коррозии, буровой раствор в то же время не должен разрушать детали, изготовленные из резины и эластомеров. Там, где внутрискважинные условия позволяют это сделать, следует использовать специальные металлы и эластомеры. На всем протяжении процесса бурения необходимо использовать контрольные пластинки для определения типа и степени коррозии.

Аэрирование, вспенивание и другие процессы, происходящие в результате насыщения раствора кислородом, могут за очень короткое время привести к коррозионному разрушению. В случае, если существует серьезная опасность коррозионного разрушения, прибегают к использованию химических ингибиторов и нейтрализаторов. В случае необходимости использования химических ингибиторов, делать это надо с осторожностью, при постоянном отслеживании состояния с помощью контрольных пластинок, позволяющих установить правильность подбора и объем добавления ингибитора.

Действие сероводорода разрушительно, за короткий период времени оно может привести к серьезному повреждению оборудования или полному разрушению бурильных труб. Этот газ также очень опасен для здоровья людей, воздействие на человеческий организм даже в небольших концентрациях очень быстро может привести к летальному исходу. При бурении в условиях сероводородной агрессии, следует использовать растворы с высоким уровнем pH, обработанные реагентами, осаждающими сульфиды, такими как цинк.

11. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ

Одной из функций бурового раствора является создание таких условий, при которых в ствол скважины можно спустить обсадную колонну, зацементировать ее и успешно завершить процесс освоения. Цементаж производят для разобщения зон и проведения успешного заканчивания. Во время спуска обсадных колонн буровой раствор должен оставаться жидким, и снижать уровень пульсации давления; в противном случае, в результате трещинообразования может произойти потеря циркуляции. Спуск колонны проходит гораздо легче, если ствол имеет номинальный диаметр, стенки ствола гладкие, нет ни шламовых отложений, ни пробок, ни каверн.

Буровой раствор должен формировать на стенках скважины тонкую, скользкую фильтрационную корку.

Буровой раствор должен формировать на стенках скважины тонкую, скользкую фильтрационную корку. Перед тем, как зацементировать скважину, буровой раствор должен быть полностью вытеснен буферными, продавочными жидкостями и цементом. Наиболее эффективно замещение проходит при условии, если диаметр ствола близок к номинальному, а буровой раствор обладает низкой вязкостью и СНС. Процесс заканчивания, включая такие процедуры, как перфорация и установка гравийных фильтров, также более успешно проходит при номинальном диаметре ствола, и он также может находиться под воздействием свойств раствора.

12. ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

В конечном итоге, буровые растворы становятся отходами производства, подлежащими утилизации в соответствии с местным природоохранным законодательством. С этой точки зрения наиболее приемлемыми считаются буровые растворы, оказывающие минимальное воздействие на окружающую среду. В большинстве стран разработаны специальные экологические нормы в отношении утилизации буровых растворов. Однако не всегда можно руководствоваться единым сводом правил, поскольку методы утилизации отличаются в

зависимости от типа раствора и особенностей местности. При разработке природоохранных нормативов учитываются такие аспекты, как плотность населения вблизи производства работ, географическое положение (наземное или морское бурение), характер выпадения осадков в данной местности, удаленность места сброса и ликвидации отходов от источников водоснабжения с использованием поверхностных и грунтовых вод, особенности флоры и фауны данного региона, другие факторы.

РЕЗЮМЕ

Главным критерием при выборе системы бурового раствора является ее способность выполнить свои основные функции и максимально снизить возможные осложнения. Функции растворов, обсуждаемые в этой главе, могут служить рекомендациями, однако их нельзя рассматривать в качестве основного руководства при подборе системы раствора для бурения. Выбор раствора должен основываться на обширном опыте применения той или иной системы, использовании наиболее подходящей технологии, знании местных особенностей.

Выбор раствора. При выборе раствора для бурения конкретной скважины необходимо учесть возможные осложнения. Наряду с этим, во внимание следует принять такие аспекты, как стоимость раствора, наличие реагентов, природоохранные ограничения. Однако, решающими факторами обычно являются опыт и предпочтения представителей нефтедобывающей компании.

Успешное бурение скважины, в том, что касается раствора, обусловлено не только правильным выбором системы с учетом эффективности ее свойств. Во многих случаях успех обеспечивается хорошей работой опытных инженеров-растворщиков, способных регулировать параметры бурового раствора таким образом, чтобы он отвечал условиям бурения каждой конкретной скважины.

Зависимость функций раствора от его свойств. Определенная функция раствора может находиться под влиянием различных свойств раствора. В случае изменения даже одного или двух параметров для регулирования какой-либо определенной функции раствора, это изменение может повлиять и на другую функцию.

Необходимо осознавать важность каждой функции раствора и зависимость функций от различных свойств. Например, пластовое давление в основном регулируется изменением плотности бурового раствора, однако, во избежание циркуляционных потерь, необходимо контролировать и вязкость, поскольку от данного параметра зависит объем потерь давления в кольцевом пространстве и ЭПЦ.

Компромиссные решения.

Сервисное обслуживание в области буровых растворов почти всегда предполагает принятие компромиссных решений.

Сервисное обслуживание в области буровых растворов почти всегда предполагает принятие компромиссных решений. Высокая вязкость раствора способствует очистке ствола, но в то же время за счет высокой вязкости может снизиться его гидравлическая эффективность, также как и скорость проходки. Процесс выноса выбуренного шлама из скважины также может быть затруднен, могут измениться объемы обработки и разбавления. Опытные инженеры по буровым растворам знают об этих тенденциях и умеют находить компромиссные решения, усилить одну функцию бурового раствора, и найти способ не снизить эффективности действия другой за счет умелого регулирования параметров раствора.

Лабораторные работы

Работа № 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОЙ ВЯЗКОСТИ (по вискозиметру Марша)

Цель работы: приобретение навыков в определении условная вязкость жидкости по воронке Марша.

Методика проведения испытания:

1. Держа воронку вертикально, закройте пальцем отверстие и наливайте водопроводную воду через фильтр до тех пор, пока уровень жидкости не достигнет нижней части фильтра (1500 мл).
2. Уберите палец, перекрывающий выпускное отверстие, и зафиксируйте

те время, необходимое для заполнения кружки до уровня 946 мл (кварта жидкостная USA).

3. Полученное время с точностью до секунды и определяет вязкость по Маршу(сек).
Условная вязкость воды по воронке Марша равна $26 \pm 1/2$ сек.
4. Определите условную вязкость по воронке Марша для бурового раствора (раствор бентонита).
5. Сравните полученные значения условной вязкости воды и бурового раствора.

Контрольные вопросы:

Что такое условная вязкость?

Каковы отличия между измеренными значениями и тем, что должно получиться?

Если есть различия, что может служить причиной подобной разницы в значениях?

Работа № 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА

Цель работы: определение плотности раствора бентонита и приобретение навыков в работе с рычажными весами.

Методика проведения: (Примечание: Проверьте шкалу с помощью воды... 1 г/см³)

1. Заполните чашу весов водопроводной водой.
2. Вращательным движением наденьте крышку, выпустив воздух и некоторое количество воды через отверстие в крышке. Вытрите воду с внешней поверхности чаши.
3. Установите весы на основании так, чтобы лезвие ножа опиралось на точку опоры и перемещайте передвигную гирю (рейтер) до тех пор, пока градуированный балансир не займет горизонтальное положение, что определяется по уровню с воздушным пузырьком на коромысле.
4. Снимите и запишите показания плотности в г/см³.
S.G.= __ г/см³

Контрольные вопросы

1. Соответствует ли полученное значение плотности воды соответствующему значению плотности воды при данной температуре?
2. Должны ли Вы, по приезду на буровую, проверить правильность весов? Каковы Ваши действия в случае обнаружения погрешности?

Работа № 3

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА

Цель работы: определение кажущейся и условной жидкости, динамического и статического напряжения сдвига бурового раствора.

Для измерения значений кажущейся вязкости, пластической вязкости, ДНС и СНС используйте показания, снятые на восьмискоростном вискозиметре модели 800 с непосредственной индикацией при всех восьми скоростях вращения.

Методика исследования:

1. Налейте 350-400 мл пробы полимер-бентонитового раствора в металлический стакан вискозиметра.
2. Заполненный пробой раствора стакан поместите под ротор вискозиметра, и отрегулируйте уровень раствора так, чтобы он доставал до отметки на рукаве ротора. Перемешивание пробы осуществлять в режиме «stirring» в течение 10-15 сек. Спиртовым термометром измерьте температуру бурового раствора при замере реологических свойств. Будьте осторожны, не переливайте стакан. Ротор и отвес выместят некоторый объем раствора.
4. Переключите скорость вискозиметра на 600 об/мин. Снимите показания отклонений по шкале и зафиксируйте показания при 600 об/мин.
5. Измените скорость, снизив до 300 об/мин. Снимите показания и зафиксируйте значение при 300 об/мин.
6. Вычислите и запишите следующие величины:
 - а) Кажущаяся вязкость AV (сантипуаз или мПа/с) = показания при 600 об/мин, деленные на 2.
 - б) Пластическая вязкость PV (сантипуаз или мПа/с) = показания при 600 об/мин минус показания при 300 об/мин.

- в) Динамическое напряжение сдвига $\dot{\gamma}_P$ (фунт/100 кв. футов) = показания при 300 об/мин минус значение пластической вязкости.
7. Перемешайте пробу на вискозиметре в течение 30 секунд в режиме «stirring». Остановите прибор. По прошествии 10-ти секунд отведите переключатель назад (на 3 об/мин) и зафиксируйте максимальное отклонение шкалы, что будет являться исходным (10 сек) значением СНС ($Gels_{0/10}$) (фунт/100 кв. футов или $lb/100ft^2$).
 8. Перемешайте пробу на вискозиметре в течение 30 секунд в режиме «stirring». Остановите прибор. Подождите 10 минут. Переключите скорость на 3 об/мин и зафиксируйте максимальное отклонение шкалы, что будет являться значением СНС после 10 минут (фунт/100 кв. футов). Запишите значения $Gels_{0/10} = \quad / \quad$.
 9. Проверьте и зафиксируйте показания, снятые на всех восьми скоростях. Полученные результаты зафиксируйте в виде диаграммы.

Показания вискозиметра при 600 об/мин
 Показания вискозиметра при 300 об/мин
 Показания вискозиметра при 200 об/мин
 Показания вискозиметра при 100 об/мин
 Показания вискозиметра при 60 об/мин
 Показания вискозиметра при 30 об/мин
 Показания вискозиметра при 6 об/мин
 Показания вискозиметра при 3 об/мин

Работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ ПО АНИ

Цель работы: определение водоотдачи бурового раствора и приобретение навыков работы с фильтр-прессом

Методика проведения работы:

Для замера водоотдачи по АНИ используйте фильтр-пресс АНИ.

1. Отделите нижнюю крышку фильтр-пресса. Вставьте О-образное кольцо в канавку и поместите фильтровальную бумагу. Заполните фильтр-пресс раствором до уровня, на $\frac{1}{2}$ дюйма не доходящего до отметки. Закрепите нижнюю крышку прибора. Установите регулятор давления и по-

местите под дренажной трубкой 25 мл градуированный цилиндр.

2. Приложите давление в 100 фунтов/кв. дюйм (7 кг/см^2 .) Установите таймер на 30 минут. По прошествии этого времени стравите давление. Если давление не достигает значения 100 фунтов/кв. дюйм (7 кг/см^2), его следует отрегулировать, поворачивая Т-образную рукоятку на регуляторе.
3. Объем собранного фильтрата и будет определять величину водоотдачи по АНИ (мл/30 минут). Данную величину необходимо записать в следующем виде:

$$2 FL_{7.5} = FL_{7.5 \text{ MIN}} \sqrt{30/75} = FL_{30 \text{ MIN}} = \quad (\text{ml})$$

Контрольные вопросы

1. Какова величина 1 дюйма и фунта в системе СИ?

Работа № 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЕ ПЕСКА

Цель работы: определение содержания песка в буровом растворе и приобретение навыков работы с измерительным оборудованием

Методика проведения работы:

Содержание песка в буровом растворе определяется с помощью устройства, состоящего из сита с размером ячеек 200 меш (74 мкм), воронки и стеклянной измерительной пробирки, проградуированной в процентах.

Методика исследования:

1. Заполните пробирку раствором до указанной метки "Mud to here". Добавьте воды до метки "Water to here". Закройте пальцем отверстие пробирки и энергично встряхните.
2. Вылейте смесь на сито, добавьте еще воды в пробирку, встряхните и снова вылейте на сито. Повторяйте до тех пор, пока вода не станет чистой. Промойте песок, оставшийся на сите от остатков бурового раствора.
3. Установите воронку широкой частью на сито. Медленно переверните и вставьте горлышко воронки в отверстие стеклянной пробирки. Смойте песок с сетки мелко разбрызгивающейся струей воды. Дайте песку отстояться. По делениям на пробирке определите объемный процент содержания песка в растворе.

Sand = _____ %