

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Майкопский государственный технологический университет»

Кафедра нефтегазового дела и энергетики

БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ

Методические указания по выполнению курсового проектирования для обучающихся направления подготовки 23.03.01 «Нефтегазовое дело». Профиль – «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Майкоп, 2019

УДК 622.242(07)
ББК 33.131
Б 91

Печатается по решению Научно-технического совета Майкопского государственного технологического университета

Рецензент – кандидат технических наук, доцент Меретуков М.А.

Составитель – канд. техн. наук, доц. Тороян Р.А.

Методические указания предназначены для выполнения курсового проекта в рамках дисциплины «Буровые технологические жидкости» обучающимися направления подготовки 23.03.01 «Нефтегазовое дело». Профиль – «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Содержание указаний соответствует рабочей программе.

Содержание

Введение	4
1. Назначение промывочных жидкостей	5
2. Принцип выбора типа промывочной жидкости	9
3. Основные параметры промывочной жидкости	11
4. Регулирование параметров промывочной жидкости	17
4.1. Характеристика основных видов химических реагентов	18
4.2. Регулирование плотности, характеристика утяжелителей	37
5. Состав курсовой работы	40
6. Методика определения показателей свойств бурового раствора	48
Выводы	56
Заключение	57
Список литературы	58
Приложения	59

Введение

Развитие технологии бурения неразрывно связано с совершенствованием буровых промывочных жидкостей, которые представляют собой сложные гетерогенные полидисперсные системы. Обеспечение буровых работ в различных гидрогеологических условиях может быть достигнуто лишь путем правильного выбора типа бурового раствора для конкретных условий и рационального регулирования его свойств в процессе проводки скважин.

Основные технологические свойства промывочных растворов определяются их физико-химическим состоянием как полидисперсных систем. Физико-химические процессы имеют основное значение при обработке буровых растворов химическими реагентами, взаимодействии их со стенками скважин, частицами выбуренной породы, пластовыми флюидами, а также при воздействии высоких забойных температур и давлений.

1. НАЗНАЧЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

В зависимости от условий бурения для промывки скважин применяются различные типы промывочных жидкостей. При бурении скважин они имеют определенное назначение.

Очищать скважину от частиц разбуриваемых пород и выносить их на дневную поверхность. Важнейшим условием успешного бурения является своевременное и полное удаление с забоя скважины обломки выбуренной породы, что зависит от количества и качества циркулирующего через скважину раствора. Чем больше поступает в скважину бурового раствора в единицу времени, тем лучше и своевременней очищается забой скважины, эффективнее работает долото и выше механическая скорость бурения. Большое значение имеет вязкость раствора. Промывочная жидкость с малой вязкостью лучше очищается в очистных устройствах на поверхности от шлама и эффективнее очищает забой чем раствор с высокой вязкостью.

Буровой раствор должен охлаждать и смазывать трущиеся элементы долот, забойных двигателей, бурильной колонны. Долото в процессе разрушения горной породы интенсивно, нагревается, что способствует термическому разупрочнению металла. Поток бурового раствора, воздействуя на рабочие поверхности долота, охлаждает их. Тем самым способствует созданию нормальных условий работы долота и повышает его стойкость. В охлаждении нуждаются также трущиеся поверхности турбобура. Кроме того, промывочная жидкость выполняет роль смазки трущихся элементов бурильной колонны, турбобура, долота. При введении в раствор специальных смазочных добавок, можно значительно повысить стойкость бурильной колонны за счет смазки трущихся поверхностей.

Промывочная жидкость должна удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции раствора. В процессе бурения скважин в затрубном пространстве находится большое

количество частиц выбуренной породы, которые буровой раствор поднимает с забоя. При прекращении циркуляции раствора эти частицы могут оседать, т.е. седиментировать, образуя пробки в столе скважины, что может привести к затяжкам и прихватам бурильного инструмента. Для предупреждения таких осложнений промывочная жидкость должна обладать кинетической устойчивостью, т.е. чтобы частицы выбуренной породы и утяжелителя удерживались во взвешенном состоянии и были равномерно распределены по столбу бурового раствора.

Буровой раствор должен укреплять неустойчивые породы на стенках скважины. Промывочная жидкость должна обладать такими свойствами, чтобы оказывать физико-химическое воздействие на горные породы стенок скважины и предупреждать их осыпание обваливание, т.е. способствовать устойчивому состоянию пород.

Промывочная жидкость должна создавать противодействие на разбурываемые пласты, достаточное для предотвращения поступления пластовых флюидов в скважину. Вода, нефть, газ находятся в пласте под определенным давлением. При вскрытии пласта флюид под действием пластового давления стремится поступить в скважину. При этом он должен преодолеть гидростатическое давление бурового раствора. Если пластовое давление превысит гидростатическое давление раствора в скважине, то может произойти водонефтегазопроявление и привести к тяжелой аварии. Для предотвращения этих осложнений увеличивают плотность промывочной жидкости с помощью специальных добавок – утяжелителей. Если противодействие оказалось не достаточным, то газ из пласта поступает в скважину, снижает плотность раствора, тем самым уменьшая гидростатическое давление столба бурового раствора и противодействие на проявляющийся пласт. В результате создается положение, когда пластовое давление намного превышает противодействие, создаваемое буровым раствором. Пласт начинает интенсивно проявлять, что может привести к выбросу раствора из скважины и открытому фонтанированию. Для

предотвращения этого осложнения при вскрытии газовых пластов буровой раствор должен обладать соответствующей плотностью и иметь такую вязкость, чтобы в случае проникновения газа пузырьки его могли проскальзывать в растворе, подниматься на дневную поверхность и выходить из него в желобной системе.

При разбуливании интервалов с пониженным пластовым давлением, возможно проникновение промывочной жидкости в пласт, т.е. поглощение. Такое осложнение нарушает режим промывки и может привести к прекращению циркуляции раствора. При поглощениях жидкости снижается ее уровень в скважине. При этом уменьшается гидростатическое давление столба жидкости на пласты и может привести к осыпям и обвалам неустойчивых пород, а также к газонефтеводопроявлениям. Величина поглощения бурового раствора зависит от разности давлений в скважине и пласте, состояния поглощающего пласта, т.е. пористости, трещиноватости, наличии каверн. В зависимости от размера поглощений предъявляются различные требования к промывочной жидкости, свойства которой играют важную роль в предотвращении поглощений.

Промывочная жидкость должна облегчать процесс разрушения горной породы. Буровые растворы в зависимости от содержания в них специальных химических добавок влияют на эффективность разрушения горных пород, снижая их твердость. На разрушение породы на забое большое влияние оказывает также гидростатическое давление столба бурового раствора. При уменьшении плотности и концентрации в нем дисперсной фазы облегчается разрушение горной породы.

Буровой раствор должен передавать гидравлическую мощность от буровых насосов забойному двигателю. При турбинном способе бурения промывочная жидкость является источником энергии, обеспечивающей работу турбобура и долота. При движении раствора внутри бурильных труб, долота и турбобура возникают гидравлические сопротивления, которые снижают эффективность работы турбобура, т.к. не позволяют использовать

максимальную производительность буровых насосов, подающих раствор в скважину. Одним из способов снижения гидравлических сопротивлений является применение промывочной жидкости с низкой вязкостью со специальными добавками. Наименьшие гидравлические сопротивления возникают при бурении с промывкой забоя водой.

Промывочная жидкость должна обеспечить сохранение естественных коллекторских свойств продуктивных пластов при их разбуривании. Качество вскрытия продуктивного пласта оценивается сохранением естественной проницаемости пласта и временем освоения скважины. На эти показатели оказывает большое влияние водоотдача бурового раствора и состав фильтрата. Чем меньше водоотдача раствора, тем выше его качество и тем меньше отрицательное действие на породы, слагающие стенки скважины. При плохом качестве бурового раствора отфильтрованная из него дисперсионная среда, проникая в поры продуктивного пласта, оттесняет нефть или газ. Под воздействием этой жидкости глинистые породы, содержащиеся в пласте, набухают, закрывают каналы и поры, тем самым затрудняют движение нефти или газа в скважину.

Для сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии используют буровые растворы со специальными добавками, снижающими водоотдачу или специальные виды промывочных жидкостей, или растворы на нефтяной основе, у которых фильтратом является не вода, а нефтепродукт.

Вопросы для самопроверки

1. Какая наиболее важная функция промывочной жидкости?
2. Каким свойством должен обладать буровой раствор, чтобы удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии?
3. С какой целью гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине поддерживают больше чем пластовое?
4. Влияет ли промывочная жидкость на качество вскрытия продуктивных пластов?
5. Какую функцию выполняет буровой раствор при турбинном способе бурения?

6. Влияет ли промывочная жидкость на эффективность разрушения горной породы?

2. ПРИНЦИП ВЫБОРА ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Подбирать состав бурового раствора для бурения в каждом районе возможно только на основе изучения геологических условий залегания всего комплекса горных пород, подлежащих разбуhrиванию, с учетом технических особенностей проводки скважины. В зависимости от геолого-технических условий буровой раствор должен иметь оптимальные свойства для каждого конкретного интервала разреза скважины.

При выборе промывочной жидкости необходимо достичь такого соответствия типа и свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму осложнения в процессе бурения. Промывочную жидкость следует выбирать с учетом таких факторов: восприимчивости горных пород к воздействию буровых растворов, характеристики горных пород по их устойчивому состоянию, механизму нарушения устойчивого состояния.

Значительную часть геологического разреза скважин во многих нефтегазоносных районах составляют глинистые отложения. В зависимости от плотности глинистые породы делятся на несколько групп. Каждая группа характеризуется соответствующими значениями пористости, минерализацией поровой воды, емкостью обменного комплекса, различной степенью уплотнения глины. Степень уплотнения – это отношение фактической плотности к плотности нормально уплотненной глины на данной глубине. При разбуhrивании глинистых отложений качество бурового раствора должно быть таким, чтобы уменьшить пептизацию выбуренной глины и переход в раствор глинистых частиц, снизить набухание, вспучивание глинистых сланцев, предотвратить осыпи и обвалы неустойчивых аргиллитовых отложений.

При бурении интервалов разреза скважины сложенных соленостными отложениями требуются специальные минерализованные промывочные жидкости. В зависимости от минералогического состава хемогенных пород

выбирается тип и состав бурового раствора. Трудность использования минерализованных растворов состоит в том, что с увеличением глубины залегания соленных отложений увеличивается их растворимость и снижается прочность, так как с глубиной повышается температура и давление.

Растворимость солей на стенках скважины будет минимальной, если минеральный состав дисперсионной среды соответствует составу разбурываемых отложений, а соленасыщенность промывочной жидкости приближена к предельной. Целесообразно обеспечивать ламинарный режим восходящего потока бурового раствора, чтобы уменьшить растворение хемогенной породы на стенках скважины. Водоотдача раствора должна быть минимально рациональной для данных условий. Плотность бурового раствора должна быть достаточной, чтобы противодействовать боковому горному давлению. Следовательно, состав промывочной жидкости следует подбирать для каждого интервала залегания солей отдельно.

При разбуживании устойчивых карбонатных пород-плотных известняков и доломитов, сцементированных песчаников и других устойчивых пород, которые не содержат пластовых флюидов (газ, нефть вода), к промывочной жидкости не предъявляются особые требования. Для промывки скважины при бурении таких пород можно применять техническую воду, аэрированную промывочную жидкость, пену, газообразные агенты.

Вопросы для самопроверки

1. От чего зависит выбор типа и свойств промывочной жидкости?
2. Какие факторы учитываются при выборе бурового раствора?
3. Какие осложнения требуется предупредить при разбуживании глинистых отложений?
4. Требования предъявляемые к промывочной жидкости при бурении хемогенных пород.
5. Какие буровые растворы можно применять при разбуживании устойчивых плотных, сцементированных горных пород?

3. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Параметры промывочной жидкости характеризуют ее качество. Для реологической характеристики бурового раствора определяется вязкость, предельное статистическое напряжение сдвига и предельное динамическое напряжение сдвига. Вязкость раствора обусловлена внутренним трением между подвижными молекулами воды и неподвижными на поверхности твердой фазы, между слоями неподвижных молекул воды, находящихся на поверхности дисперсной фазы и между частицами дисперсной фазы. Суммарное внутреннее трение при течении бурового раствора в значительной степени зависит от концентрации дисперсной фазы и размера частиц, из которых она состоит. Непосредственно на буровой измеряют условную или кажущуюся вязкость в секундах путем замера времени истечения из воронки определенного количества промывочной жидкости. Измерять условную вязкость необходимо в основном для оценки степени прокачиваемости раствора буровыми насосами.

Кроме условной вязкости реологические свойства бурового раствора оцениваются динамической (эффективной) вязкостью. Динамическая вязкость характеризует вязкое сопротивление промывочной жидкости течению при данной скорости сдвига. Динамическая вязкость снижается с увеличением касательных напряжений (давления прокачивания). Величину динамической вязкости получают расчетным путем или графически. Пластическая вязкость – условная величина, которая возникает в следствии образования структуры в потоке бурового раствора, не зависит от касательных напряжений (давления прокачивания). Пластическую вязкость нельзя измерить непосредственно на каком-нибудь приборе. Она определяется расчетным путем или графически.

Предельное статическое напряжение сдвига (СНС) характеризует прочность тиксотропной структуры. Структура в промывочной жидкости возникает в состоянии покоя и упрочняется во времени. СНС - это

максимальное касательное напряжение, которое возникает в буровом растворе в момент начала его движения. Определяют СНС через 1 и 10 мин. (10с. и 10 мин. в США) покоя раствора. Значение СНС за 1 мин. характеризует удерживающую способность промывочной жидкости, а СНС за 10 мин. должно быть на $50 \pm 10\%$ больше, чем за 1 мин. Когда величина СНС за 1 мин и 10 мин. равны или СНС за 1 мин. больше СНС за 10 мин., это свидетельствует о низкой стабильности промывочной жидкости, которая проявляется в основном при недостаточной концентрации коллоидных глинистых частиц, высокой степени их ингибирования, отсутствия химического равновесия.

В зависимости от состава раствора увеличение прочности структуры может идти по – разному. Тиксотронность структуры бурового раствора выражается коэффициентом тиксотропии, который определяется по формуле:

$$K_r = \frac{\theta_{10} - \theta_1}{t_{10} - t_1},$$

где θ_{10} и θ_1 величина СНС соответственно за 1 и 10 мин покоя раствора, Па (дПа);

t_{10} и t_1 время замера СНС соответственно через 1 и 10 мин покоя раствора, мин.

Величина статистического напряжения сдвига характеризует удерживающую способность промывочной жидкости.

Предельное динамическое напряжения сдвига (ДНС) – это условная величина, которая характеризует предел текучести в потоке бурового раствора, т.е. прочностное сопротивление промывочной жидкости течению. Оно обусловлено электрическими силами притяжения и отталкивания между сольватированными частицами, и зависит от концентрации и состава дисперсной фазы, наличия электролитов и реагентов стабилизаторов, отражает зависимость касательного напряжения от скорости сдвига. ДНС увеличивается с ростом вязкостного сопротивления. Величина ДНС определяется расчетным путем, измеряя данные для расчета на ротационном

вискозиметре.

Плотность промывочной жидкости при бурении изменяется в зависимости от гидрогеологического разреза скважины. Плотность раствора рассчитывают из условия недопущения нефтегазопроявлений, осыпей и обвалов неустойчивых горных пород. Определяющим для выбора величины плотности является пластовое (внутрипоровое) давление флюида. Гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине должно быть достаточным, чтобы предотвратить поступление в нее пластового флюида.

Соотношение между гидростатическим давлением промывочной жидкости и пластовым давлением называется показателем безопасности. С увеличением плотности бурового раствора, как правило, повышается устойчивость ствола скважины. Когда технологические операции не связаны с циркуляцией раствора, величина плотности ограничивается, давление гидравлического разрыва пласта должно всегда оставаться выше гидростатического давления столба промывочной жидкости в скважине. В таких случаях плотность бурового раствора должна удовлетворять следующему соотношению:

$$P_{пл} \leq \rho_0 gh \leq P_{гр.п}$$

где: $P_{пл}$ – пластовое давление;

ρ_0 – плотность промывочной жидкости;

g – ускорение силы тяжести;

h – рассматриваемая глубина;

$P_{гр.п}$ – давление гидроразрыва породы.

При работе долота на забое плотность бурового раствора можно понизить, так как в процессе его циркуляции давление на пласты увеличивается в результате возникновения гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины и на устье. Таким образом, плотность промывочной жидкости определяется из условия создания противодействия на разбуриваемые пласты.

Водоотдача (фильтрация) характеризует фильтрационные свойства промывочных жидкостей, т.е. их способность отфильтровывать дисперсионную среду в пласт под действием перепада давления и образовывать фильтрационную корку на стенках скважины из веществ дисперсной фазы раствора. Водоотдача измеряется объемом выделившейся жидкой среды из промывочной жидкости в см³ в течение 30 минут. Фильтрационные процессы при промывке скважин выполняют одну из важнейших функций в целях сохранения проницаемости продуктивного пласта, предупреждения осложнений и аварий. Водоотдача имеет большое значение при разбуривании пористых, неустойчивых пород. Проникающая в пласты дисперсионная среда вызывает их осыпание, обваливание или набухание, может происходить сужение скважины. Эти осложнения приводят к падению скорости бурения и могут возникать сложные, затяжные аварии.

Грубодисперсные, нестабильные буровые растворы образуют толстые, рыхлые и неплотные фильтрационные корки с устойчивыми размерами капилляров, через которые продолжает проникать дисперсионная среда. Такие растворы имеют высокую водоотдачу. Высокодиспергированные промывочные жидкости образуют тонкие, плотные фильтрационные корки, фильтрация воды через которые со временем приближается к малым значениям.

Фильтрационная корка характеризуется толщиной и липкостью. Толстая, липкая корка сужает диаметр скважины, может привести к затяжкам и прихватам бурильного инструмента, к росту перепада давления на стенки скважины, к образованию пробок при спускоподъемных операциях.

Повышение температуры приводит к увеличению водоотдачи и толщины фильтрационной корки.

Концентрация водородных ионов характеризует щелочность, кислотность или нейтральную среду промывочной жидкости. Концентрацию водородных ионов принято выражать водородным показателем pH. Величина pH бурового раствора влияет на эффективность обработки химическими

реагентами и регулирование свойств. При наличии в геологическом разрезе скважины горных пород с кислой реакцией (гипс, анидрит и др), при поступлении пластовых вод и сероводорода показатель рН снижается. Изменяется рН в пределах от 0 до 14. В нейтральной среде $pH=7$, в кислой $pH < 7$ и уменьшается с ростом кислотности, в щелочной $pH > 7$ и повышается с ростом щелочности.

Для разных типов промывочных жидкостей существует свое оптимальное значение показателя рН, при котором они наиболее полно отвечают требованиям технологии бурения в конкретных геолого-технических условиях.

Стабильность и суточный отстой. С помощью этих параметров определяют кинетическую устойчивость промывочной жидкости. Кинетическая устойчивость – это способность бурового раствора сохранять равномерное распределение частиц дисперсной фазы по всему объему. Стабильность определяется по разности плотностей в нижней и верхней частях раствора. Чем меньше значение разности плотностей, тем стабильность промывочной жидкости выше. Суточный отстой измеряется с помощью мерного цилиндра. Определяется количество воды, выделившейся из раствора после нахождения его в покое сутки. Выражается в процентах выделившейся дисперсной среды от объема пробы. Чем меньше суточный отстой, тем стабильнее и устойчивее промывочная жидкость.

Содержание песка (шлама). Этот параметр характеризует степень загрязнения промывочных жидкостей грубодисперсными частицами различного минералогического состава, мелкими обломками выбуренной породы, песчаными частицами неспособными распускаться в воде. Чрезмерное содержание таких частиц приводит к абразивному износу бурильного инструмента, гидравлической части буровых насосов. Определение содержания песка (шлама) основано на явлении седиментации загрязняющих частиц в разбавленном буровом растворе.

Смазочные свойства. От этих свойств промывочной жидкости, вместе

с другими факторами, зависит возникновение осложнений (затяжек, прихватов бурильного инструмента) особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Кроме того, смазочные свойства влияют на износ бурового оборудования и бурильного инструмента. Повышение смазочных свойств бурового раствора влияет на снижение гидравлических сопротивлений по линии снижения трения. Для повышения смазочных свойств в промывочную жидкость вводят смазочные добавки [1,2].

Вопросы для самопроверки

1. Какие параметры промывочной жидкости относятся к роеологическим?
2. Что характеризует статическое напряжение сдвига?
3. Какие параметры бурового раствора относятся к фильтрационным?
4. Каким параметром регулируется гидростатическое давление бурового раствора в скважине?
5. Что характеризует концентрация водородных ионов в промывочной жидкости?
6. Какими параметрами оценивается кинетическая устойчивость бурового раствора?
7. Что понимается под параметром содержание песка (шлама) в буровом растворе?
8. На что влияют смазочные свойства промывочной жидкости?

4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В процессе бурения промывочная жидкость подвергается воздействию разнообразных факторов, которые влияют на ее параметры (свойства). В скважине в промывочную жидкость могут переходить частицы разбуриваемых горных пород и происходит увеличение концентрации твердой фазы. Также могут поступать пластовые воды различного химического состава. С увеличением глубины скважины повышается геостатическая температура окружающих горных пород и гидростатическое давление жидкости в скважине. Для поддержания параметров промывочной жидкости на заданном уровне необходимо проводить специальную обработку бурового раствора. Наиболее широкие возможности регулирования качества раствора связано с использованием химических реагентов и специальных добавок. Механизм влияния химических реагентов на свойства промывочной жидкости основан на физико-химическом взаимодействии их с частицами дисперсной фазы.

Различают первичную и вторичную химическую обработку. Первичная обработка проводится для придания промывочной жидкости заданного качества. Вторичная обработка заключается в поддержании свойств жидкости, полученных при первичной обработке. Вторичная обработка может проводиться многократно.

Химическую обработку бурового раствора проводят в следующих целях:

- снижение показателя фильтрации бурового раствора, уменьшение толщины липкости корки;
- изменение вязкости и статического напряжения сдвига в сторону снижения или повышения;
- повышение агрегативной устойчивости глинистого раствора и

стабильности сложных многокомпонентных систем (эмульсионных, аэрированных и т.п.);

- придание буровому раствору специальных свойств (термостойкости, солестойкости и др.);

Химические реагенты подразделяют на следующие группы:

- защитные коллоиды (высокомолекулярные вещества), которые по характеру преимущественного воздействия на буровой раствор делятся на понизители фильтрации и понизители вязкости;
- электролиты, используемые для активизации процесса пептизации глин, регулирования водородного показателя pH бурового раствора и приготовления прочих реагентов;
- поверхностно — активные вещества (ПАВ), применяемые для снижения поверхностного натяжения, повышения термостойкости раствора.

Среди веществ, вводимых в глинистый раствор, следует выделить смазочные добавки, пеногасители, утяжелители.

4.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ВИДОВ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Защитные реагенты. Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. В зависимости от условий бурения для обработки буровых растворов используются различные марки КМЦ, которые отличаются друг от друга степенью полимеризации: КМЦ - 450, КМЦ - 500, КМЦ - 600, КМЦ - 700, КМЦ - 800, КМЦ - 1000, КМЦ - 12000. Цифры указывают степень полимеризации, т. е. число элементарных звеньев в цепочке макромолекулы высокомолекулярного соединения.

Реагент представляет собой хлопьевидный или тонкозернистый порошок белого или кремового цвета с влажностью до 10 %. КМЦ медленно растворяется в воде, с образованием вязкого коллоидного раствора. Реагент является понизителем водоотдачи. Пресные глинистые растворы КМЦ загущает, т. к. происходит сильное увеличение внутреннего трения и

существенный рост пластической вязкости. Минерализованные промывочные жидкости под влиянием КМЦ разжижаются, т. к. реагент образует на частицах дисперсной фазы защитные оболочки, подавляет структурообразование и устраняет основную причину загустевания. Кроме того, при высокой минерализации макромолекулы реагента принимают более глобулированную конформацию и влияние их на внутреннее трение в растворе уменьшается.

Термостойкость и солестойкость КМЦ зависит от степени полимеризации. Чем выше степень полимеризации, тем выше стабилизирующее действие КМЦ на буровой раствор, тем выше температуростойкость, и солестойкость реагента. Наиболее эффективно КМЦ понижает водоотдачу при водородном показателе промывочной жидкости в пределах $\text{pH}=8,5-10$. При меньших значениях pH уменьшается адсорбция реагента на частицах дисперсной фазы, а при $\text{pH} > 10$ свертывается от избытка щелочи, особенно при высоких температурах. В минерализованных растворах КМЦ - 500 сохраняет эффективное действие при температурах $140 - 160^{\circ}\text{C}$, КМЦ - 600 при температурах $150 - 160^{\circ}\text{C}$ (в пресных растворах при 180°C), КМЦ - 700 и КМЦ - 800 до 180°C . КМЦ экологически безвредный продукт, обладает достаточной стойкостью к действию микроорганизмов и не требует специальных мер для предупреждения бактериального разложения.

Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) – получают путем конденсации сульфит-спиртовой барды с формальдегидом и фенолом в кислой среде, с последующей нейтрализацией щелочью. КССБ активно снижает водоотдачу и вязкость промывочных жидкостей. Реагент выпускается трех марок: КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4. Цифры указывают содержание фенола в процентах.

Все марки КССБ устойчивы к действию 2-3% кальциевых солей до температуры $150 - 160^{\circ}\text{C}$, а в хлорокальциевых растворах до $100-110^{\circ}\text{C}$. КССБ-4 содержит хроматы и имеет высокую термостойкость до температуры 200°C .

КССБ-1 применяется для улучшения качества пресных, известковых,

гипсовых, высококальциевых и приготовленных на морской воде буровых растворах, устойчив при содержании соли NaCl до 10%. КССБ-2 применяется для обработки пресных, минерализованных растворов при содержании соли NaCl 10-15%, также известковых и хлоркальциевых растворов. КССБ-4 применяется для улучшения качества пресных, гипсовых, хлоркальциевых и минерализованных растворов. В пресных растворах реагент эффективен при температуре до 200°C. Реагент хорошо действует при концентрации водородных ионов $pH=7-9$.

Промывочные жидкости, обработанные КССБ, при фильтрации образуют тонкие, плотные фильтрационные корки пониженной липкости и малопрочные в верхних слоях, что является одним из условий предотвращения сальникообразования. Слабощелочная среда и присутствие в реагенте ионов кальция способствует снижению набухания глин. КССБ совместима с большинством химических реагентов. Выпускается в виде тонкого порошка темно-коричневого цвета. При добавках более 4% КССБ вспенивает раствор, поэтому вводятся реагенты снижающие образование пены-пеногасители.

Крахмальные реагенты – представляют собой смесь полисахаридов растительного происхождения. Крахмал выделяется из зерен кукурузы, пшеницы, риса, ржи, из корней и клубней растений. По внешнему виду – белый порошок, крупность помола его не более 0,5 мм, влажность не более 8%. Реагент предназначен для снижения водоотдачи буровых растворов различной минерализации при температуре не выше 120°C. Наиболее эффективен в щелочной среде при $pH=10$.

Для обработки промывочных жидкостей крахмал применяется в виде водно – щелочного раствора 5-8%-ной концентрации (соотношение крахмала и щелочи 10:2-10:4 в расчете на сухое вещество). При добавлении крахмала в утяжеленные соленасыщенные растворы происходит увеличение условной вязкости и статического напряжения сдвига. Крахмал хорошо сочетается с другими реагентами.

Растворы крахмала подвергаются бактериальному разложению. Свойства промывочной жидкости резко ухудшаются. Для подавления жизнедеятельности бактерий добавляют анти ферментаторы: формалин, фенол и др.

Модифицированный крахмал (МК-1) получают из крахмала обработанного 3% алюмокалиевыми квасцами. МК-1 порошок имеет влажность 8-12% хорошо растворяется в холодной воде и насыщенных растворах солей. Для обработки растворов применяется в сухом виде. Модифицированный крахмал имеет более высокую термостойкость до 130°C, по остальным свойствам не отличается от обычного крахмала.

Карбоксиметилированный крахмал (КМК) получают в результате химической реакции карбоксиметилцеллюлозы и крахмала. Представляет собой бело – желтый порошок, влажность не более 12,5%. Легко диспергируются в воде любой минерализации. Применяется для снижения водоотдачи пресных и высокоминерализованных растворов при температуре до 120°C. В минерализованных растворах снижает статическое напряжение сдвига. Концентрация водородных ионов pH не менее 10.

КМК не подвержен ферментивному разложению. Перед получением КМК обычный крахмал подвергают биоразложению.

Полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ) – является продуктом конденсации фенолов (отход сухой перегонки древесины) с формальдегидом. Представляет собой темно – коричневое смолистое твердое вещество, растворяющееся в воде и водных растворах щелочей. ПФЛХ применяется для снижения вязкости и статического напряжения сдвига пресных, слабоминерализованных и известковых растворов при температуре до 110 — 130 °C. Для обработки промывочных жидкостей используется в виде водных или водно-щелочных растворов 5-10%-ной концентрации. Наиболее эффективное действие при водородном показателе pH=9-10, но можно применять при любом значении pH.

Гидролизированный полиакрилонитрил (ГИПАН) получают путем

гидролиза полиакрилонитрила щелочью при температуре 96 – 100°C. Полиакрилонитрил – это продукт полимеризации нитрила акриловой кислоты. Гипан используется для снижения водоотдачи в пресных и среднеминерализованных растворах. При обработке пресных буровых растворов гипаном происходит их загущение, в минерализованных растворах загущения не наблюдается. Эффективное действие гипана сохраняется при температуре до 200°C.

Гипан представляет собой вязкую жидкость желтоватого цвета, выпускается в виде 10-15%-ного водного раствора. Добавки гипана изменяются в зависимости от забойной температуры и составляют 0,2-0,5% при 100-120°C и 2,0-3,0% при 180-200°C (в пересчете на сухое вещество). Оптимальное действие гипана проявляется при pH=10-11.

Гидролизированный полиакриламид (ГПАА) получают путем гидролиза полиакриламида щелочью при добавлении триполифосфата натрия. Полиакриламид представляет гель 8%-ной концентрации от светло-желтого до голубовато-зеленого цвета. Применяется ГПАА для снижения водоотдачи и стабилизации пресных и минерализованных буровых растворов.

Унифлок – полимер акрилового ряда, растворимый в воде. Применяется для снижения водоотдачи. Представляет собой порошок оранжевого цвета или кремового. Используется в виде водных растворов различной концентрации. Водный раствор имеет щелочную среду. Применяется этот реагент и как флокулянт.

Нитрилтриметиленфосфоная кислота (НТФ) предназначена для снижения вязкости и СНС промывочной жидкости. Представляет собой порошок белого цвета. В буровой раствор вводится в виде водного раствора 0,1-0,5%-ной концентрации. В пресных растворах термостойкость сохраняется до 180-200°C.

Электролиты. Кальцинированная сода (Na_2CO_3) – получают из карбонатов кальция аммиачным способом. Представляет собой порошок белого цвета, плохо растворимый в холодной воде. Применяется для

связывания ионов кальция, когда требуется перевести кальциевые глины в натриевые, как диспергатор глинистых частиц при приготовлении бурового раствора, как регулятор щелочности и повышения pH. При попадании солей кальция в раствор кальцинированная сода способствует снижению водоотдачи и вязкости.

Поваренная соль (NaCl) – добывается из залежей каменной соли (галита). Применяется для увеличения структурно – механических свойств буровых растворов из натриевых глин и для приготовления минерализованных растворов. Водный раствор имеет $\text{pH} = 7$. Добавка составляет 0,1-0,3% от объема бурового раствора. При больших добавках может произойти коагуляция раствора.

Каустическая сода (NaOH) – получается путем электролиза растворов поваренной соли (NaCl). Представляет собой хлопьевидное или гранулированное вещество белого цвета, легко растворяется в воде с выделением тепла. Применяется для поддержания нужного значения pH промывочной жидкости. При добавках 0,5-0,8% действует как пептизатор глин, при больших добавках вызывает коагуляцию бурового раствора, повышая водоотдачу и вязкость. Водородный показатель $\text{pH} = 9-11$.

Жидкое стекло – силикат натрия (Na_2SiO_3) – представляет собой вязкую жидкость от светло – желтого до желто – коричневого цвета. Получают при плавке кварцевого песка с кальцинированной содой. Применяется для повышения прочности структуры и вязкости промывочной жидкости с небольшим содержанием твердой фазы, при борьбе с поглощениями и для приготовления силикатных буровых растворов. Раствор жидкого стекла имеет водородный показатель $\text{pH} = 11-12$.

Триполифосфат натрия (ТПФН) – представляет собой смесь солей полифосфатов в виде пластинок, кусочков или порошка белого цвета. В холодной воде растворяется плохо. Применяется в виде водного раствора 5-10%-ной концентрации для связывания ионов кальция и как разжижитель, является регулятором щелочности бурового раствора.

Гашенная известь ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) - это порошок белого цвета. Применяется для приготовления ингибирующих известковых растворов, как структурообразователь для повышения прочности структуры при борьбе с поглощениями и как регулятор щелочности растворов.

Поверхностно – активные вещества (ПАВ) – применяются для снижения поверхностного натяжения на границе нефть-фильтрат промывочной жидкости, для регулирования параметров промывочной жидкости, повышения термостойкости растворов.

ОП-10 – продукт конденсации фенола с окисью этилена. Представляет собой вязкую маслообразную жидкость от светло – желтого до темно – коричневого цвета, растворимую в воде. Применяется при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости, как эмульгатор нефти в буровых растворах. Не образует осадка в минерализованных водах при температуре до 80-90°C.

Оксиэтилированный фенол - УФЭ₈ – густая жидкость темно – коричневого цвета, хорошо растворяющаяся в воде. Используется для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз: нефть – вода – горная порода с целью сохранения нефтепроницаемости призабойной зоны пласта, при вскрытии продуктивных пластов раствором на водной основе. УФЭ₈ – повышает термостойкость буровых растворов, улучшает смазочные свойства, но может вспенивать раствор при больших добавках. Не образует осадка в минерализованных водах.

Сульфонол - выпускается в виде порошка светло – желтого цвета или вязкой жидкости темно – коричневого цвета. Это синтетическое поверхностно – активное вещество, хорошо растворяется в воде и нефти. Сульфонол применяется для обработки промывочных жидкостей при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости и как эмульгатор нефти в растворах.

Порошкообразный сульфонол используют в виде водного раствора 30-40%-ной концентрации. При использовании сульфонола в качестве

эмульгатора, его предварительно растворяют в нефти. В минерализованных водах сульфенол образует хлопьевидный осадок. Для предотвращения выпадения осадка раствор сульфанола предварительно высаливают, добавляя соли NaCl или CaCl₂.

Смазочные добавки. Реагент ФК-2000 состоит из поверхностно – активных веществ на основе растительных масел. Представляет собой вязкую жидкость от светло – желтого до темно – коричневого цвета, экологически безопасная, относится к трудно горючим продуктам. Предназначена для обработки пресных, минерализованных, ингибирующих буровых растворов при бурении горизонтальных, наклонно-направленных и разведочных скважин. Вводится в буровой раствор в натуральном виде или в виде водного раствора. Водородный показатель 1%-го водного раствора pH=8 – 11. эффективно использовать вместе с графитом.

ФК-2000 ПЛЮС – способствует сохранению естественной проницаемости продуктивного пласта при его разбуривании. **ФК-2000 ПЛЮС А** – обладает повышенными антиприхватными свойствами, **ФК-2000 ПЛЮС М** – имеет пониженную температуру застывания до (-23° С).

ФК-1 – ингибирующая смазочная добавка. По внешнему виду маслянистая текучая жидкость коричневого цвета с характерным запахом масла. Применяется для улучшения смазочных, ингибирующих и фильтрационных свойств промывочных жидкостей при бурении горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин.

СМАД-1–окисленный петролатум, побочный продукт депарафинизации авиационных масел. Представляет собой смесь твердых углеводородов парафинового и нафтенового рядов и высокомолекулярных жидких углеводородов с дизельным топливом в соотношении 1:1.

СМАД-1 представляет собой вязкую жидкость плотностью 900 кг/м³. можно использовать как структурообразователь в соленасыщенных растворах. Эффективен при pH раствора ≤10. СМАД-1совместим со всеми химическими реагентами, используемыми для обработки буровых растворов пресных,

минерализованных, утяжеленных, неутяжеленных.

Графит – гидрофобный кристаллический порошок серебристого цвета нерастворяющийся в воде. Добавки графита составляют до 1 % от объема раствора. Значительно улучшаются смазочные свойства при комбинированной добавке графита СМАД-1, графита и нефти (1-2%).

НЕФТЬ – представляет собой смесь органических веществ: парафиновых, нафтеновых, ароматических углеводородов и примесей.

Для добавок в буровой раствор рекомендуются нефти плотностью 829-834 кг/м³, которые обладают высокой поверхностной активностью. Смазочные свойства нефти усиливаются добавками графита (1-2%).

СОНБУР – 1101 предназначена для обработки пресных и минерализованных буровых растворов при бурении поисковых, параметрических, эксплуатационных, наклонно-направленных, горизонтальных и дополнительных (боковых) скважин. **СОНБУР – 1102** применяется в различных по составу и минерализации буровых растворах на водной основе: полимерных, полисахаридных, полимер-солевых, глинистых, технической воде. **СОНБУР – 1103** применяется в различных по составу и минерализации буровых растворах на водной основе: полимерных, полисахаридных, полимер-солевых, глинистых, технической воде не требуется пеногасителей.

СОНБУР – 1104 - это высокоэффективная, экологически чистая смазочная добавка к буровым растворам, предназначена для обработки пресных и минерализованных буровых растворов при бурении поисковых параметрических, эксплуатационных, наклонно-направленных, горизонтальных и дополнительных (боковых) скважин. Обладает низкой температурой замерзания и высокой термостабильностью.

Реагенты пеногасители. Пента - 465 это силиконовый пеногаситель, представляющий собой вязкую жидкость желтовато – серого цвета. Эффективно использовать в пресных, минерализованных, утяжеленных глинистых растворах, а также в безглинистом полимер – эмульсионном

растворе. Пента - 465 улучшает реологические свойства буровых растворов и значительно снижает липкость фильтрационной корки. Этот пеногаситель устойчив при хранении, морозостоек до (-30°C), сохраняет эффективное действие в интервале водородного показателя pH от 2 до 12.

Полиметилсилоксановая жидкость ПМС-200 это кремнийорганическая жидкость. Обладает высокой гидрофобностью. Представляет собой линейный полимер, в воде не растворяется.

Соапсток – это отходы маслозаводов, производящих рафинирование растительных масел. Представляет собой пасту, которая состоит из смеси нейтрального жира, мыла жирных кислот и примесей. Существует хлопковый, подсолнечный и касторовый соапсток. Наибольшей активностью обладает хлопковый соапсток. Соапсток применяется в пресных и минерализованных растворах совместно с реагентами пенообразователями. Чаще его готовят с известковым молоком: соапсток, каустическая сода, известковое молоко, вода или соапсток, известковое молоко дизельное топливо. Эффективность пеногашения усиливается при добавке графита.

Реагент Т-66 – побочный продукт производства диметилдиоксана при получении изопрена из изобутилена и формальдегида. Основными компонентами реагента являются диоксановые спирты и их производные. По внешнему виду это легко подвижная жидкость с характерным запахом, хорошо растворяется в воде и органических растворителях, имеет плотность от 1010 до 1070 кг/м³. Этот реагент является также структурообразователем в минерализованных буровых растворах различной степени минерализации, обладает смазочным действием, способствует снижению водоотдачи, частично нейтрализует сероводород. При обработке буровых растворов лучше вводить Т-66 в водный раствор реагента пенообразователя. На активность этого реагента влияет щелочность бурового раствора. Оптимальный диапазон водородного показателя pH находится в пределах 7,8-8,2.

Реагент Т-80 является отходом при производстве синтетического каучука. Состоит в основном из диоксановых спиртов и их производных.

Применяется в качестве пеногасителя и структурообразователя минерализованных буровых растворов, а также для частичной нейтрализации сероводорода. Представляет собой вязкую жидкость плотностью 1030-1050 кг/м³, вязкостью 60 секунд, температура замерзания (-40° С). В воде почти не растворяется образуя эмульсию. При пеногашении эффективное действие проявляется при водородном показателе бурового раствора рН=7,5-9,0.

Реагент Т-92 это реагент Т-80, из которого удален диметилдиоксан. По внешнему виду – это вязкая жидкость плотностью 1030-1090 кг/м³, вязкостью 115 секунд, температура замерзания (-40° С). Применяется, кроме пеногашения, для частичной нейтрализации сероводорода, улучшает смазочные свойства раствора и снижает прочность структуры буровых растворов.

Реагент Т-94 это побочный продукт производства диметилдиоксана. Представляет собой легко подвижную маслянистую жидкость с характерным запахом, от желтого до коричневого цвета. Т-94 растворяется в воде и органических соединениях. Применяется также как структурообразователь в минерализованных буровых растворах, обладает смазочным действием.

РЕАГЕНТ МАС-200 представляет собой высокодисперсный, гидрофобизированный кремнезем. Представляет собой легкосыпучий порошок, сыпучесть его сохраняется при температуре от – 40°С до + 50° С, имеет плотность 2200 кг/м³. Для обработки буровых растворов МАС - 200 готовят в виде суспензии в дизельном топливе 5-10%-ной концентрации. Применяется этот реагент также в качестве эмульгатора, стабилизатора инвертных эмульсий [2,5].

Химические реагенты зарубежных фирм

REACAP порошок белого цвета, частично гидролизированный полиакриламид с высокой молекулярной массой, предназначен для ингибирования глин путём инкапсуляции глинистых частиц. Загуститель раствора, флокулянт, понизитель водоотдачи, обладает слабыми смазывающими способностями.

Флодрилл ТС-705 - полиакрилат натрия со средней молекулярной массой-порошкообразное вещество светло-желтого цвета, хорошо растворим в воде, моголигроскопичен. Образует тонкую, прочную глинистую корку. Стабилизирует характеристики раствора. Термостоек. Снижает ДНС и СНС полимер-глинистого раствора, не оказывая влияния на пластическую вязкость. Обладает выраженной смазывающей способностью.

Ограничения: неэффективен в присутствии ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} .

REAST AB - полиакрилат натрия со средней молекулярной массой, предназначен для снижения водоотдачи пресных и минерализованных буровых растворов. Стабилизатор глинистых сланцев.

«Фло-Трол» - понизитель водоотдачи, особая разновидность модифицированного крахмала, специально разработанная для применения в системе «Фло-Трол», Рекомендуется использовать в сочетании с кольматантами типа карбоната кальция или кристаллической соли.

«Фло- Трол» - неионогенный полимер, который может применяться в любых типах растворов на водной основе – от пресных до соленасыщенных. Обладает синергетическим эффектом при использовании совместно с «Фло-Виз».

Основные физические свойства: внешний вид – белый порошок, плотность – 1,5, растворимость – 100%.

Область и способ применения:

- Используется для снижения водоотдачи любых растворов на водной основе. Особенность реагента в том, что он не влияет на величину ВНСС (в отличие от ПАЦ, КМЦ и других реагентов крахмальной группы).
- Рекомендуемая концентрация в растворе - от 3 до 12 кг/м³.
- Может использоваться в жидкостях заканчивания, рассолах, пакерных жидкостях. Термостабилен до 120°C. При необходимости, температурный порог может быть увеличен до 150°C добавлением соли или специальных реагентов-стабилизаторов.

Преимущества:

- Обеспечивает тонкую прочную фильтрационную корку.
- Синергетически взаимодействует с «Фло-Виз».
- Может использоваться как в пресных, так и в соленасыщенных растворах.

Ограничения:

- Деградирует при температуре выше 120°C.
- Подвержен бактериальному разложению. Следует использовать бактерицид.

Токсичность и обращение: «Фло-Трол» прошел экологическую сертификацию и допущен к применению на территории РФ в качестве компонента буровых растворов. Копии сертификатов могут быть предоставлены по требованию. Неопасен. Нетоксичен. Следует обращаться в соответствии с требованиями MSDS и общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки, перчатки) и соблюдать правила личной гигиены. Данные биологических анализов могут быть предоставлены по требованию.

Упаковка и хранение: «Фло-Трол» поставляется в многослойных бумажных мешках весом 25 кг. Рекомендуется хранить в сухом прохладном месте.

«Люб-167» - диспергируемая в воде смазочная добавка, разработанная для понижения коэффициентов трения и крутящего момента во всех типах растворов на водной основе. «Люб-167» обладает уникальной смачивающей способностью, что снижает вероятность сальникообразования на элементах КНБК. Не содержит в составе углеводов и совместим со всеми типами буровых растворов на водной основе.

Основные физические свойства: содержание активного вещества -70-90%, внешний вид - светло-коричневая жидкость, запах- умеренный, удельный вес -0,96 – 1,04, pH(1 раствора)- 8,8 -9,2, температура вспышки-

1160с, рН конц. раствора-6,9.

Область и способ применения: «Люб-167» полностью диспергируется в воде, легко замешивается в любых типах буровых растворов. Не пенит и может быть введен в раствор, как через смеситель, так и непосредственно в емкость при наличии хороших перемешивателей. Рекомендуемые концентрации «Люб-167» для достижения желаемого эффекта от 8.6 до 30 кг/м³. Для растворов с плотностью выше 1450 кг/м³ необходимая концентрация реагента может быть выше.

Преимущества:

- Высокоэффективный многоцелевой продукт.
- Снижает коэффициент трения, крутящий и тормозящий момент
- Не влияет на реологию системы
- Содержит уникальные смачивающие компоненты, предотвращающие образование сальников на элементах КНБК
- Может использоваться при любых забойных температурах
- Не вызывает пенообразования
- Не образует блестящей пленки на поверхности раствора при концентрациях 4 % по объему и ниже

Ограничения:

- Может образовывать сгустки при жесткости системы по магнию и кальцию выше 600 мг/л и высоких рН;
- Может вызывать лёгкое пенообразование в свежеприготовленном растворе на основе морской воды, с ультранизким содержанием твердой фазы

Токсичность и обращение: «Люб-167» прошел экологическую сертификацию и допущен к применению на территории РФ в качестве компонента буровых растворов. Копии сертификатов могут быть предоставлены по требованию. Неопасен. Нетоксичен. Следует обращаться в соответствии с требованиями MSDS и общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки,

перчатки) и соблюдать правила личной гигиены. Данные биологических анализов могут быть предоставлены по требованию.

Упаковка и хранение: «Люб-167» поставляется в металлических или пластиковых бочках объемом 208 л. Рекомендуется хранить в сухом прохладном месте.

I

K

R

— представляет собой мало повышающий вязкость первичный понизитель водоотдачи, состоящий из жидкого модификатора IKR на водной основе. IKR используется в качестве понизителя вязкости для инсолирования буровых растворов. IKR не рекомендуется для использования при температуре до 150°C (310°C) при использовании в условиях буровой.

Характеристики:

Внешний вид: беловатый порошок, растворимость: легко растворим в пресной и морской воде, а также в концентрированных рассолах, термостойкость: устойчив в условиях буровой до 130° C.

IKR является экономичным понизителем водоотдачи, который может использоваться во всех системах на водной основе и особенно полезен в буровых растворах, приготовленных на основе насыщенных солевых растворов. IKR растворим в кислоте и, следовательно, является весьма эффективным в жидкостях для заканчивания и проведения ремонтных работ.

B

POLYMER представляет собой первичный реагент для повышения вязкости с возрастанием скорости сдвига.

B

POLYMER — один из немногих полимеров, создающих постепенно возрастающие статические напряжения сдвига, что позволяет без труда достичь поддержания утяжеляющих агентов во взвешенном состоянии без необходимости прибегать для этого к очень высоким вязкостям.

POLYMER особенно хорош для использования в жидкостях для заканчивания

и проведения капитальных ремонтных работ, а также в операциях по заводнению.

Характеристики:

Внешний вид: порошок кремового цвета; объемная плотность: 0,6 – 0,8 г/см³; растворимость: легко растворим в пресной и морской воде и в концентрированных соляных растворах; термостойкость: устойчив до 130° С при 16-часовых лабораторных испытаниях и до 160° С в полевых условиях.

В

POLYMER применяется для получения высоких динамических и статических напряжений сдвига при низкой пластической вязкости. В-POLYMER хорошо распускается в пресной и морской воде и в насыщенных растворах и нечувствителен к загрязнению растворенными ионами. Он эффективен в широком диапазоне pH от 3 до 12 и обеспечивает определенную степень контроля водоотдачи.

С

О

Р

А Характеристики:

С Объемная плотность: 150 – 300 кг/м³, растворимость: легко растворим во всех жидкостях. В-АХРБ-ПВ-1000 – это белый порошок, который легко растворяется в пресной и морской воде и в насыщенных растворах. Он устойчив к загрязнению растворенными ионами. Он эффективен в широком диапазоне pH от 3 до 12 и обеспечивает определенную степень контроля водоотдачи. Модифицированный полианионный полимер со средним до высокого молекулярным весом.

О

Р

А Е

С

В действует как регулятор вязкости и дает жидкость, характеризующуюся уменьшением вязкости с возрастанием скоростей сдвига, а также хорошим значением отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости.

В используется также для контроля водоотдачи в системах на основе пресной или морской воды и, в отличие от традиционной карбоксиметилцеллюлозы

XL представляет собой чрезвычайно эффективный, не оказывающий влияние на вязкость, понизитель водоотдачи. Беловатый порошок. Модифицированная низкомолекулярная полианионная целлюлоза.

Характеристики:

Объемная плотность: 150 – 300 кг/м³; растворимость: легко растворим во всех буровых растворах на водной основе, термостойкость: устойчив в лабораторных испытаниях до 150° С и в полевых условиях до 180°С.

E

C

O

P

A

C

XL чрезвычайно эффективен в качестве понизителя вязкости и особенно полезен в буровых растворах. Он представляет собой высокодисперсионную суспензию порошкообразных частиц, которые придают ему вязкоупругие свойства. Благодаря своим свойствам XL снижает вязкость бурового раствора, что улучшает его фильтрационные характеристики. Он также улучшает качество фильтрационной корки. Продукт может быть использован в водных растворах хлоридов калия и проявляет хорошую стойкость по отношению к загрязнению. Он представляет собой анионную смесь жиров и специальных добавок.

Характеристики:

Слегка вязкая жидкость, светло-желтая жидкость, pH = 8,0 – 9,0, плотность около 1,0 г/см³, температура воспламенения \square 65 \square C, растворимость: растворяется в пресной воде, диспергируется в морской воде.

Применение:

IKLUBE особенно рекомендуется для проведения буровых работ в водной среде.

Прикрепляется к металлическим поверхностям, образуя прочную смазывающую пленку. Сокращает изнашивание материала при трении и

продляет срок эксплуатации оборудования.

Обладает большим эффектом при применении в областях высокого давления.

Тесты, проведенные на специальном оборудовании, показали, что IKLUBE высокоэффективен в концентрациях от 0,5 до 1 %. Данное количество продукта дает превосходные результаты в промышленном использовании.

IKSTABE представляет собой инкапсулирующий полиакриламидно-акрилатный полимер. Ингибитор глин и глинистых сланцев. Белый или светло-кремовый порошок.

Р

е **IKD** представляет собой смазочную добавку, предотвращающую кальникообразования. Светло-желтая жидкость. Рекомендуемая добавка 0,3 – 0,0 кг/м³.

м **IKBAK – 11П** представляет собой бактерицид, предназначенный для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры. Прозрачная жидкость. Рекомендуемая добавка 0,2 – 0,8 кг/м³.

у **IKKARB – 75** представляет собой кальматирующий и утяжеляющий агент для бурового раствора. Тонко-зернистый, белый, кристаллический порошок.

с **F**

L

O

C

G

E

L

L B

B

M Модифицированный крахмал, используется для снижения фильтрации буровых растворов. Быстро растворим во всех типах буровых растворов без комкообразования. Не токсичен и обладает способностью к полному разложению. Внешний вид – крупнозернистый порошок. Предназначен для

во всех типах буровых растворов без комкообразования. Внешний вид – крупнозернистый порошок. Продукт обладает способностью ингибирования глинистых сланцев. Минимальная добавка BOHRAMYL BR составляет 1 % от общего объема бурового раствора.

S

T

A

B

I

L

O

S S

E

A

B

Карбоксиметилированный полисахаридный полимер. Является преобладающим понизителем фильтрации буровых растворов на пресной и морской воде. Полностью ферментативно устойчив. Быстро растворим во всех типах буровых растворов без комкообразования. Внешний вид – крупнозернистый или мелкозернистый порошок. Устойчив к температурам до 140°С. При добавлении от 1 % до 2 % STABILOSE LV.

Карбоксиметилированный полисахаридный полимер. Предназначен для контроля фильтрации буровых растворов на водной основе с температурой до 140°С. Добавка к буровому раствору составляет 1 – 3 %. Экономичная альтернатива

низкомолекулярным полимерам. Предназначен для обработки пресных, слабосоленых и соленых буровых растворов. Применяется в качестве понизителя фильтрации и одновременно флоккулянта (понижает вязкость и стабилизирует дисперсию), применяющегося для увеличения продуктивности пластов, заканчивание скважин. FLOCCEL RD – снижает фильтрацию растворов, не загрязняет продуктивный пласт, полностью разлагается под действием слабых кислот и окислителей, устойчив к температуре до 140°С во всех растворах, устойчив к NaCl, KCl и солям кальция. Биоразлагаем и нетоксичен.

4.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПЛОТНОСТИ, ХАРАКТЕРИСТИКА УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ

Для предупреждения газонефтеводопроявлений, обвалов стенок скважины необходимо в процессе бурения регулировать гидростатическое давление столба бурового раствора в зависимости от давления вскрываемых пластов. Регулирование гидростатического давления столба промывочной жидкости осуществляется изменением ее плотности.

Буровые растворы, приготовленные из бентонитовых глин имеют плотность 1040 – 1080 кг/м³, из других типов глин имеют плотность 1150 – 1300 кг/м³. Когда необходим раствор с большей плотностью используют добавки порошкообразных тяжелых минералов – утяжелителей. Утяжелители должны отвечать определенным требованиям: иметь высокую плотность, не ухудшать технологические свойства бурового раствора, быть не абразивными, иметь определенную тонкость помола, не быть коррозионноактивными, иметь допустимую влажность (2 – 5%).

Карбонатные утяжелители. Мергель – осадочная горная порода, карбонат кальция с высоким содержанием глинистых минералов. Плотность его 2650 кг/м³. Применяется ограниченно.

Известняк – осадочная горная порода, карбонат кальция. Плотность его 2700 кг/м³. **Мел** – мягкий белый известняк. **Мраморная крошка** – известковая горная порода, образовавшаяся в результате метаморфизации известняка.

Доломит – осадочная горная порода, состоит из карбонатов кальция и магния. Плотность его 2800 – 2900 кг/м³. Применяется ограниченно.

Карбонатные утяжелители позволяют утяжелять буровой раствор до плотности 1500 кг/м³. Поскольку карбонаты растворимы в кислой среде, карбонатные утяжелители рекомендуется применять для повышения плотности буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов. Это позволяет с помощью кислотных обработок частично устранить вредное влияние когельматации продуктивного пласта твердой фазой промывочной жидкости.

Баритовые утяжелители. Барит – сульфат бария, минерал белого цвета. Плотность его без примесей 4480 кг/м^3 . В зависимости от содержащихся в нем примесей может быть серого, красного, желтого цвета и имеет плотность $4100 - 4700 \text{ кг/м}^3$. Барит имеет небольшую твердость зерен. Это наиболее широко используемый утяжелитель. Применяется для буровых растворов всех типов. Различают жильный барит, барит получаемый при гравитационном обогащении баритовых руд, флотационные баритовые концентраты производства обогатительных фабрик цветной металлургии. Качество утяжелителей на основе флотационных баритовых концентратов ниже, чем чистого барита или барита, получаемого при гравитационном обогащении баритовых руд. Это связано с тем, что флотационные баритовые концентраты содержат вредные примеси флотореагентов, которые ухудшают смачивание барита в буровом растворе и вызывают вспенивание раствора. Барит позволяет утяжелять промывочную жидкость до плотности $1800 - 2200 \text{ кг/м}^3$.

Железистые утяжелители. Гематит – один из главных минералов железных руд, содержащих 70% оксида железа, вишнево-красного цвета. Плотность его без примесей 5300 кг/м^3 . Природные руды с содержанием гематита 54 – 60% имеют плотность $4150 - 4400 \text{ кг/м}^3$ и цвет от черного до серо-стального. Гематитовый утяжелитель позволяет утяжелять буровой раствор до плотности 2200 кг/м^3 . Недостаток - гематитовый утяжелитель обладает высокой абразивностью. Применяется ограниченно.

Магнетит – минерал железных руд черного цвета, имеет плотность $4900 - 5200 \text{ кг/м}^3$. Для утяжеления буровых растворов используются руды, которые содержат 53 – 55% магнетита, плотностью $4200 - 4350 \text{ кг/м}^3$. Недостаток - магнетитовый утяжелитель имеет повышенные абразивные свойства и обладает сильными магнитными свойствами. Наличие магнитных свойств приводит к образованию плотных слоев магнетита на поверхности буровых труб, что создает условия для возникновения прихватов. Магнетитовый утяжелитель позволяет утяжелять промывочную жидкость до плотности 2200 кг/м^3 . Применяется ограничено.

МАГБАР – баритно – магнетитовый утяжелитель, состоит из 50% флотационного барита и 50% магнетита. Предназначен для повышения плотности буровых растворов и нейтрализации сероводорода при разбуривании зон с аномально высокими пластовыми давлениями и высокими температурами. Совместим со всеми видами буровых растворов. Плотность баритно – магнетитового утяжелителя не менее 4500 кг/м³. Абразивность в 1,5–2,0 раза меньше абразивности магнетита. Позволяет утяжелять промывочную жидкость до плотности 2500 кг/м³.

Свинцовый утяжелитель. Галенит – свинцовый блеск, один из основных минералов свинцовых руд. Плотность его 7400 – 7600 кг/м³. галенит позволяет получать сверхтяжелые буровые растворы плотностью 3000 – 3800 кг/м³ [2,4].

Вопросы для самопроверки.

1. Какие химические реагенты относятся к реагентам стабилизаторам?
2. Какие реагенты относятся к синтетическим - акриловым?
3. Какие химические реагенты применяются для регулирования водородного показателя pH?
4. Какую роль играют смазочные добавки?
5. С какой целью применяются реагенты пеногасители?
6. Каким параметром промывочной жидкости регулируется гидростатическое давление в скважине?
7. Когда эффективно использовать карбонатные утяжелители?
8. С какой целью применяются поверхностно – активные вещества?

5. СОСТАВ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Курсовая работа выполняется на основе материалов, собранных в период производственной практики на буровых предприятиях, использования учебной и научной литературы, периодических изданий.

При выполнении курсовой работы студент должен показать способность самостоятельно разрабатывать и обосновывать вопросы по технологическим жидкостям, умение пользоваться литературой, исследовать и анализировать материал, показать знание современных буровых растворов и химических реагентов.

Образец типового задания

Задание на курсовое проектирование

«Буровые технологические жидкости»

Исходные данные

1. Геолого-технический наряд на скважину.
2. Геологический разрез скважины
3. Зоны возможных осложнений.
4. Конструкция скважины.
5. Пластовое давление и давление гидроразрыва по стволу скважины.
6. Температура на забое скважины. Средняя температура промывочной жидкости.
7. Величина коммерческой скорости бурения.
8. Нормы расхода материалов на приготовление и химическую обработку промывочной жидкости в данном районе.
9. Плотность глины, из которой приготовлена промывочная жидкость.

Разработать вопросы

1. Выбор и обоснование вида промывочной жидкости по интервалам скважины в зависимости от геологических условий.
2. Обоснование параметров и расчет плотности промывочной

жидкости по интервалам бурения скважины.

3. Регулирование параметров промывочной жидкости: химическая обработка, утяжеление по интервалам скважины.

4. Расчет потребного количества промывочной жидкости, глины, воды, химических реагентов, утяжелителя.

5. Специальный вопрос.

Курсовая работа состоит из расчетно-пояснительной записки и графического материала. Пояснительная записка выполняется на листах белой нелинованной бумаги размером А4 (210х297) мм без рамки.

Сокращение слов в тексте и подписях не допускается, за исключением сокращений русских слов и словосочетаний по ГОСТ.

Пояснительная записка выполняется с использованием компьютерной техники.

Пояснительная записка курсовой работы брошюруется и вшивается в обложку, на лицевой стороне которой выполняется титульный лист.

Страницы пояснительной записки нумеруются последовательно от титульного листа до последней страницы, включая приложения.

Номера страниц проставляются в правом нижнем углу арабскими цифрами без слов «стр.», знаков тире и точек. На титульном листе номер страницы не ставится.

Содержание пояснительной записки

Расчетно-пояснительная записка к курсовой работе должна содержать:

1. титульный лист;
2. задание на курсовую работу;
3. содержание;
4. введение;
5. геологический раздел;
6. технологический раздел;
7. специальный вопрос;

8. заключение;
9. библиографический список.

Введение

Рекомендуется отразить роль данного района в развитии нефтегазовой промышленности страны. Пояснить роль и значение промывочной жидкости в технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Показать актуальность разрабатываемого специального вопроса.

Объем раздела 1-2 с.

1. Геологический раздел

Кратко описать географическое положение месторождения (площади), рельеф, охарактеризовать климат.

1.1. Геологический разрез скважины

Необходимо описать стратиграфию района и литологический разрез скважины до проектной глубины, т. е. возраст и литологический состав горных пород (представляется в виде таблицы). Указать интервалы залегания продуктивных пластов и мощность каждого пласта. Перечислить водоносные горизонты с указанием глубины залегания.

1.2. Зоны осложнений.

Охарактеризовать зоны возможных осложнений: осыпи и обвалы горных пород, поглощения бурового промывочного раствора, газонефтеводопроявления. Указать ожидаемые пластовые давления и давления гидроразрыва пластов по разрезу ствола скважины.

Объем раздела 5-6 стр.

2. Технологический раздел

2.1 Конструкция скважины

Необходимо дать описание конструкции скважины, которая является базовой для данной курсовой работы. Требуется указать сведения о количестве, диаметре, глубине спуска обсадных колонн и высоте подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Описать назначение каждой

обсадной колонны. Показать схематическое изображение конструкции скважины.

2.2. Выбор и обоснование вида промывочной жидкости по интервалам скважины в зависимости от геологических условий

В данном разделе следует выбрать вид промывочной жидкости по интервалам бурения скважины, руководствуясь данными геолого-технического наряда и бурового предприятия.

Интервалы смены промывочной жидкости следует указывать по глубине скважины в метрах. Например, 1-й интервал 0-450 м, 2 -й интервал 450-1100 м, 3-й интервал 1100-1700 м и т. д. до проектной глубины.

Дать обоснование каждого вида промывочной жидкости, т. е. привести доказательства о целесообразности применения выбранного вида бурового раствора в определенном интервале бурения скважины. При этом следует руководствоваться сведениями геологического разреза о литологическом составе горных пород, их устойчивости, наличии возможных осложнений и технологическими условиями бурения. Рекомендуется использовать производственные данные бурового предприятия, учебную и научную литературу.

Необходимо дать характеристику каждому виду промывочной жидкости: отличительные признаки, преимущества и недостатки, способ приготовления.

2.3. Обоснование параметров и расчет плотности промывочной жидкости по интервалам бурения скважины

В этом разделе надо рассчитать плотность промывочной жидкости и сделать выбор, и обоснование основных параметров: водоотдачи V , условной вязкости T , статического напряжения сдвига за 1 минуту покоя раствора (СНС) θ_1 и за 10 минут покоя θ_{10} , водородного показателя pH, содержания песка (шлама) P .

Расчет плотности, выбор и обоснование параметров бурового раствора необходимо выполнить для каждого интервала скважины, которые определены в разделе 2.2 данного проекта.

Величину плотности промывочной жидкости рассчитать в зависимости от значения пластового давления. При этом необходимо учитывать, что плотность промывочной жидкости должна предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления, превышающего пластовые давления на определенную величину в зависимости от глубины (данные о коэффициенте превышения излагаются в лекционном курсе).

Максимально допускаемая репрессия должна исключить возможность гидроразрыва пласта и поглощения бурового раствора на любой глубине интервала бурения.

При отсутствии значения пластового давления, оно может быть определено с помощью нормального градиента.

При бурении в неустойчивых горных породах, склонных к обвалам, плотность промывочной жидкости рекомендуется несколько увеличить. В интервалах поглощения плотность бурового раствора снижается.

В интервалах скважины, где отсутствуют зоны осложнений, поддерживаются нормальные значения параметров промывочной жидкости: водоотдача 6-8 см³ за 30 мин., условная вязкость 30-40 с, статическое напряжение сдвига (CHC) за 1 мин. покоя раствора $\theta_l = 30-40$ дПа (3-4 Па), за 10 мин. покоя раствора $\theta_{10} = 40-50$ дПа (4-5 Па). Содержание песка (шлама) для турбинного бурения должно быть не более 1,0 %, при роторном способе бурения не более 2,0 %.

Водородный показатель в большинстве случаев поддерживается pH=7–9, за исключением применения специальных промывочных жидкостей и химических реагентов.

При выборе основных параметров бурового раствора для проектируемой скважины, необходимо учитывать данные по характеристикам промывочных растворов 3-5 пробуренных скважин с лучшими показателями.

2.4. Регулирование параметров промывочной жидкости: химическая обработка, утяжеление по интервалам скважины

В данном разделе необходимо разработать рациональную и

эффективную химическую обработку раствора. В тех интервалах, где требуется, произвести утяжеление бурового раствора до необходимой плотности. По интервалам глубины скважины указать вид химических реагентов, утяжелителя, частоту повторных обработок. Интервалы скважины берутся из раздела 2.2.

Дать характеристику применяемых химических реагентов: назначение, состав, область применения, а также характеристику используемого утяжелителя.

При рассмотрении вопросов этого раздела необходимо отдавать предпочтение новейшим, наиболее эффективным реагентам.

В конце раздела построить графики изменения параметров промывочной жидкости по интервалам скважины.

2.5. Расчет количества промывочной жидкости, глины, воды, химических реагентов, утяжелителя

При выполнении этого раздела необходимо использовать нормы расхода материалов по данному району и результаты бурения скважин, собранные при прохождении производственной практики на буровом предприятии: глубина спуска обсадных колонн и диаметры долот под них, объем емкостей, в которых находится промывочная жидкость, величина средней коммерческой скорости бурения скважин.

Расчет расхода бурового раствора по интервалам бурения и на одну скважину

Необходимое количество бурового раствора определяется по формуле:

$$Q = n_1 L_1 + n_2 L_2 + n_3 L_3 + \dots + n_n L_n$$

где Q – общий объем бурового раствора на 1 скважину, м³;

n

– норма расхода бурового раствора на 1 м проходки с учетом коммерческой скорости, диаметра долота и обработки раствора (необработанный и химически обработанный) м³/м, соответствующий данной норме, пробуренный одним диаметром долота, м.

При переходе с бурения водой на бурение буровым раствором или с одного вида раствора на другой учитывается дополнительный объем, необходимый для заполнения скважины, исходя из объема обсаженной и необсаженной части скважины с учетом коэффициента кавернозности и объема приемных емкостей или амбаров.

Объем обсаженной части устанавливается: объем 1 м внутритрубного пространства и интервала бурения одним долотом.

Объем необсаженной части устанавливается: объем 1 м скважины в зависимости от диаметра долота и коэффициента кавернозности, и интервала бурения одним долотом.

Коэффициент кавернозности определяется техническим проектом на предприятии.

Вместимость приемных емкостей и желобов принимается в зависимости от типа буровой установки и системы очистки.

Расчет количества утяжелителя и химических реагентов по интервалам бурения и на одну скважину

Необходимое количество утяжелителя определяется по формуле:

$$Q = n_{y1} V_{исх} \alpha_1 + n_1 n_{y1} L_1 \alpha_1 + n_3 L_3 + \dots + n_n n_{yn} L_n \alpha_n$$

где Q – общий расход утяжелителя, т;

n

n_n – норма расхода бурового раствора на 1 м³ раствора, т/м³;

V

u a

ϵa_n – коэффициент повышения плотности бурового раствора по сравнению с исходным;

L_n – интервал скважины, соответствующий данной норме, м.

где $V_{скв}$ – объем раствора в скважине до интервала утяжеления, м³;

и V_n – объем приемных емкостей или желобов, м³.

с $\alpha = 10 \times (\rho_y - \rho_{исх})$

х где ρ_y – плотность утяжеленного бурового раствора, т/м³;

о

д

и

$\rho_{исх}$ – плотность исходного бурового раствора, т/м³.

Расчет необходимого количества химических реагентов производится отдельно по каждому виду химического реагента.

$$Q = n_1 V_1 + n_2 V_2 + \dots + n_n V_n$$

где Q – общий расход химического реагента на скважину, кг;

n

n V

M_n – необходимый расход реагента на 1 м³ бурового раствора, кг/м³.
Расход химических реагентов на 1 м³ бурового раствора определяется по такой же формуле, что и расчет количества химических реагентов. Соответственно используются нормы расхода глины и воды на буровой раствор по м³ бурового раствора в зависимости от его плотности и учитывается объем раствора на каждом интервале бурения скважины.

2.6. Специальный вопрос

При оформлении этого раздела в названии не надо писать слова «Специальный вопрос», а указать название разрабатываемого вопроса. Например, 2.6. Гидроциклонная очистка промывочной жидкости.

Разработке специального вопроса необходимо уделить особое внимание.

Указать роль и значение исследуемой проблемы в строительстве скважины. Дать краткий обзор литературных данных, привести статистический материал по теме спецвопроса собранный на производстве, провести сравнительный анализ, представить схемы, рисунки, графики, чертежи в пояснительной записке.

Завершается этот раздел выводом и рекомендациями по разрабатываемой тематике.

Объем технологического раздела 45-50 с.

6. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

Вначале необходимо определить плотность бурового раствора.

1. Плотность бурового раствора $\rho_{б.р.}$ выбирают исходя из условий

предотвращения потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины и их гидроразрыва, а также с целью создания нормального противодавления на пласты, насыщенные пластовыми флюидами, препятствующего их притоку в скважину.

Давление гидроразрыва определяют опытным путем, иногда на основе ранее пробуренных скважин на данном месторождении. При отсутствии данных можно рассчитать давление гидроразрыва пласта через горное давление.

Для примерной оценки горного давления можно воспользоваться выражением (1):

$$P_z = \rho_n \times g \times H \quad (1)$$

где ρ_n – средняя плотность горных пород, кг/м³, которая рассчитывается по формуле (2):

$$P_n = \frac{\sum_{i=1}^n [(1 - \Pi_i) \times \rho_{Ti} + \Pi_i \rho_{ж}] \times h}{H} \quad (2)$$

Π_i – пористость горной породы, дол.ед.;

ρ_{Ti} – плотность твердого фазы горной породы, кг/м³;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости в порах породы, кг/м³;

H – глубина от поверхности до рассматриваемой точки, м;

h_i – мощность отдельного интервала, м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

В случае, если информация по слагающим разрез породам отсутствует, то среднюю плотность горных пород обычно принимают равной 2300 кг/м³.

Давление гидроразрыва определяется по формуле (3):

$$P_{z.p.} = 0,87 \times P_z \quad (3)$$

Или через пластовое давление по выражению (4),

$$P_{z.p.} = 0,0083 \times H + 0,66 \times P_{пл}, \quad (4)$$

где H – глубина скважины, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Пластовое (поровое) давление может быть рассчитано с учётом коэффициента аномальности на данном интервале, по формуле (5):

$$P_{nl} = K_a \times \rho_e \times g \times H, \quad (5)$$

где ρ_e – плотность воды, кг/м³;

K_a – коэффициент аномальности.

При вскрытии газонефтенасыщенных пластов плотность бурового раствора должна 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 приложение 1 с учётом глубины скважины и коэффициента аномальности пластового давления (проектного или фактического).

Таблица 1

Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым в зависимости от типа и глубины скважины

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым (репрессия) ΔP_{min} , МПа	
	для нефтенасыщенных пластов	Для газоносных, газоконденсатных, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
≤ 1000	1	1,5
1001-2500	1,5	2,0
2501-4500	2,0	2,25
≥ 4501	2,5	2,7

К указанному в приложение 1 значению репрессии добавляется величина, которую можно определить через выражение (6):

$$\Delta P = K_{cno} \times K_a \quad (6)$$

где K_{cno} – коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при СПО, $K_{cno} = 0,5$ при диаметре скважины $D_c \leq 215,9$ мм и $K_{cno} = 0,3$ при диаметре скважины $D_c > 215,9$ мм.

Суммарная репрессия на пласт определяется в соответствии с

выражением (7)

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\min} + \Delta P' \quad (7)$$

С учётом выражения (7) плотность бурового раствора можно вычислить по формуле (8):

$$\rho_{б.р.} = \frac{P_{нл} + \Delta P_{\Sigma}}{gH} \quad (8)$$

Давление циркулирующего бурового раствора не должно приводить к раскрытию трещин наиболее слабых пород и возникновению поглощения, а максимально допустимая репрессия (с учётом гидродинамических потерь), как уже было сказано выше должна исключать возможность гидроразрыва или интенсивного поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

Давление, при котором происходит поглощение можно примерно оценить через выражение (9):

$$P_{пог} = (0,75 \div 0,95) \times P_{з.р.} \quad (9)$$

При отсутствии соответствия бурового раствора условиям предупреждения гидроразрыва на каком-то интервале, принимаются решения по разделению проходимых участков ствола скважины обсадными колоннами.

Также расчёт плотности бурового раствора для вертикальных и условно-вертикальных скважин можно производить с учётом коэффициента безопасности по выражению (10).

$$\rho_{б.р.} = (1 + K_{\delta}) \frac{P_{нл}}{gH} \quad (10)$$

где K_{δ} – коэффициент безопасности, не менее 0,1 при $H \leq 1200$ м и 0,05 при $H > 1200$ м.

2. Следующим важным параметром является пластическая вязкость.

Пластическая вязкость бурового раствора $\eta_{нл}$, может быть рассчитана с помощью эмпирического выражения (11). Полученное значение пластической вязкости будет в мПа×с. Плотность бурового раствора необходимо подставлять в г/см³.

$$\eta_{нл} = 33\rho_{б.р.} - 22 \quad (11)$$

Кроме пластической вязкости часто используют значения условной вязкости T_{500} . Верхний предел полученный с помощью прибора ПВ-5 должен составлять $T_{500} \leq 30$ с для раствора с $\rho_{б.р.} \leq 1400$ кг/м³, и $T_{500} \leq 45$ с для раствора с $\rho_{б.р.} \geq 1400$ кг/м³.

3. Динамическое напряжение сдвига τ_0 , дПа:

а) при скорости восходящего потока в затрубном пространстве

$$V_{min} = \frac{1}{1,686 - 0,011 \times a}, \text{ м/с} \quad (12)$$

$$\tau_0 = 10 + 1,377 \times a \quad (13)$$

α – угол отклонения ствола скважины от вертикали, град;

б) при $V < V_{min}$

$$\tau_0 = 620 - \frac{0,813 \times Q}{D_{скв}^2 - (\rho_{н.п} - \rho_{б.р})} \quad (12)$$

где Q – производительность насосов, л/с;

$D_{скв}$ – диаметр ствола скважины, м;

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{н.п}$ – плотность выбуриваемой породы, г/см³.

Для скважин с нормальным зазором между инструментом и стенками скважин желательно применение режима промывки с обеспечением V_{min} . В случае малых зазоров очистка ствола скважины осуществляется с выбором достаточно высокого τ_0 и малой производительности. При длительном (более 20 суток) контакте раствора с породами турбулизация потока может привести к эрозии стенок скважины и увеличению кавернообразования в зоне неустойчивых пород.

Для нормального гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига $\tau_0 = 1,5-2,0$ Па.

4. Статическое напряжение сдвига (СНС) должно быть достаточным для

удержания во взвешенном состоянии утяжелителя и частиц выбуренной породы при прекращении циркуляции промывочной жидкости. Вместе с тем статическое напряжение сдвига должно быть минимально допустимым, так как повышенное значение прочности структуры промывочной жидкости вызывает затруднение при запуске насосов, создает значительное давление на стенки скважины, что в слабосвязанных породах может вызвать гидравлический разрыв пласта при восстановлении циркуляции и ухудшает условия очистки от частиц выбуренной породы и дегазации очистного агента.

Хорошая удерживающая способность промывочной жидкости достигается при $\theta_l \geq 1,25$ Па и $\theta_{l0} \leq 60$ Па при коэффициенте тиксотропности

$$K_\tau = \frac{\theta_{l0}}{\theta_l} \leq 3.$$

Минимально допустимое значение СНС (Па) можно вычислить из выражения (10)

$$\theta_{\min} = \frac{d_q \times g \times (\rho_n - \rho_{б.р})}{6} \quad (15)$$

где d_q – диаметр частиц, принимается в диапазоне от 0,5 до $1,5 \times 10^{-3}$ м.

Обычно достаточно, чтобы $\theta_{l0} \leq 5$ Па. Лишь при операциях по ликвидации поглощений в некоторых случаях целесообразно использовать раствор с высоким СНС.

5. Степень релаксации напряжений (СРН), %:

$$СРН = 158,46 - 6,83\sqrt{\tau_0} \leq 80 \quad (16)$$

Показатель характеризует удерживающую способность раствора в покое при бурении пологих и горизонтальных скважин.

Следующие три параметра рассчитываются только при бурении горизонтальных скважин.

6. Транспортирующая способность (ТС)

$$ТС = D_{скв} \times (6,5 - 0,00445 \times Q) + 1,01 \times V_{мех} \leq \frac{(P\Phi_d + P\Phi_\eta + P\Phi_{\tau 0}) \times \eta_a \times \rho_{б.р}}{3} \quad (17)$$

где $D_{скв}$ – диаметр ствола скважины, м;

Q – производительность насосов, л/с;

$V_{мех}$ – механическая скорость бурения, м/ч;

$R\Phi_d = 1 - 0,315 \times D_{скв}$ - реологический фактор диаметра скважины;

$R\Phi_\eta = 1,28 \exp(-0,005 \eta_{пл})$ - реологический фактор вязкости;

$R\Phi_{\tau_0} = 0,0078 \tau_0$ - реологический фактор динамического напряжения сдвига.

7. Прочность геля за 1 мин покоя (удерживающая способность) θ_I , дПа

$$\theta_I = \frac{\ln(2,25 \times K_d \times K_h \times K_a \times K_R) - \ln 0,2}{0,0016}, \quad (18)$$

где $K_d = 0,3 + 0,001 \times D_{скв}$ ($D_{скв}$ в мм);

$K_h = 0,3 + 0,001 \times h$ (h , м - длина наклонного участка ствола с углами наклона $\geq 30^\circ$);

$K_a = 1 - 0,023 \times (a - 45)$;

$K_R = 0,5$ - турбулентный режим течения, $K_R = 1$ - ламинарный режим течения.

8. Эффективная вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС).

Требуемое значение для эффективной очистки горизонтального ствола по выражению (19):

$$\eta_{эф.б} = 0,41 \times d_{скв} + 460 \quad (19)$$

где $d_{скв}$ – диаметр горизонтальной части скважины, мм.

Или через формулу (20):

$$\eta_{эф.б} = (1,5 \div 2,5) \times d_{скв} \quad (20)$$

9. Водоотдача бурового раствора, см³:

Величина фильтрации бурового раствора Φ_{30} определяется устойчивостью, а также их насыщенностью пластовыми водами и флюидами. Снижение показателей рекомендуется для бурения в неустойчивых, хорошо проницаемых породах и при вскрытии продуктивных залежей. Однако чрезмерное снижение Φ_{30} может вызывать ухудшение технико-экономических показателей бурения скважин из-за нарушения баланса гидростатического и пластового (призабойного) давления в скважине. Проникающий в забой фильтрат способствует компенсации давления вокруг сколотой частицы, что

приводит к улучшению условий очистки забоя от выбуренных частиц шлама и повышает буримость горной породы.

а) при забойной температуре:

для вертикальных скважин

$$\Phi_{ст.вд} \leq \frac{80}{\Delta P} \quad (21)$$

для горизонтальных скважин

$$\Phi_{ст.вд} \leq \frac{30}{\Delta P} \quad (22)$$

б) при температуре 20 °С

$$\Phi_{20} \leq \frac{\Phi_{ст.вд}}{[1 + a \times (t - 20)]}, \quad (23)$$

где α – коэффициент, учитывающий влияние температуры на водоотдачу, обычно изменяется от 0,02 до 0,08.

При высокой проницаемости пород стенок скважины помимо величины показателя фильтрации определяется гранулометрический состав раствора.

11. Ингибирующая способность Π_0 , м/ч:

а) для вертикальных и наклонно-направленных скважин

$$\Pi_0 \leq \frac{15,35 \times R_c \times \rho_{нор}}{T \times \rho_{б.р.} e^{0,1\alpha}} \quad (24)$$

где R – радиус ствола скважины, м;

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{нор}$ – поровое давление в эквиваленте плотности, г/см³ ($\rho_{нор} = \frac{P_{нор}}{g \times H \times K_a}$)

α – угол залегания пластов относительно ствола скважины, град;

T – время нахождения глинистых отложений в необсаженном состоянии, сут;

б) для горизонтальных скважин

$$\Pi_0 = \frac{1}{T} \quad (25)$$

в) из условий исключения гидратации глинистых составляющих коллектора

$$P_0 = 7,0 - 0,054 \times P_{\text{с.р.}} \quad (26)$$

При одновременном вскрытии неустойчивых пород и заглинизированных коллекторов выбирается меньшее значение P_0 .

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАСЧЁТА

Расчёт может быть произведен по предложенным в таблице 2 вариантам, где n – номер в журнале, либо по данным полученным при бурении реальных скважин.

Таблица 2

Задание для расчёта

Интервал глубины, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м ³		K_a – коэффициент аномальности
		Скелета породы	Пластовой жидкости	
0–200	36+0,5n	2620+10n	1010+5n	1
200–400	33+0,5n	2700+10n	1010+5n	1,04
400–600	30+0,5n	2660+10n	1040+5n	1,06
600–800	27+0,5n	2700+10n	1060+5n	0,95
800–1000	24+0,5n	2700+10n	1100+5n	1,12
1000–1200	24+0,5n	2660+10n	1100+5n	1,08
1200–1400	26+0,5n	2660+10n	1100+5n	1,23
1400–1600	29+0,5n	2700+10n	930+5n	1,05
1600–1800	33+0,5n	2700+10n	750+5n	1,2
1800–2000	36+0,5n	2700+10n	680+5n	1,24
2000–2200	33+0,5n	2660+10n	680+5n	1,17
2200–2400	29+0,5n	2700+10n	930+5n	0

Глубина скважины во всех вариантах 2300 м. Диаметры скважины различных участков в скважине: 114, 178, 245, 351 мм - для чётных вариантов, и 127 178 273 377 мм – для нечётных.

ВЫВОДЫ

1. Материал позволяет студентам понять принцип выбора типа промывочной жидкости для конкретных геологических условий бурения скважин.
2. Студенты приобретают знания об основных функциях и свойствах промывочных жидкостей.
3. В методических указаниях освещены вопросы регулирования свойств и рассмотрены основные химические реагенты, используемые для изменения качества промывочных жидкостей.
4. В методических указаниях подробно изложены требования к курсовой работе, содержание каждой главы, оформление.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Пояснительная записка курсовой работы должна содержать все необходимые обоснования и расчеты для качественной проводки скважины. Пояснительная записка должна быть выполнена и оформлена в соответствии с требованиями ГОСТ и методическими указаниями кафедры.

Промывочные жидкости играют важнейшую роль в повышении эффективности буровых работ. От правильного выбора бурового раствора и его соответствия геологическим условиям зависит скорость бурения, устойчивость стенок скважины, качество вскрытия продуктивного пласта, работоспособность и износостойкость бурового оборудования и бурильного инструмента, возможность предотвращения осложнений и аварий, качество цементирования и в итоге общая стоимость строительства скважины.

Промывочные жидкости должны быть химически нейтральными по отношению к разбураживаемым горным породам, не вызывать их диспергирование и набухание. Используемые для регулирования их свойств химические реагенты и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях.

Необходимо выбрать из разных типов буровых растворов именно тот, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости бурения.

Список литературы.

1. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. - Оренбург, 2005. - 663 с. - ISBN – 5 – 88788 – 128 -3.
2. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 1999. - 424 с. - ISBN – 5 – 247 – -03812 – 6.
3. Рябченко В. И. Управление свойствами буровых растворов. - М.: Недра, 1990. - 230 с. - ISBN – 5 – 247 – 01239 – 9.
4. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 2002. – 632 с.- ISBN – 5 – 8365 – 0128 – 9.
5. Калинин А. Г., Ганджумян А. Р., Мессер А. Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин. - М.: Недра, 2005. - 648 с. - ISBN – 5 – 247 – 03692 – 1.

Приложение 1

Основные типы буровых растворов, применяемых на практике

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
Техническая (или морская вода)	Твердые, устойчивые породы, обладающие высокой сопротивляемостью размывающему действию потока; отсутствие нефтегазоводопроявляющих горизонтов	$\rho_{\text{бп}}=1000-1030$; T_{500} , Φ_{30} , СНС и pH не регламентируются
Истинные растворы		
Солевые растворы	Устойчивые, весьма устойчивые скальные и полускальные породы; многолетнемерзлые породы; соленосные отложения небольшой мощности.	
Водные растворы полимеров	Алмазное бурение малого диаметра, в относительно устойчивых породах, при общей минерализации пластовых вод до 3% и общей жесткости 26 ммоль/кг. В качестве дисперсионной среды до получения буровых растворов на основе выбуренных пород	$T_{500} = 20-30$; $\Phi_{30} = 9-13$;
Водно-солевые растворы полимеров	То же при общей жесткости до 35 ммоль/кг	$T_{500} = 20-30$; $\Phi_{30} = 18-28$; pH=8-12
Водные растворы ПАВ	Устойчивые и весьма устойчивые скальные и полускальные породы. Способствуют разрушению горных пород при бурении	
Силикатно-гуминовые растворы	Слабоустойчивые обваливающиеся (осыпающиеся) глинистые сланцы, аргиллиты, перемятые зоны тектонических нарушений	$\rho_{\text{бп}}=1000-1030$; $T_{500} = 16-18$; $\Phi_{30} = 5-8$; pH = 8-9
Безглинистые полимерферросульфатные растворы	Неустойчивые и слабоустойчивые породы, склонные к набуханию и обвалам (хлоритовые, хлорит-биотитовые, тальковые и другие сланцы, сыпучие рудные тела) в условиях высокой минерализации: до 10% Na+Ca+Mg	$\rho_{\text{бп}}=1000-1030$; $T_{500} = 16-17$; $\Phi_{30} = 5-8$; pH = 7-7,5
Высокоминерализованный безглинистый крахмальный раствор (ВМБКР)	В соленосных глинистых отложениях, в солях Na, K для повышения выхода керна при бурении по солям	$\rho_{\text{бп}}=1100-1200$; $T_{500} = 18-20$; pH = 7-7,5
Безглинистый полимерщелочной раствор	В относительно устойчивых породах, осыпавшихся песчаниках, аргиллитах, в том числе склонных к частичным поглощениям; для предупреждения	$\rho_{\text{бп}}=1030-1040$; $T_{500} = 26-40$; pH = 8-9

	кольматации водоносных горизонтов	
Дисперсные системы, эмульсионные буровые растворы (водомасляные эмульсии)	Породы устойчивые и весьма устойчивые при высокочастотном, алмазном бурении скважин малого диаметра с мягкими слабоминерализованными водами	
Глинистые растворы		
Нормальные	Относительно устойчивые и устойчивые трещиноватые породы при общей минерализации до 1% по NaCl	$\rho_{\delta p}=1070-1130$; $T_{500} = 25-30$; $\Phi_{30} = 20-30$
Улучшенные	Слабоустойчивые и относительно устойчивые породы, слабодиспергирующиеся породы при общей минерализации до 3 % NaCl	$\rho_{\delta p}=1060-1100$; $T_{500} = 19-23$; $\Phi_{30} = 12-15$
Малоглинистые	Алмазное бурение малого диаметра в относительно устойчивых монолитных и трещиноватых породах	$\rho_{\delta p}=1020-1050$; $T_{500} = 16-33$; $\Phi_{30} = 3-12$; $pH = 6-10$
Полимерглинистые и полимербентонитовые	Алмазное бурение (твердыми сплавами и бескоровое) использование снарядов ССК и КССК с целью снижения трения колонны о стенки скважины, снижения гидродинамического давления потока, повышения устойчивости стенок	$\rho_{\delta p}=1020-1040$; $T_{500} = 18-30$; $\Phi_{30} = 5-13$; $pH = 7-11$
Полимерные недиспергирующие растворы с небольшим содержанием твердой фазы	Устойчивые низкоколлоидные глинистые и карбонатные породы, предупреждение диспергирования разбураиваемых пород и повышения содержания твердой и глинистой фазы в буровом растворе	$\rho_{\delta p}=1020-2000$; $T_{500} = 20-60$; $\Phi_{30} = 5-8$; $pH = 8-9$; $CHC_{10} = 2,4-9$ $TC < 250$
Гуматные растворы	Сравнительно устойчивые разрезы при отсутствии набухающих и диспергирующих глинистых пород	$\rho_{\delta p} = 1030-2200$; $T_{500} = 20-60$; $\Phi_{30} = 5-13$; $pH = 9-10$; $CHC_{10} = 4-10$
Лигносульфонатные растворы	Разбураивание глинистых отложений, гипсов, ангидридов и карбонатных пород	$\rho_{\delta p} = 1060-2200$; $T_{500} = 18-40$; $\Phi_{30} = 5-13$; $pH = 8-10$; $CHC_1 = 0,6-4,5$; $CHC_{10} = 1,2-9$; $TC \leq 130$
Хромлигносульфонатные растворы	Глинистые и аргиллитоподобные породы при высоких забойных температурах	$\rho_{\delta p} = 1160-2200$; $T_{500} = 18-40$; $\Phi_{30} = 5-13$; $pH = 9-10$; $CHC_1=0,6-4,5$; $CHC_{10} = 1,2-9$ $TC \leq 180$
Утяжеленные	Высокие пластовые давления; неустойчивые обваливающиеся и осыпавшиеся породы; сужение ствола	$\rho_{\delta p} = 1700-2200$; $T_{500} = 26-00$; $\Phi_{30} = 5-6$

	скважины	
Глинистые эмульсионные	Мощные толщи неустойчивых глинистых и глинисто-карбонатных пород, склонных к образованию сальников	$\rho_{\text{бп}} = 1100-1150$; $T_{500} = 20-25$; $\Phi_{30} = 4-6$
Меловые растворы	Относительно устойчивые породы с высокой минерализацией по NaCl, меловые отложения; продуктивные проницаемые пласты (для уменьшения кольтматации)	$\rho_{\text{бп}} = 1100-1250$; $T_{500} = 19-30$; $\Phi_{30} = 10-12$; $pH = 7,5-8$
Сапропелевые растворы	В районах с развитой добычей сапропеля как заменитель, качественных, глинистых растворов	$\rho_{\text{бп}} = 1030-1100$; $T_{500} = 20-35$; $\Phi_{30} = 5-15$; $pH = 7,5-8,5$
Растворы на основе выбуренных пород	Непоглощающие породы, рекомендуемые для бурения с промывкой нормальным глинистым раствором	$\rho_{\text{бп}} = 1030-1100$; $T_{500} = 20-35$; $\Phi_{30} = 5-15$; $pH = 7,5-8,5$
Ингибирующие растворы	Снижение интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор; повышение устойчивости стенок скважины	$\rho_{\text{бп}} = 1300-1500$; $T_{500} = 35-60$; $\Phi_{30} = 3-5$; $CHC_1 = 6$ $CHC_{10} = 9$ $pH = 10,5-11,5$
Алюминатные	Разбуривание глинистых отложений в условиях невысоких забойных температур (до 100°C)	$\rho_{\text{бп}} = 1300-1500$; $T_{500} = 35-60$; $\Phi_{30} = 3-5$; $CHC_1 = 6$; $CHC_{10} = 9$; $pH = 10,5-11,5$
Кальциевые	Глинистые отложения и аргиллиты	$\rho_{\text{бп}} = 1300-1500$; $T_{500} = 70-100$; $\Phi_{30} = 2-8$; $CHC_1 = 9$; $CHC_{10} = 15$; $pH = 8,5-9$
Известковые с высоким pH	Разбуривание высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов	$\rho_{\text{бп}} = 1080-2200$; $T_{500} = 18-30$; $\Phi_{30} = 4-8$; $CHC_1 = 0,6-2,4$; $CHC_{10} = 0,9-3,6$; $pH = 11-12,5$; $TC = 100-120$
Известковые с низким pH	Разбуривание глинистых отложений (температурный предел 160°C)	$\rho_{\text{бп}} = 1040-2200$; $T_{500} = 25-40$; $\Phi_{30} = 4-8$; $CHC_1 = 1,2-6$; $CHC_{10} = 3-9$; $pH = 8,5-9,5$
Хлоркальциевый	Разбуривание неустойчивых аргиллитоподобных отложений	$\rho_{\text{бп}} = 1080-2000$; $T_{500} = 25-40$; $\Phi_{30} = 4-8$;

		$\text{CHC}_1 = 1,2-6;$ $\text{CHC}_{10} = 3-9;$ $\text{pH} = 9-9,5$
Алюмокалиевый	Разбуривание увлажненных отложений при температуре 90°C	$\rho_{\text{бр}} = 1080-2000;$ $T_{500} = 25-40;$ $\Phi_{30} = 4-6;$ $\text{CHC}_1 = 1,2-6;$ $\text{pH} = 8,5-9,5$
Силикатные	Повышение устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород (мощных отложений гипсов и ангидритов)	$\rho_{\text{бр}} = 1050-2000;$ $T_{500} = 20-40;$ $\Phi_{30} = 4-8;$ $\text{CHC}_1 = 0,5-4,5;$ $\text{CHC}_{10} = 2,7-13,5;$ $\text{pH} = 8,5-9,5$
Гидрофобизирующие	Предотвращение увлажнения, набухания и диспергирования глинистых пород, сохранения свойств растворов стабильными в течение длительного времени	$\rho_{\text{бр}} = 1050-1240;$ $T_{500} = 25-30;$ $\Phi_{30} = 5-8;$ $\text{CHC}_1 = 1,2-6;$ $\text{CHC}_{10} = 2,4-9;$ $\text{pH} = 8-9;$
Гипсовый	Слабоустойчивые легкодиспергирующие глины, аргиллиты при минерализации до 5 % NaCl, при повышенном содержании Ca и Mg и забойных температурах до 150 °C, а также при бурении в гипсах и ангидритах	$\rho_{\text{бр}} = 1080-1200;$ $T_{500} = 25-50;$ $\Phi_{30} = 6-10;$ $\text{pH} = 9-9,5;$
Хлоркалиевый	Неустойчивые глины, глинистые сланцы; рекомендуется применять в высокоминерализованных пластовых водах при использовании крахмала	$\rho_{\text{бр}} = 1080-1200;$ $T_{500} = 25-40;$ $\Phi_{30} = 8-12;$ $\text{pH} = 9-10$
Полимеркалиевый (с мраморной крошкой)	Предупреждение осыпей и обвалов глини и угольной породы; надежная кольматация микротрещин в глинах и угле; обеспечение качественного вскрытия продуктивного пласта с сохранением естественной проницаемости на 70-80%	$\rho_{\text{бр}} = 1120-1140;$ $T_{500} = 35-50;$ $\Phi_{30} = 4-6;$ $\text{pH} = 9-10;$ $\text{CHC}_1 = 40-60;$ $\text{CHC}_2 = 60-80$
Соленасыщенные (солестойкие) растворы		
Необработанный глинистый соленасыщенный	Разбуривание соленосных отложений во избежание кавернообразований без терригенных отложений, высокая забойная температура (до 160 °C)	$\rho_{\text{бр}} = 1200-2000;$ $T_{500} = 20-40;$ Φ_{30} - не регламентируется; $\text{CHC}_1 = 1,2-3,6;$ $\text{CHC}_2 = 2,4-7,2;$ $\text{pH} = 7,8-8;$
На основе гидрогеля магния	Разбуривание терригенных пород для повышения устойчивости ствола скважины соленосных пород - бишофита, карналита	$\rho_{\text{бр}} = 1200-2000;$ $T_{500} = 25-60;$ $\Phi_{30} = 5;$ $\text{CHC}_1 = 24-90;$ $\text{CHC}_2 = 34-135;$ $\text{pH} = 7,5-8,5$

Тяжелые жидкости (NaCl, KCl, CaBr ₂)	Вскрытие продуктивных горизонтов; заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое; предотвращение кольятации продуктивного пласта	$\rho_{\text{жр}} = 1400-1820$; $\Phi_{30} = 9-15$
Растворы на углеводородной основе		
Безводный известково-битумный (ИБР)	Разбуривание легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, соленосных отложений; вскрытие продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами	$\rho_{\text{жр}} = 980-1020$; $T_{500} = 100-180$; $\Phi_{30} = 0$; $\text{CHC}_1 = 0,3-0,5$; $\text{CHC}_2 = 0,4-2,0$; $TC = 200-220$
Эмульсионный (ЭИБР)	Вскрытие и освоение продуктивных пластов	$\rho_{\text{жр}} = 1130-1140$; $T_{500} = 90-100$; $\Phi_{30} = 0-0,5$; $\text{CHC}_1 = 0,2-0,3$; $\text{CHC}_2 = 0,3-0,5$
Высококонцентрированный инвертный эмульсионный (ВИЭР)	Бурение скважин с забойными температурами $T_3 < 70^\circ\text{C}$	
Термостойкий инертно-эмульсионный (ТИЭР)	Для бурения скважин с забойной температурой до 200°C	$\text{CHC}_1 = 1,8-8,5$; $\text{CHC}_2 = 2,4-11$
Сжатый воздух, природный газ, выхлопные газы ДВС	Трещиноватые, закарстованные породы в условиях потерь циркуляции промывочной жидкости; многолетнемерзлые породы взаимодействующие с водой и теряющие свою устойчивость; бурение скважин на воду с целью лучшей отбивки продуктивного горизонта и его освоения.	
Туман (аэрозоль, состоящая из газовой среды)	Поступление в скважину воды, нефти или газа свыше допустимых объемов (в случае использования воздуха или газа)	
Пены	Известняки, доломиты, многолетнемерзлые породы; пористые поглощающие горизонты (с интенсивностью $8-10 \text{ м}^3/\text{ч}$); вскрытие продуктивных пластов; освоение и капитальный ремонт скважин	
Аэрированный буровой раствор (АЭР)	Прохождение зон поглощений (с интенсивностью $5 \text{ м}^3/\text{ч}$), в которых пластовое давление воды, нефти или газа ниже гидростатического	