

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Учреждение образования «Гомельский Государственный Технический
Университет имени П.О. Сухого»

Кафедра «Нефтегазозаработка и гидроневмоавтоматика»

Курсовая работа
по дисциплине «Буровые и тампонажные растворы»
на тему:
«Выбор бурового раствора для бурения скважин»

Исполнитель: студент гр. НР31
Новиков В. В.
Руководитель: преподаватель
Атвиновская Т.В.
Дата проверки: _____
Дата допуска к защите: _____
Дата защиты: _____
Оценка работы: _____

Гомель 2021

Содержание

Введение.....	3
1. Ингибирующие буровые растворы	4
2. Солестойкие буровые растворы	12
3. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов.....	19
4. Практическая часть курсовой работы	26
Заключение	33

ВВЕДЕНИЕ

Тема курсовой работы – «Выбор бурового раствора для бурения скважин».

Цель курсовой работы: научиться собирать необходимый материал, правильно его комплектовать и реферировать, получить необходимые навыки для расчета объемов отходов бурения, образующихся при строительстве скважины.

Основными задачами курсового проектирования по дисциплине «Буровые и тампонажные растворы» являются:

- углубление и расширение теоретических знаний по предмету;
- выработка навыков использования научной, методической и справочной литературы, а также способностей к анализу и обобщению собранной информации;
- приобретение навыков самостоятельной работы, исследовательской деятельности при решении конкретных задач;
- формирование способностей самостоятельно и творчески решать поставленные задачи;
- оформление работы в соответствии с ГОСТом;
- публичное представление полученных результатов

1. Ингибирующие буровые растворы

Практически любой буровой раствор на водной основе можно перевести в ингибирующий.

К ингибирующим относят все буровые растворы, которые в своем составе содержат ингибирующие компоненты. Ингибирующими компонентами буровых растворов могут служить: известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$, хлористый кальций CaCl_2 , гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, гидроокись бария $\text{Ba}(\text{OH})_2$, гидроокись калия KOH , хлористый калий KCl , аммонийные соли и другие электролиты, а также анион активные ПАВ, которые являются носителями Ca^{2+} , Ba^{2+} , K^+ , NH_4^+ и других ионов. Идея создания таких буровых растворов заключается в получении дисперсных систем с регулируемой коагуляцией, фильтраты которых могли бы модифицировать глины, переводя натриевые их формы в кальциевые, или же снижать их гидрофильность к водной среде.

При введении в буровой раствор ингибирующего компонента происходит физико-химическое взаимодействие глины и электролита, приводящее к модификации ее поверхности. Если вводимый электролит представляет собой кальциевую соль, то происходит кальцинирование глины, понижающее ее гидрофильность.

Механизм ингибирования глин заключается в следующем:

- 1) на поверхности глины усиливается адсорбция ионов Ca^{2+} , K^+ , Ba^{2+} , NH_4^+ и ими замещаются вакантные участки в кристаллической решетке породы;
- 2) при катионном обмене активируются ранее пассивные участки глин или поверхности глинистых частиц;
- 3) ослабляются анизотропия и анизометрия частиц в результате появления на глинах замещенных экспонированных участков;

1) повышается заряд глинистых частиц и возникают контактная и жидкостная коагуляция глинистых частиц.

При этом гидрофильность глины поддерживается на таком уровне, чтобы обеспечить агрегативную и кинетическую устойчивость системы бурового раствора. Такие дисперсные системы снижают чувствительность глинистых дисперсий к воздействию электролитов, пластовых вод, содержанию твердой фазы; увеличивается глиноемкость систем. Адсорбция на глинах ионов Ca^{2+} , K^+ , Ba^{2+} снижает набухание глин, повышает устойчивость к увлажнению.

В практике промывки скважин наиболее широко используются хлор-кальциевые, гипсовые, силикатные, бариевые и кальциевые буровые растворы.

Применение таких растворов на месторождениях Среднего и Нижнего Поволжья, в Туркмении, на Украине и многих других районах буровых работ позволило значительно сократить обвалы, осыпи, сужения ствола и кавернообразования, уменьшить время на промывку и проработку скважин.

Однако полностью решить проблему ликвидации осложнений и повышения устойчивости стенок скважин при бурении в неустойчивых глинистых породах методами ингибирования пока еще не удалось. Ожидаемый эффект от применения ингибированных растворов для глинистого комплекса пород оказался недостаточным. Увлажнение глин фильтрами ингибированных растворов замедляло их гидратацию, набухание и разупрочнение, но не предупреждало в дальнейшем развитие этих процессов.

В сущности при промывке скважины ингибирующими буровыми растворами «крепящего» эффекта в глинах не происходит, поскольку эти растворы недостаточно повышают прочность глинистой породы. Сорбирование ингибирующих компонентов на глине изменяет ее поверхность, вызывает коагуляцию уже ранее увлажненных агрегатов частиц. При проникновении фильтра в глубь породы происходит ее увлажнение, но образуются конденсационнокристаллизационные и коагуляционно-конденсационные структуры, вызывающие повышение связности глинистых частиц и агрегатов и предупреждающие их набухание и разупрочнение.

Чаще всего в практике отечественного бурения используют известковые, гипсовые и хлоркальциевые растворы.

В последние годы разработаны модификации ингибирующих растворов, в состав которых в качестве реагентов-стабилизаторов входят КССБ, окзил, крахмал, ФХЛС, биополимеры. Это было вызвано тем, что ингибирующим буровым растворам необходимо было придать термостойкость, снизить их фильтрационные свойства и соответствующие реологические показатели. Защита этих систем растворов высокомолекулярными химическими реагентами была вызвана тем, что с повышением забойной температуры сверх 100—120° С в них резко возрастает количество поглощенного глиной кальция. Достаточно отметить, что при нормальной температуре количество поглощенного глиной кальция составляет примерно 25%, а при повышении температуры до 100—121) С поглощение достигает 90% .

Ф. Д Овчаренко показал, что глинистые частицы способны связывать до 540 мг-экв ионов кальция на 100 г глины.

Общим недостатком известковых буровых растворов является их загустевание при температуре свыше 120° С, которое может привести к их затвердеванию. Отверждение таких буровых растворов вызвано образованием гидрокальциевых алюминатов и силикатов или их комплексов. В этом случае образуются следующие соединения: $4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ и $6\text{CaO} \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Кроме этих соединений при гидротермальном разложении известковых растворов образуется анальцит $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4.5\text{H}_2\text{O}$, а также возможно образование ксонотлита $5\text{CaO} \cdot 5\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$.

Образование этих вяжущих и обуславливает отверждение известковых растворов при забойных температурах, превышающих 120 С. Для избежания отверждения известковых растворов при гидротермальном режиме проводки глубоких скважин в них снижают содержание глинистой фазы, химически связывают избыточную известь в буровом растворе кальцинированной содой или бикарбонатом натрия или же обрабатывают их термостойкими защитными

реагентами. Это позволяет резко уменьшить количество образующихся вяжущих веществ в растворе и обеспечить меньшую чувствительность к термозагустеванию.

Глину можно кальцинировать, добавляя в раствор цемент, который также является носителем иона кальция. Однако цемента следует добавлять вдвое больше извести. Эффект известкования глин при этом остается примерно тем же.

Известковые растворы нельзя обрабатывать кальцинированной содой, фосфатами, так как при этом образуются нерастворимые кальциевые соли, осаждающиеся из системы раствора.

Одним из недостатков этих буровых растворов является их высокая коррозионная активность, особенно при использовании легкосплавных буровых труб (ЛБТ).

Особенностью известковых растворов является их высокая устойчивость к накоплению в растворе твердой фазы, выбуренной породы, утяжелителя, разбуриваемого цемента. Они менее чувствительны к воздействию пластовых вод, содержащих электролиты, повышают устойчивость стенок скважины, сложенных глинами.

Второй разновидностью ингибирующих буровых растворов являются хлоркальциевые системы; они отличаются от известковых содержанием кальция в фильтрате

В. Вейсс показал, что известковые и хлоркальциевые растворы, помимо их прямой функции — ингибирования глин, могут несколько упрочнять структуру увлажненной глины. Уровень ингибирования глин в этих средах усиливается с ростом концентрации хлористого кальция в растворе. Однако при высоких концентрациях CaCl_2 резко возрастает водоотдача, интенсифицируются коагуляционные процессы, снижается коллоидальная и агрегативная устойчивость ингибированного раствора.

Свойства хлоркальцевого бурового раствора регулируют обработкой КССБ, КМЦ и крахмалом. Небольшими добавками извести регулируют щелочность хлоркальцевого раствора, которая должна поддерживаться в пределах $\text{pH} = 10\text{--}12$. Содержание CaCl_2 в растворе (0,3—0,75 вес. %) обеспечивает достаточный коагуляционный эффект в глинах и позволяет получать в фильтрате 1000—2500 мг/л ионов кальция. Считают, что при такой концентрации ионов Ca^{2+} в фильтрате бурового раствора достигается максимальное ингибирование глинистых пород. Увеличение концентрации ионов кальция в фильтрате до 5000 мг/л несущественно сказывается на ингибировании глины. Одновременно при этом затрудняются условия регулирования показателей бурового раствора, резко возрастает водоотдача.

По представлениям Э. Г. Кистера, ингибирование глин хлоркальцевыми растворами следует рассматривать прежде всего как управляемый коагуляционный процесс с последующим образованием в системе увлажненной глины конденсационно-коагуляционных и кристаллизационных структур, упрочняющих структуру глины при ее увлажнении.

Однако несмотря на высокий ингибирующий эффект в глинах при промывке скважин хлоркальциевыми растворами водоотдача их должна быть ограничена до 6—12 мл/30 мин по прибору ВМ-6. Увеличение водоотдачи приводит к появлению в скважине обвалов и осыпей в глинистых сланцах вследствие объемного увлажнения массива пород.

Одним из недостатков хлоркальциевых буровых растворов является их низкая термостойкость, составляющая не более 120—125° С. При забойных температурах выше 120° С резко возрастает водоотдача и снижается кинетическая и агрегативная устойчивость системы.

Третьей разновидностью ингибированных растворов являются гипсовые системы, где носителем ионов кальция является гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Добавки 1,5—3/6 гипса в буровой раствор позволяют получить концентрацию ионов Ca^{2+} в растворе до 700—1200 мг/л. Регулирование щелочности раствора поддерживается добавками 0,15—0,3% каустика (NaOH), а реологических свойств — обработкой ферро-хромлигносульфонатами, оксизолом с последующей стабилизацией КМЦ или модифицированным крахмалом. Гипсовые буровые растворы устойчивы к проявлению минерализованных пластовых вод как сульфатного, так и кальциевого типа. Эти системы буровых растворов успешно применяются во многих районах при вскрытии неустойчивых глинистых отложений. Преимущество гипсовых буровых растворов по сравнению с известковыми и хлор-кальциевыми состоит в том, что они более устойчивы к действию полиэлектролитов и высокой температуры, обладают повышенной глиноемкостью, просты в приготовлении и легко обрабатываются.

Для предупреждения первичного загустевания при введении 1,2—1,5% гипса раствор разбавляют водой или малоконцентрированным водным раствором оксизола до вязкости 25—30 с по СПВ-5, а затем в процессе обработки добавляют гипс. Снижение водоотдачи до 3—5 мл/30 мин достигается обработкой раствора КССБ совместно с КМЦ и модифицированным крахмалом. Количество добавки этих реагентов подбирают в лаборатории в соответствии с требованиями проводки скважины; оно не должно превышать 1—1,5% из расчета на сухое вещество.

Эмульгирование гипсовых буровых растворов 5—6% нефти или 1—1,5% смада в сочетании с обработкой 1,1—1,5% оксизола резко снижает расходы КМЦ, крахмала, необходимых для понижения водоотдачи растворов.

Из зарубежной практики бурения известно, что обработка гипсового раствора 1,5—2%-ными феррохромлигносульфонатами и эмульгирование 10% дизельного топлива позволяет получить водоотдачу бурового раствора на фильтр-прессе «Бароид» в пределах 1,0—1,5 мл. Гелеобразование в таких растворах наступает обычно при нагревании до 200—250° С. Этот температурный «порог» преодолевают обработкой гипсового бурового раствора комбинированной добавкой феррохромлигносульфоната и хромгуматов.

Четвертой разновидностью ингибированных систем являются силикатные и малосиликатные буровые растворы, представляющие собой водные дисперсии глин с добавками от 100 до 600 кг/м³ метасиликата натрия. Рецептуры

силикатных растворов были предложены еще в 1934—1935 гг. для бурения в обваливающихся глинистых породах. Последующие модификации этих рецептов сводились к изменению концентрации в них электролитов, метасиликата натрия, защитных реагентов.

Механизм ингибирования глин силикатными буровыми растворами был объяснен В. А. Каргиным и В. И. Касаточкиным, которые считали, что гидратация глин понижается в результате образования равновесной упругости паров воды в растворе и разбуриваемой глине. Однако В. С. Шаров убедительно доказал несостоятельность этой концепции, поскольку при одной и той же упругости паров воды степень увлажнения глин различна. Им также было показано, что силикатизация глин уменьшает лишь скорость и темп их увлажнения и гидратации из-за образования на поверхности глин коллоидного осадка (кремнегеля).

Добавка электролитов в силикатные буровые растворы была вызвана необходимостью образования нерастворимых поликремневых солей, которые могли бы образовывать на поверхности глин конденсационно-кристаллизационные структуры, обладающие гидравлической активностью и вяжущими свойствами.

Однако К. Бекер и А. Гаррисон показали, что только в концентрированных растворах жидкого стекла образцы глин сохраняют устойчивость, не меняя своих геометрических форм.

Применение же концентрированных растворов жидкого стекла для промывки скважин нереально, дорого и приводит к резкому загустеванию раствора при обогащении его выбуренной глинистой породой.

По этой причине в бурении применяют силикатные растворы с соотношением метасиликата натрия и водного раствора соли 2:1, которые обеспечивают вязкость 30—35 с и нулевое статическое напряжение сдвига при плотности раствора 1,4—1,44 г/см³. Повышение статического напряжения сдвига обеспечивается добавками в раствор бентонита.

Силикатные и силикатно-солевые буровые растворы не нашли широкого применения в практике промывки скважин как в нашей стране, так и за рубежом. Это вызвано тем, что при бурении скважин с промывкой такими солевыми растворами резко снижалась проходка на долото. В США было пробурено около 100 скважин с промывкой силикатно-солевыми буровыми растворами и установлено, что свойства таких растворов трудно регулируются, требуются большие затраты материалов, растворы обладают низкой термостойкостью и снижают проходку на долото. Это заставило перейти на малосиликатные буровые растворы, хотя и они лишь незначительно улучшили проходку на долото и устойчивость стенок скважин.

В отечественном бурении малосиликатные буровые растворы применяли при проводке глубокой скв. СГ-1 Аралсор. Малосиликатный раствор содержал 3—3,5% жидкого стекла, 5—10% NaCl и 1,5—2% КМЦ-500. При вскрытии глинистых сланцев с промывкой таким раствором некоторое время сохранялась устойчивость ствола, а затем происходили обвалы и осыпи пород.

Повышение устойчивости стенок скважины подтвердило возможность использования малосиликатных растворов при бурении в глинах.

Опыт проводки скважин на силикатно-солевых и малосиликатных растворах в Волгоградской области подтвердил выводы, ранее полученные на скв. СГ-1 Аралсор. Совершенствование рецептур и регулирование реологических и фильтрационных показателей таких систем растворов позволит расширить область их применения при разбуривании неустойчивых глинистых отложений.

Одной из разновидностей ингибированных систем являются сульфит-солевые растворы, содержащие 20—40% ССБ и 20—25% поваренной соли с добавками 5—10% глинопорошка. В таких растворах образуются коллоидно-дисперсные лигносульфонаты, обеспечивающие необходимую вязкость и водоотдачу.

Для придания структурно-механических свойств в растворы добавляют 5—6% бентонитового глинопорошка. Промысловый опыт применения таких растворов показал, что они не обеспечивают устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми породами. Опыт их применения в Казахстане, Азербайджане, Туркмении, на Украине и в Нижнем Поволжье показал, что при промывке скважин сульфит-солевыми буровыми растворами резко снижается проходка на долото, замедляются сроки схватывания цементных растворов, затрудняются условия проведения электрометрических работ, требуются большие расходы материалов на их приготовление.

Эти недостатки ограничили применение сульфит-солевых растворов в практике промывки скважин.

Другой разновидностью ингибированных систем являются бариевые растворы, содержащие 3—5% оксида бария, являющегося ингибирующим компонентом. Бариевые буровые растворы обладают высокой термостойкостью и могут быть применены при забойных температурах до 180° С. Применение таких буровых растворов сдерживается дефицитностью и токсичностью оксида бария, а также трудностью регулирования их реологических и фильтрационных свойств.

Кроме рассмотренных ингибированных систем буровых растворов и составляющих их компонентов для этих же целей предлагались нитраты, ацетаты и формиаты кальция, 00-20, ОФ-30, ОП-1, ОП-20, ОП-30 и другие продукты. С разработкой и внедрением в практику химической обработки буровых растворов хромлигно-сульфонатов, хромгуматов и окзила применение этих ПАВ сократилось, поскольку входящий в реагенты хром успешно выполняет роль ингибирующего компонента. Многие специалисты считают, что обработка буровых растворов феррохромлигносульфонатами, хромлигносульфонатами, оксидом и хромгуматами не требует специального кальцинирования глин. Однако опыт бурения скважин с промывкой растворами, обработанными этими реагентами, показывает, что небольшие добавки гипса и извести усиливают общий ингибирующий эффект на глины.

В последние годы в зарубежной практике бурения стали применять калиевые и аммонийные растворы, которые также являются разновидностью ингибированных буровых растворов.

Практически любой буровой раствор на водной основе можно перевести в калиевый, добавив к нему 3–6% КС1 и снизив его фильтрационные свойства защитными реагентами. Калиевые растворы просты в приготовлении, но регулировать их фильтрационные и реологические свойства сложно. В рецептуру такого раствора входят хлористый калий, гидрат оксида щелочного металла и защитные полимеры КМЦ, биополимеры и т. д.

Такие системы буровых растворов обладают следующими технологическими свойствами: образуют полупроницаемую полимер-глинистую мембрану на глинистых сланцах, слагающих стенки скважины в результате сорбции защитного полимера на глине; способствуют избирательной флокуляции выбуренных неглинистых пород; замедляют диспергирование и гидратацию глинистых минералов; позволяют сохранять в буровом растворе незначительное количество глинистой фазы в результате защиты глины полимером от увлажнения и ингибирования ее ионами калия; обладают небольшой фильтрацией, водная фаза которой содержит ионы калия; улучшают реологические свойства бурового раствора при высоких скоростях истечения в результате наличия в растворе биополимера.

Содержание ионов K^+ в растворе поддерживается добавками КС1 и КОН. Такие системы буровых растворов можно утяжелять до плотности 1,5—2,2 г/см³.

Приготовление калиевых растворов не представляет трудностей, требует постоянного контроля за содержанием КС1 и КОН в растворе. Реологические свойства таких растворов зависят от содержания твердой фазы, концентрации защитного полимера, pH раствора и т. д. Концентрацию твердой фазы в калиевых растворах регулируют путем ее удаления из системы раствора механической очисткой или, когда это возможно, разбавлением водой до необходимой плотности; при этом в воду добавляют 3—6% КС1 и КОН до pH = 10–10,5. С повышением содержания КС1 растворы могут вспениваться, в этом случае применяются небольшие добавки пено-гасителей. При разбурировании цементных пробок в такие растворы добавляют небольшое количество кальцинированной соды, NaOH, а фильтрационные свойства снижают добавками высокомолекулярных защитных коллоидов (биополимеров, КМЦ и др.).

Кальциевые буровые растворы применяют при промывке скважин в глинистых сланцах, обеспечивая длительную устойчивость стенок скважин. Повышение устойчивости глин на стенках скважин в этом случае обусловлено образованием полупроницаемой полимерглинистой мембраны и взаимодействием иона K^+ с глиной. Входя в межплоскостные пакеты глин, ион K^+ увеличивает плотность их заряда, скрепляет слои между собой и препятствует дальнейшей гидратации и разупрочнению глинистых пород.

Применяются также полимерные растворы с добавками амонитных солей, которые по своим ингибирующим свойствам не уступают калиевым

растворам. Однако трудность регулирования свойств таких растворов и дефицитность соли не позволяют расширить возможности их использования.

2. Солестойкие буровые растворы

Одной из проблем глубокого бурения в соленосных отложениях является создание солетермостойких буровых растворов. Сложность разработки рецептур этих растворов заключается в том, что в природных условиях встречаются солевые отложения, различные по составу и свойствам. В солевых комплексах чаще всего встречаются: гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), ангидрит (CaSO_4), галит (NaCl), сильвин (KCl), карналлит ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), бишофит ($\text{MgCl}_2 \cdot \text{X} \cdot \text{X} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), полигалит ($\text{K}_2\text{Mg}[\text{Ca}] \cdot [\text{SO}_4] \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), тахидрит ($2\text{MgCl} \cdot \text{CaCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$).

В зависимости от условий формирования хемогенных отложений соли могут встречаться или в виде включений в осадочные породы (Беларусь, Восточная Украина, Северный Казахстан и др.), или в виде массивов (Нижнее Поволжье, Западный Казахстан и т. д.).

Основные трудности, возникающие при проводке скважин в солевых отложениях, вызваны тем, что при промывке скважин буровые растворы на водной основе насыщаются солями, которые вызывают интенсивную коагуляцию глинистых частиц, каверно-образование на стенках скважины, обвалы глинистых пропластков, пластическое течение пластовой соли. Агрессивное действие солей на буровой раствор возрастает с повышением забойных температур. Перепад температур на различных глубинах циркуляции бурового раствора обуславливает недонасыщенность растворов на забое и перенасыщение их по мере снижения температуры в столбе скважины. В верхних интервалах скважин перенасыщение растворов сопровождается выкристаллизацией солей, отлагающихся на стенках скважины и бурильном инструменте, сужающих затрубное пространство ствола и часто приводящих к прихвату бурильного инструмента.

Современное состояние теории растворов не позволяет определять расчетным путем химические потенциалы в концентрированных растворах солей, поэтому пользуются экспериментальными результатами изменения их растворимости.

В процессе циркуляции в скважине от забоя к устью буровой раствор постепенно охлаждается в результате отдачи тепла вышележащим горным породам, бурильному инструменту и т. д. При охлаждении насыщенных растворов кристаллические зародыши выделяются только при достижении перенасыщения раствора солью. При этом в насыщенном солью растворе молекулы (ионы) непрерывно объединяются в большие группы; эти группы кинетически неустойчивы и быстро распадаются, если их растворимость оказывается выше концентрации электролита в растворе.

Кристаллизация солей в буровом растворе, кроме охлаждения и насыщения раствора солью, вызвана также наличием в нем твердой фазы (выбуренных частиц горной породы, глины и т. д.), на поверхности которой адсорбируется электролит. В результате этого происходит повышенная местная концентрация электролита вплоть до перенасыщения, что вызывает кристаллизацию соли. Поэтому в растворах с высоким содержанием твердой фазы

кристаллизация солей будет наибольшей. Для сохранения в буровом растворе солевого равновесия наиболее перспективны растворы с малым содержанием твердой фазы или безглинистые системы (полимерные растворы, инвертные эмульсии и др.).

Образование наростов кристаллов солей на стенках скважины или бурильном инструменте подчиняется теории послойного роста кристаллов. Вначале к образовавшемуся на стенке скважины поверхностному слою кристаллов присоединяется группа ионов соли, образующая новую энергетическую область кристаллизации до завершения ионной плоскости. После завершения каждого предшествующего слоя соли процесс повторяется. Скорость образования таких наростов соли зависит от силового поля ее кристаллической решетки.

Кристаллизация солей из бурового раствора в желобной системе и гидравлической обвязке скважины вызывает большие расходы соли на насыщение раствора перед закачкой его в скважину. Это приводит к перерасходам солей при бурении скважин с промывкой соленасыщенными растворами, а также вызывает повышенный размыв стенок скважины в результате их растворения в недона-сыщенном растворе.

Кроме того, пересыщение бурового раствора той или иной солью затрудняет химическую обработку буровых растворов защитными коллоидами. При этом возникает стабилизационное разжижение, сопровождающееся потерей структуры раствора, выпадением твердой фазы и образованием пробок в скважине, ухудшением реологических свойств и повышением водоотдачи. Возникновение каверн в солевых отложениях обусловлено образованием кристаллогидратов соли и ее растворением.

Для полного прекращения растворимости, например NaCl и KCl , необходимо ввести в раствор 36% MgCl_2 , что составляет около 70% в пересчете на кристаллогидрат этой соли.

Растворимость солей прекращается в инертных средах — растворах на углеводородной основе, инвертных эмульсиях, при вскрытии солей газообразными агентами (воздух, азот и т. д.).

Эмульгирование соленасыщенных буровых растворов нефтью, дизельным топливом, отработанным мазутом, а также введение смазочных добавок (смад, СГ и др.) в значительной степени модифицируют кристаллизацию солей в буровом растворе и способствуют образованию тонкодисперсных кристаллов, не выпадающих из системы раствора. Это обусловлено тем, что адсорбирование углеводородной жидкости на образующемся зародыше соли блокирует его дальнейший рост в пересыщенной системе раствора электролита и, таким образом, способствует затуханию спонтанной кристаллизации.

Стенки скважины, смоченные углеводородным компонентом (нефтью, смадом, дизельным топливом и т. д.), в какой-то мере экранируются от возможных центров кристаллизации на них солей из раствора, поэтому в эмульсионных растворах редко образуются солевые наросты.

Снижение растворимости солей в средах буровых растворов имеет весьма важное значение, поскольку в ряде районов бурения интенсивное

кавернообразование является причиной осложнений, поломок бурильного инструмента, смятия обсадных колонн, трудностей цементирования и т. д.

Пластическое течение солей увеличивается с ростом температур, скорости образования кристаллогидратов и горного давления. Например, в Прикаспийской впадине и ряде других районов бурения пластическое течение солей проявляется уже на глубинах 2200—2400 м.

В настоящее время борьба с пластическим течением солей основана на насыщении бурового раствора высокорастворимыми солями и утяжелении его баритом с целью повышения противодействия на пласты соли; кроме того, пласты соли вскрывают с промывкой углеводородными буровыми растворами, предупреждающими растворение.

С повышением температур усиливается физико-химическое взаимодействие бурового раствора с хемогенными отложениями, более интенсивно образуются кристаллогидраты солей. В этих условиях отложения полигалитов, бишофита, каналлита размягчаются и становятся чувствительными к действию горного давления, переходя в пластическое состояние.

Оценка давления на обсадные трубы при пластическом течении солей имеет весьма важное значение, поскольку позволяет прогнозировать смятие колонн или сужение ствола скважины.

Проводка скважин в отложениях солей в значительной степени зависит от изменения деформационных и прочностных свойств массива, особенно при действии высоких пластовой температуры и горного давления.

В последние годы на многих месторождениях вскрыты солевые отложения мощностью от 800 до 3000 м и более. Проводка скважин в таких отложениях часто сопровождается тяжелыми авариями, обусловленными смятием обсадных колонн, прихватами бурильного инструмента, сломами труб в кавернах и т. д. Пластическое течение солей наблюдается на Украине, в Казахстане, Нижнем Поволжье, Белоруссии и других районах. Практикой бурения скважин, пробуренных в этих районах, установлено, что пластическое течение соли и вызванное этим смятие обсадных колонн наступает через 50—90 сут после вскрытия солей бурением. Переход отложений солей от упругого состояния в упруго-вязко-пластичное обусловлено развитием трансляционного скольжения кристаллогидратов соли, вызывающих релаксацию напряжений в пласте. Наряду с трансляционным скольжением в монокристаллах соли возникают перекристаллизация и двойникование, приводящие к уменьшению кристаллов и повышению их растворимости.

Хендин и Хагер показали, что гидростатическое сжатие оказывает незначительное влияние на деформацию соли, в которой вся энергия связей носит внутрикристаллический характер. Увеличение температуры от 20 до 300° С приводит к уменьшению прочности монокристаллов солей примерно в 7 раз.

Из табл. 1 видно, что если для предупреждения пластического течения солей в скважине не будут приняты соответствующие технологические меры, то с глубины 2500—3000 м обсадные колонны могут быть смяты и нарушена их герметичность. Для того чтобы этого не допустить, повышают гидростатическое давление в скважине, утяжеляя соленасыщенный буровой раствор

баритом. Однако эта мера недостаточна для предупреждения пластического течения соли.

Контактирование хемогенных отложений с водной средой бурового раствора вызывает их обводнение, образование кристаллогидратов, снижает естественную прочность, вызывает рекристаллизацию и повышенную растворимость. Такое физико-химическое взаимодействие солей с водной фазой буровых растворов даже при высоком гидростатическом противодавлении в стволе скважины со временем может вызывать пластическое течение. Чтобы снизить или уменьшить физико-химическое взаимодействие солей с водной фазой буровых растворов, их обрабатывают защитными полимерами-реагентами, понижающими водоотдачу, и насыщают солями, по составу близкими к солевым отложениям.

Из многих реагентов, применяемых для стабилизации минерализованных буровых растворов, крахмал является наиболее универсальным. Он эффективен как реагент-стабилизатор и понизитель водоотдачи при малой и высокой минерализации водной фазы буровых растворов и дает лучшие результаты по сравнению с другими полимерными реагентами.

Крахмал весьма гидрофилен. В холодной воде он адсорбирует от 25 до 35% воды, но при этом не набухает. При нагревании его в водной среде до 60°C поглощается до 300% воды и более и образуется вязкий раствор (клей-стер), обладающий коллоидными свойствами. Для получения крахмального клейстера в холодной воде к водному раствору необходимо добавить щелочь.

Механизм клейстеризации крахмала сводится к разрушению агрегатов молекул и его гидратации. Коллоидальность крахмала зависит от степени его клейстеризации, дисперсности, pH среды, температуры нагрева и т. д. Высокая реакционная способность функциональных групп крахмала позволяет получить из него большое количество производных продуктов вплоть до его расщепления. Способность крахмала изменять свои физико-химические свойства позволяет широко применять его в различных отраслях народного хозяйства. В отечественной практике бурения крахмал широко используется для обработки буровых растворов при бурении в солевых отложениях Казахстана, Украины, Туркмении, Белоруссии, Волгоградской, Оренбургской, Саратовской областей и т. д. Обычно его применяют как самостоятельный реагент или же в сочетании с другими реагентами полимерного типа. Чаще всего его комбинации с оккилом, КМЦ, гипаном, метасом дают хороший эффект и снижают при этом общий расход крахмала на обработку раствора.

Однако крахмал весьма чувствителен к действию энзимов, вызывающих ферментивное его разложение а при высоких температурах — термогидролитическое расщепление с потерей стабилизирующих свойств. Обычно при температурах 140 -145° С крахмал полностью гидролизуетсся с образованием сахаров. Это ограничивает его применение в горячих скважинах.

В последние годы в нашей стране и США получены рецептуры модифицированных крахмалов. За рубежом используются водорастворимые крахмалы: импермекс, миложель, форажель, мн-летарч, прескоза и другие, полученные предварительной термической или химической обработкой. Во

ВНИИБТ совместно с ЦНИИ КПП разработан модифицированный крахмал для обработки соленасыщенных буровых растворов. Модификация крахмала заключается в обработке крахмальной суспензии калиево-алюминиевыми квасцами в присутствии соды с прогревом до 150—160° С паром на вальцовой сушилке. Высушенная пленка крахмала, прошедшая термохимическую обработку, измельчается дробилкой до необходимой дисперсности, просеивается и в упакованном виде поставляется для обработки буровых растворов. Модифицированный крахмал целесообразно применять до температур 120—130° С, тогда его стабилизирующая способность еще сохраняется. В случае более высоких температур его следует применять в сочетании с акрилатными полимерными реагентами или же хромлигносульфонатами.

Кроме крахмальных реагентов, для обработки минерализованных растворов используют КССБ, декстран и декстрин, КМЦ-500, 600, гипан, метас, окзил и другие реагенты, каждый из которых

имеет свои преимущества и недостатки при обработке ими минерализованных систем буровых растворов.

В табл. 2.1 приводятся реагенты, чаще всего используемые для обработки минерализованных буровых растворов.

Таблица 2.1.

Реагенты	Содержание NaCl в растворе, %	Термостойкость, °С	Устойчивость к высаливанию при содержании Ca ²⁺ , %
КССБ	10	135—150	>2
Окзил	10—15	165—170	1,5ч-2
Крахмал	20—26	100—120	Устойчив
Модифицированный крахмал	20—26	120—130	
Декстран	20—26	140—150	»
КМЦ-500	20—26	120—150	>0,25
Гипан	20—26	160—180	>0,20
Метас	20—26	180—200	>0,2—0,3

Большинство реагентов, приведенных в табл. 2.1., при обработке резко разжижают соленасыщенные буровые растворы (стабилизация разжижения). Поэтому для загущения таких растворов добавляют солестойкие материалы — атапульгит, палыгорскит, асбест. Повышения термостойкости указанных реагентов часто добиваются комбинированным их применением. При совместном их действии проявляются синергетические эффекты, которые позволяют сократить расход реагентов и получить требуемую термостойкость.

В практике эксплуатации соленасыщенных буровых растворов иногда наблюдается сенсбилизация — разделение фаз и компонентов системы. Для

предупреждения сенсibilизации соленасыщенные буровые растворы эмульгируют нефтью, создавая дополнительно эмульсионно-суспензионную структуру, диспергируют ультразвуком, обрабатывают защитными реагентами, повышая до 4—6% содержание КМЦ, крахмала, декстрана и т. д.

Опыт бурения в отложениях, сложенных каменной солью, показал, что нет необходимости проводить глубокую стабилизацию соленасыщенного бурового раствора защитными реагентами, снижая его водоотдачу до 5-8 мл. Водоотдача бурового раствора в этом случае не играет определяющего значения. Для того чтобы сохранить устойчивым ствол скважины и предупредить образование каверны, необходимо в системе раствора поддерживать солевое равновесие, заключающееся в насыщении его солью, с учетом

поправки на растворимость солей при забойной температуре. Практика использования нефтеэмульсионных, соленасыщенных глинистых растворов (НЭГР) показала, что такие системы обеспечивают нормальное бурение в солях, когда раствор насыщен солью, но не обработан защитными реагентами. Эмульгирование таких растворов нефтью благоприятно сказывается на состоянии ствола скважины.

Наибольшая прочность глин достигается при содержании в растворе 10—15% гидроокиси бария, однако при этом затрудняется регулирование свойств бурового раствора и происходит интенсивное стабилизированное разжижение. Бариевые растворы не нашли широкого применения в технологии промывки скважин вследствие дефицитности гидроокиси бария и сложности регулирования структурно-механических свойств таких растворов.

В последние годы для промывки начали использовать растворы с конденсированной твердой фазой. В этих растворах образуются согели (гидрогель магния, сульфатный гель, карбонатный соле-гель, силикатный согель и т. д.), которые в системе растворов играют роль конденсированной твердой фазы. Эти системы соленасыщенных буровых растворов эффективны при бурении в отложениях, сложенных каменной солью. При наличии пропластков глин устойчивость ствола не сохраняется, хотя замедляется гидратация глин и снижается темп их набухания. Наиболее перспективными и обеспечивающими устойчивость ствола скважины в солевых отложениях являются растворы на углеводородной основе. Такими системами могут служить известково-битумные растворы (ИБР), разработанные Л. К. Мухиным, или высококонцентрированные инвертные эмульсии (ВИЭР) с регулируемой активностью водной фазы, разработанные во ВНИИБТ. Эти системы буровых растворов не растворяют солей и не образуют кристаллогидратов. Ввиду их инертности к солям и низкой физико-химической активности к глинам они не вызывают образования каверн и сохраняют прочностные свойства пластовой соли и глинистых пропластков, обеспечивая их устойчивость на стенках скважины при соответствующем гидростатическом давлении в скважине.

Не менее важным методом вскрытия и разбуривания солей может служить бурение с продувкой газообразными агентами. Однако в этом случае требуется дополнительное оборудование устья скважины для бурения с

противодавлением на пласты соли, усложняется обвязка, так как необходимо проводить воздушные линии, устанавливать компрессоры и т. д.

3. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов

Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта рассматривается как ключевой момент сохранения коллекторских свойств пласта. Методический выбор компонентного состава бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта обосновывается по результатам оценки его влияния на изменение проницаемости пористой среды и по коэффициенту восстановления проницаемости образцов керна после фильтрации бурового раствора при реальных перепадах давлений, возникающих при первичном вскрытии.

Для предотвращения глубокого проникновения дисперсной фазы и дисперсионной среды бурового раствора в пласт предусматривается ввод кислоторастворимого кольматанта, фракционный состав которого выбирается по результатам исследования керна материала конкретного месторождения. Применение полимерных реагентов из класса полисахаридов и правильный подбор фракционного состава кольматанта обеспечивает быстрое формирование в призабойной зоне пласта незначительной по глубине и низкопроницаемой зоны кольматации, которая предупреждает глубокое проникновение бурового раствора и его фильтрата в пласт в период первичного вскрытия, но легко разрушается в период освоения.

Кроме того, необходимо отметить, что зона кольматации, сформированная ББР (безглинистый буровой раствор) на основе полисахаридов, может быть легко разрушена в процессе освоения при использовании специальных деструктурирующих реагентов, например, комплексного реагента КДС, который предлагается в качестве основы для перфорационной среды.

В зависимости от геолого-технических условий, конструкции скважины разработано несколько вариантов ББР.

Система бурового раствора ИКАРБ

ОАО «ИКФ» создана специальная система бурового раствора ИКАРБ, обеспечивающая качественное вскрытие продуктивных пластов и предупреждение основных осложнений, возникающих при бурении.

Этот раствор принципиально отличается от традиционных глинистых растворов по составу твёрдой фазы, составу фильтрата и реагентами - регуляторами свойств бурового раствора.

Система ИКАРБ-это без глинистый полимерный раствор. Ключевой компонент системы - ХВ-Полимер, который представляет собой высоко разветвленный биополимер с очень высоким молекулярным весом. ХВ-Полимер обеспечивает требуемую структуру и необходимые реологические свойства раствора как на пресной, так и на солёной воде независимо от степени минерализации. Уникальность свойств ХВ-Полимера заключается в том, что вязкость растворов на его основе значительно изменяется в зависимости от скорости потока. Так, полимерная система ИКАРБ при нормальных стандартных реологических константах обладает высокой вязкостью при низких скоростях

сдвига (0,1-0,05с-1), что обеспечивает надёжную очистку скважины в застойных зонах наклонного и горизонтального участков ствола.

Твёрдая фаза раствора представлена мраморной крошкой с заданным размером частиц в зависимости от физических параметров продуктивного пласта (пористость, проницаемость, размер каналов). Высокопрочные частички мрамора в сочетании с полисахаридными реагентами (ХВ-Полимер, крахмальный реагент ИКР и ЭКОПАК) обеспечивают надёжную кольматацию приствальной зоны пласта. Глубина проникновения фильтрата в проницаемый пласт составляет 40-60см.

Фильтрат раствора содержит хлористый калий, который необратимо подавляет процесс набухания глинистых частиц, находящихся в порах пласта. Полисахаридные полимеры, находящиеся в фильтрате раствора, проникшего в пласт, довольно быстро деструктируют (2-3 недели), и в результате этого вязкость фильтрата снижается практически до вязкости воды. Кроме того, в фильтрате раствора ИКАРБ содержится фторсодержащий ПАВ - ИКФАК, который эффективно гидрофобизирует стенки каналов пласта, повышая их проходимость по нефти. В результате указанных процессов система ИКАРБ в минимальной степени загрязняет продуктивный пласт. Многочисленный промысловый опыт (более 100 скважин только в Западной Сибири) свидетельствует о том, что с применением растворов семейства ИКАРБ достигается сохранение естественной проницаемости пластов на 70-90%. При этом, резко снижаются затраты времени и средств на освоение скважин.

Безглинистый буровой раствор ББР-СКП

Таблица 3.1

Наименование	Назначение	Расход, кг/м ³
Р-СИЛ А	Ингибитор глин, анти-септик	5,0
Реопак В	Понизитель фильтрации, капсулирующий реагент и регулятор структурно-реологических свойств	2,0
Реоксан В	Регулятор структурно-реологических свойств	1,5
Бурамил	Регулятор фильтрации	10,0
Каустическая сода	Регулятор pH	0,5
Бурфлюб-БТ	Смазывающая добавка	3,0
Дефобур-БТ	Пеногаситель	0,3
Кальцинированная сода	Регулятор pH	0,1
Хлорид калия	Ингибитор гидратации глин	50,0
Хлорид натрия	Регулятор плотности	100-200
ККУ-М	Кислоторастворимый кольматант	50,0
МЛ-80	ПАВ	0,2

Безглинистый буровой раствор на основе полисахаридов (крахмал, ПАЦ, при необходимости - биополимер), ПАВ и ингибирующих добавок имеет низкие значения показателя фильтрации (при $dP=0,7$ МПа $\Phi=2,0-6,0$ см³), технологически необходимые для проводки горизонтальных скважин и скважин с большим углом наклона структурно-реологические характеристики ($n=11,523,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $t_0=57,0150,0 \text{ дПа}$, $Gel_{10 \text{ с}}/10 \text{ мин}=3,512,0/5,024,0 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$; $CH_{C1/10}=0,4-1,2/0,5-2,4$ Па); оптимальные псевдопластичные свойства (коэффициент « n »= $0,4-0,48$) и низкие гидравлические сопротивления (коэффициент консистенции « K »= $0,31-1,15$); при этом буровые растворы имеют низкие значения коэффициента трения ($K_{тр} = 0,05 - 0,15$), фильтрат бурового раствора имеет низкое поверхностное натяжение на границе с углеводородной жидкостью ($0,75-0,95$ мН/м).

Присутствие ингибиторов набухания и диспергирования глин (КС1, и др.) предупреждает набухание глины в коллекторе пласта. ББР-СКП стабилен при высокой минерализации, в т.ч. в присутствии солей кальция.

Безглинистый буровой раствор РЕОГЕЛЬ.

Для бурения пологих и горизонтальных участков ствола скважины разработана оригинальная рецептура безглинистого бурового раствора на основе отечественных полисахаридных реагентов и комплексообразователя - система

РЕОГЕЛЬ, проявляющая при определенном сочетании реагентов вязко-упругие свойства, что обеспечивает раствору необходимую выносную и удерживающую способность. Низкие значения показателя фильтрации, наличие в растворе гидрофобизатора с неионогенными группами обеспечивает инертность раствора по отношению к пластовым флюидам и породам разреза. Уникальные структурно-реологические и низкие фильтрационные свойства раствора обеспечивают минимальное проникновение его в пласт, одновременно раствор характеризуется высокими капсулирующими свойствами, обеспечивая незначительную смачиваемость выбуренной породы, препятствует диспергированию шлама, но обеспечивает полное осаждение шлама при низкой скорости течения (в отстойниках, желобах и приемных емкостях буровых насосов). Буровой раствор не создает в проницаемых пластах на стенке скважины толстой фильтрационной корки и способствует высокой степени замещения бурового раствора тампонажным. Входящий в состав бурового раствора антиоксидант предотвращает ферментативное разложение полисахаридов.

Полимер-эмульсионный буровой раствор Эмулгель

Для строительства скважин в сложных гидро-геологических и технологических условиях (например, при бурении через кыновские аргиллиты, глауконитовые глины) при необходимости решения основной проблемы - сохранение устойчивости ствола скважины в интервалах залегания неустойчивых глинистых отложений при больших зенитных углах и обеспечение выноса шлама из сильно искривленного участка ствола скважины рекомендуется использовать полимер-эмульсионный буровой раствор Эмулгель.

Таблица 3.2

Наименование	Назначение	Расход, кг/м ³
Р-СИЛ А	Ингибитор глин, анти-септик	5,0
Реоцел В	Регулятор водоотдачи и реологии	2,0
Реоксан Г	Регулятор структурно-реологических свойств	1,5
Бурамил	Регулятор фильтрации	10,0
Комплексообразователь БТ-Б	Комплексообразователь	2,0
Бурфлюб-БТ	Смазывающая добавка	45,0-50,0
Дефобур-БТ	Пеногаситель	0,3
Синтал-БТ	Ингибитор, гидрофобизатор	5,0
Хлорид калия	Ингибитор гидратации глин	50,0
Хлорид натрия	Регулятор плотности	100
Хлорид кальция	Утяжелитель	100-400

Исследования показали, что наибольший эффект по сохранению стабильности сланцев достигается в углеводородсодержащих средах в присутствии ингибирующих добавок (КСl, силикаты, CaCl₂). Разработан комплексный реагент на основе ОЭЦ и продукта модификации жировых гудронов на основе минерального сырья, позволяющий обеспечить необходимые показатели высокоминерализованного бурового раствора плотностью 1180-1400 кг/м³. За счет повышенного содержания углеводородсодержащей составляющей раствор обладает усиленными ингибирующими свойствами и оптимальными структурно-реологическими показателями, необходимыми для качественной очистки забоя при больших зенитных углах. Полученная прямая эмульсия типа «масло в воде» обладает положительными свойствами растворов на нефтяной основе, но при этом исключаются такие негативные свойства РНО, как экологическая и пожарная опасность.

Таблица 3.3

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ
Плотность, кг/м ³	1100-1350
Условная вязкость по ВБР-1, с	60-150
Показатель фильтрации, см ³	1-5
Пластическая вязкость, мПа*с	20-35
Динамическое напряжение сдвига, дПа	100-180
Прочность геля 10 с/10 мин, lb/100ft ²	6-15/6-15
СНС, дПа	10-15/12-25
рН раствора	7,0-7,5

В состав раствора входят полисахаридные реагенты - регуляторы реологических и фильтрационных свойств, ингибиторы набухания и диспергирования глин, эмульгатор, углеводородная среда, при необходимости - кислоторастворимый кольматант.

Этот раствор может быть использован и для бурения горизонтального участка при вскрытии продуктивного пласта, т.к. по своим физико-химическим и технологическим показателям отвечает требованиям для качественного вскрытия продуктивного пласта.

Результаты промышленного применения БР на основе полисахаридов

С использованием безглинистых и малоглинистых буровых растворов на основе полисахаридных реагентов в 1995-2003гг в Прикамье пробурено более 300 скважин, в т.ч. пологие и горизонтальные скважины. Растворы применялись также в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ОАО УПНП и КРС (п. Самарский), Удмуртии, республиках Коми и Казахстан.

Анализ результатов применения буровых растворов на основе полисахаридов при бурении вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных

скважин позволил отметить следующие преимущества предлагаемых систем буровых растворов:

- Высокие ингибирующие и низкие фильтрационные характеристики растворов позволили сохранить устойчивость стенок ствола скважины на весь период бурения. Каротажный материал (каверномер) показал, что средний диаметр скважин в интервале залегания терригенных отложений близок к номинальному.

- Поддержание реологических характеристик на уровне проектных значений обеспечило высокую выносную и удерживающую способности безглинистых буровых растворов, что позволило избежать осложнений в процессе бурения, связанных с зашламлением ствола скважины при зенитных углах 30-700.

- Вскрытие продуктивного пласта проходит без остановок в бурении, так как раствор ББР-ПМГ, используемый для бурения надпродуктивного интервала, совместим с безглинистыми буровыми растворами, используемым для вскрытия продуктивного пласта, в том числе для горизонтальных участков стволов скважины. Поэтому для проводки горизонтального участка и первичного вскрытия продуктивного пласта не требуется сброс циркулирующей в скважине промывочной жидкости и, соответственно, сократились временные затраты по приготовлению раствора.

- Использование растворов позволило повысить технико-экономические показатели работы долот за счёт высокой смазывающей способности и низкого значения коэффициента трения.

- Проведённые гидродинамические исследования коллекторских свойств продуктивного пласта показали отсутствие загрязнения ПЗП (фильтрационно-емкостные характеристики призабойной и удаленной зон продуктивного пласта практически одинаковы);

после освоения скважин полученные дебиты соответствовали или превышали проектные, время освоения сократилось в 1,5-2 раза, при этом освоение скважины проходит, как правило, без дополнительных воздействий на пласт.

4. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Методика расчета объемов отходов бурения, образующихся при строительстве скважин

1 Определения

амбарная технология строительства скважин – технология, при которой все отходы бурения (буровой шлам (БШ), отработанный буровой раствор (ОБР) и буровые сточные воды (БСВ)) захороняются на территории буровой в амбарах для пресных и соленых отходов;

- безамбарная технология строительства скважин – технология, заключающаяся в раздельном сборе отходов бурения и их вывозе с территории буровой для утилизации или захоронения;

- буровой шлам – смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляемых из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами;

- буровые сточные воды – водная суспензия, образованная при промывке бурового оборудования и инструмента, содержащая остатки бурового раствора;

- кек БСВ – осажденная центрифугой твердая часть буровых сточных вод;

- коэффициент кавернозности – отношение фактического объема скважины к объему, рассчитанному по значению диаметра долота (или возведенное в квадрат отношение значения фактического среднего диаметра скважины к значению диаметра долота);

- коэффициент разуплотнения -показатель увеличения объема выбуренной породы за счет измельчения породоразрушающим инструментом и системой очистки;

- малоамбарная технология строительства скважин – технология, при которой пресные отходы бурения захороняются на территории буровой в пресном амбаре, соленые отходы – вывозятся с территории буровой на утилизацию или захоронение;

- наработка раствора – увеличение объема бурового раствора за счет диспергирования частиц выбуренной глинистой породы в процессе бурения и циркуляции;

- отработанный буровой раствор – буровой раствор, исключаемый из технологического процесса бурения, который накапливается на территории буровой и подлежит утилизации (повторному использованию) или захоронению;

- рабочий раствор – объем раствора на поверхности в емкостях для создания необходимой циркуляции при бурении и восстановлении скважин;

- система циркуляции бурового раствора – это система, состоящая из надземной и подземной участков, по которым буровой раствор циркулирует по замкнутому циклу. Функции надземного участка: приготовление, обработка и очистка раствора, нагнетание его в скважину и поддержание режима

промывки. Функции подземного участка: подведение гидравлической энергии к долоту и транспортировка шлама на поверхность. Этот участок состоит из канала для нисходящего потока бурового раствора в бурильной колонне и канала для восходящего потока, образуемого внешней поверхностью бурильной колонны и стволом скважины (или обсадной колонной);

- суспензия – мутная жидкость с находящимися в ней во взвешенном состоянии частичками твердого вещества;
- утилизация отходов бурения – вывоз на растворный узел для регенерации и повторного использования.

2 Обозначения и сокращения

АКЦ – акустический каротаж цементирования;

БЖ – буферная жидкость;

БСВ – буровые сточные воды;

БШ – буровой шлам;

ВП – выбуренная порода;

КФУ – коагуляционно-флокуляционная установка;

МКФУ – мобильная коагуляционно-флокуляционная установка;

ОБ – отходы бурения;

ОБР – отработанный буровой раствор;

ОППХ – опытно-промышленное подземное хранилище;

ПВД – поддержание пластового давления.

3 Общие положения

3.1 Настоящая методика позволяет определить объемы отходов бурения, образующихся в процессе строительства скважин с использованием технологий: амбарной, малоамбарной и безамбарной.

3.2 Отходы бурения содержат в своем составе химические реагенты, минеральные примеси и нефтепродукты и, попадая в почву и водные объекты, загрязняют их. В целях предотвращения загрязнения объектов природной среды в рабочих проектах на строительство скважин предусматриваются утилизация (полезное повторное использование) и захоронение отходов бурения.

3.3 Настоящая методика позволяет обосновать в проектах на строительство скважин количество технических средств и сооружений, необходимых для сбора, хранения, транспортировки, утилизации или захоронения отходов бурения.

3.4 Основным принципом, которым необходимо руководствоваться при определении объемов ОБР, является принцип расчета ОБР по интервалам бурения, заданных конструкцией скважины.

3.5 Объем ОБР, уходящего в отходы, складывается из избыточных объемов растворов, накапливаемых при поинтервальном бурении. При этом основными причинами образования и накопления избыточных объемов растворов являются:

- наработка раствора при бурении интервалов, сложенных глинистыми породами;
- замена одного типа бурового раствора на другой.

3.6 Количество отходов зависит:

- от эффективности очистки бурового раствора от выбуренной породы;
- от применения ресурсосберегающих технологий (оборотного водоснабжения, повторного использования бурового раствора, использования технологии раздельного сбора отходов бурения).

3.7 Для перевода объемного показателя отходов бурения в весовой принимать плотность бурового шлама $1,7 \text{ г/см}^3$.

4 Общие формулы для расчетов объемов отходов бурения, образующихся при использовании разных технологий строительства скважин

4.1 Объем выбуренной породы или скважины в i -ом интервале определяется по формуле:

$$V_{\text{вн}i} = V_i = 0,785 \times D_i^2 \times H_i \times k_i, \quad (1)$$

где $V_{\text{вн}i}$ – объем выбуренной породы в i – ом интервале, м^3 ; V_i – объем скважины в i -ом интервале, м^3 ; D_i – диаметр долота в i -ом интервале бурения, м; H_i – длина интервала ствола скважины, м; K_i – коэффициент кавернозности i -ом интервале бурения.

4.2 Исходный объем для бурения i -го интервала определяется по формуле:

$$V_{\text{исхБР}i} = 120 + V_{\text{БРСКВ}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{исхБР}i}$ – исходный раствор бурового раствора перед началом бурения i – го интервала, т.е. сумма объема рабочего бурового раствора на поверхности (согласно СТП 09100.17015.042-2006 – 120 м^3) и объема бурового раствора в стволе или колонне в вышележащих интервалах, м^3 ; 120 – объем рабочего бурового раствора на поверхности) 60 - при восстановлении скважин бурением боковых стволов), м^3 ; $V_{\text{БРСКВ}}$ - объем бурового раствора в скважине перед началом бурения i -го интервала, м^3 .

4.3 Объем бурового раствора общий, необходимый для бурения i -го интервала, определяется по формуле:

$$V_{\text{БР}i} = 0,55 \times N_i \times H_i + V_{\text{исхБР}i}, \quad (3)$$

где $V_{\text{БР}i}$ – объем раствора общий, необходимый для бурения i -го интервала, м^3 ; 0,55 – коэффициент, характеризующий применение ресурсосберегающих технологий; N_i – норма расхода бурового раствора для бурения i -го интервала согласно СНИП IV-2-82 с учетом проектной коммерческой скорости бурения скважины.

4.4 Объем бурового шлама, образующегося при бурении i -го интервала, определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}i} = 0,785 D_i^2 \times H_i \times k_i \times K_n \times 0,8, \quad (5)$$

где $V_{\text{БШ}i}$ – объем бурового шлама, образующегося при бурении i -го интервала, м^3 ; K_n – коэффициент потери бурового раствора при очистке, учитывающий разуплотнение горной породы, численно равный: для бурения под кондуктор -2, под другие колонны – 1,5 (определены эмпирически); 0,8 – коэффициент (C_0), характеризующий максимальную степень очистки бурового раствора от породы при использовании трех ступеней согласно РД 39-3-819-82.

4.5 Объем бурового раствора в буровом шламе при бурении i -го интервала, рассчитывается по формулам:

$$V_{\text{БРШ}i} = V_{\text{БШ}i} - 0,8V_{\text{БП}i}, \quad (6)$$

где $V_{\text{БРШ}i}$ – объем бурового раствора в буровом шламе при бурении i -го интервала, м^3 .

4.6 Объем ОБР после i -го интервала определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБР}i} = V_{\text{БР}i} - V_{\text{исхБР}(i+1)} - V_{\text{БРШ}i}, \quad (4)$$

где $V_{\text{ОБР}i}$ – объем ОБР после бурения i -го интервала, м^3 ; $V_{\text{исхБР}(i+1)}$ – исходный объем бурового раствора перед началом бурения $(i+1)$ интервала, м^3 , не учитывается, если раствор полностью меняется.

4.7 Объем БСВ при бурении i -го интервала определяется по формуле:

$$V_{\text{БСВ}i} = 6V_{\text{ОБР}i} / 12 = 0,5V_{\text{ОБР}i}, \quad (7)$$

где $V_{\text{БСВ}i}$ – объем БСВ, образующийся при бурении i -го интервала, м^3 ; 6 – средний коэффициент разбавления ОБР водой при осветлении, значение которого определено из опыта работы; 12 – средний коэффициент, определяющий долю бурового раствора в составе БСВ, значение которого определено из опыта работы.

4.8 Объем воды после проведения АКЦ определяется по формуле:

$$V_{\text{В}} = 0,785d_{\text{к}}^2 \times L, \quad (8)$$

где $V_{\text{В}}$ – объем воды после проведения ОКЦ и АКЦ, м^3 ; $d_{\text{к}}$ – внутренний диаметр колонны, м; L – длина колонны, м, заполненная водой при проведении АКЦ, численно равная: для кондуктора и технических колонн – 200м; для эксплуатационной колонны – всей ее длине; в колоннах–хвостовиках принимается по проекту.

4.9 Объем буферной жидкости с зонами смешения $V_{\text{БЖ}}$ равен 12 м.

4.10 Объем кека, образующегося в результате осветления БСВ при бурении i -го интервала, определяется по формуле:

$$V_{\text{кек}i} = 0,2 \times V_{\text{БСВ}i}, \quad (9)$$

где $V_{\text{кек}i}$ – объем кека, м^3 ; 0,2 – коэффициент, определяющий долю объема кека в объеме БСВ $_i$ (определен из опыта работы).

Пример расчета объемов отходов бурения, образующихся при разных технологиях строительства скважин, приведен в таблице 1.

5 Порядок проведения расчета объемов отходов бурения, образующихся при амбарной технологии строительства скважин

5.1 Объем отходов бурения при амбарной технологии строительства скважины складывается из объемов образующегося бурового шлама, отработанного бурового раствора, буровых сточных вод и определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБ}} = V_{\text{БШ}} + V_{\text{ОБР}} + V_{\text{БСВ}} + V_{\text{В}} + V_{\text{БЖ}}, \quad (10)$$

где $V_{\text{ОБ}}$ – объем отходов бурения, м^3 ; $V_{\text{БШ}}$ – объем бурового шлама, м^3 ;

$V_{\text{ОБР}}$ – объем отработанного бурового раствора, м^3 ; $V_{\text{БСВ}}$ – объем буровых сточных вод, м^3 ; $V_{\text{В}}$ – объем воды после проведения АКЦ, м^3 ; $V_{\text{БЖ}}$ – объем буферной жидкости с зонами смешения, м^3 .

5.2 Рабочим проектом на строительство скважины должны предусматриваться пресный и соленый амбары для раздельного захоронения отходов бурения.

6 Порядок проведения расчета объемов отходов бурения, образующихся при безамбарной технологии строительства скважин

6.1 При безамбарной технологии строительства скважины производится раздельный сбор отходов бурения, которые вывозятся с территории буровой для утилизации (повторного использования) или захоронения.

6.2 После прохождения БСВ через КФУ образуется осветленная вода и кек. Весь объем воды утилизируется на нужды буровой и не учитывается как отход бурения для сброса на рельеф местности или в водные объекты.

6.3 Объем отходов бурения (пресных и соленых) при безамбарной технологии, который необходимо вывезти с территории буровой, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ОБ}} = V_{\text{БШ}} + V_{\text{ОБР}} + V_{\text{кекБСВ}} + V_{\text{В}} + V_{\text{БЖ}}, \quad (11)$$

где $V_{\text{кекБСВ}}$ – объем кека, образующегося при осветлении БСВ в результате осаждения твердой фазы центрифугой КФУ (МКФУ), м^3 .

6.4 Объем бурового шлама (общий), образующийся при бурении i -го интервала и предназначенный для вывоза с территории буровой для захоронения, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{БШ}i0} = V_{\text{БШ}i} + V_{\text{кекБСВ}i}, \quad (12)$$

где $V_{\text{БШ}i0}$ – объем бурового шлама (общий), образующийся при бурении i -го интервала, м^3 .

7 Порядок проведения расчета объемов отходов бурения, образующихся при малоамбарной технологии строительства скважин

7.1 При малоамбарной технологии строительства скважины в процессе бурения надсолевого комплекса осветление БСВ с помощью КФУ не производится, поэтому кек не образуется.

7.2 Объемы пресных ОБ рассчитываются по амбарной технологии строительства скважины.

7.3 Объемы соленых ОБ рассчитываются по безамбарной технологии строительства скважины.

7.4 Рабочим проектом на строительство скважины должен предусматриваться пресный амбар для захоронения пресных отходов бурения объемом, включающим расчетное количество пресных БШ, ОБР, БСВ, БЖ и воды для проведения АКЦ.

7.5 Соленый буровой шлам (общий, т.е. с кеком) хоронится в ОППХ.

7.6 Соленые ОБР и БСВ утилизируются, т.е. вывозятся на растворный узел для регенерации и повторного использования.

8 Результаты расчетов представить в табличном виде (таблица 1).

9 Пример расчета объемов отходов бурения с исходными данными варианта 0 представлен в таблице 2.

10 Исходные данные представлены в таблице 1А, номер варианта выбирается по варианту согласно зачетно-экзаменационной ведомости).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе курсовой работы по теме «Особенности буровых растворов для бурения круто-направленных и горизонтальных стволов скважин» было рассмотрено:

1. Ингибирующие буровые растворы
2. Солестойкие буровые растворы
3. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов

А так же была проведена методика расчета объемов отходов бурения, образующихся при строительстве скважин.