

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

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений и гидропневмоавтоматика»

Курсовая работа
По дисциплине «Буровые и тампонажные растворы»

Тема:
Буровые растворы для бурения в солевых отложениях

Выполнил студент
Группы ЗНР-31

Карабан В.П.

Проверил

Атвиновская Т.В.

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Глава 1. особенности бурения в отложениях каменной соли	4
Глава 2. солестойкие рецептуры буровых растворов.....	7
Глава 3. полимерные реагенты-стабилизаторы буровых растворов и их принцип действия.....	17
Глава 4. кристаллизация солей при бурении в соленосных отложениях как видосложнения и меры борьбы с ней.....	21
Заключение	23
Список использованной литературы.....	24

ВВЕДЕНИЕ

Тема курсовой работы – «Буровые растворы для бурения в солевых отложениях».

Данный вопрос актуален для бурения скважин в Припятском прогибе, так как данная геологическая структура предполагает наличие мощной толщи соленосных отложений.

При бурении солевых отложений существует вероятность потери устойчивости ствола скважины в межсолевых глинистых породах, ухудшение показателей бурового раствора под воздействием температурной и полисолевой агрессии. В процессе углубления скважин неизбежно попадание в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод. Поэтому придание раствору устойчивости к солевой агрессии является важной технической задачей. Особенно она усложняется при проходке мощных хемогенных толщ. Коагуляция глинистой фазы, происходящее при засолонении приводит к дестабилизации системы: возрастает величина показателя фильтрации, структурно-реологические показатели значительно ухудшаются и не поддаются управлению.

Растворенная в промывочной жидкости соль вызывает коагуляцию бурового раствора, ухудшает его технологические свойства, требует дополнительных затрат на его стабилизацию.

Используемые в настоящее время буровые растворы многокомпонентны, что создает определенные сложности при управлении свойствами и показателями раствора. Об этом речь пойдет далее в курсовой работе.

ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ В ОТЛОЖЕНИЯХ КАМЕННОЙ СОЛИ

Бурение любой толщи подразумевает появления ряда осложнений, которые возможно предотвратить в частности при помощи применения буровых растворов. Соленосная толща в Припятском Прогнозе – обычное явление. Мощность таких отложений значительна и при бурении любых скважин необходимо преодолеть огромный слой соли.

Соленосные отложения представляют собой как мономинеральные отложения солей (галенита, сильвина, бишофита, карналита и др.), так и комплексы различных хемогенных и терригенных пород. Соленосные отложения в природе чаще встречаются в комплексе с терригенными отложениями глинистых пород, ангидрита, карбонатов, располагающимися между зернами солей в виде примесей или в виде пропластков или пластов толщиной от нескольких миллиметров до нескольких десятков сантиметров.

Прочностные и деформационные свойства соленосных отложений определяются их минералогическим и структурным составом, изменяющимся в широких пределах. Величина кристаллов соли может меняться от долей миллиметров до десятков сантиметров, причем кристаллы солей имеют различные дефекты в строении кристаллической решетки и в строении самого кристалла. В кристаллической решетке, например галенита, могут внедряться, как одно-, так и двухвалентные ионы, увеличивая прочность соли (при внедрении одновалентных ионов в 1,3-2 раза и двухвалентных ионов - в 4-5 раз).

Помимо кристаллов, соль имеет в своем составе газообразные и жидкие включения в изометричных и каналовидных порах, размером от сотых долей миллиметра до сантиметра. Эти включения снижают прочность соли.

Прочность солей на растяжение в зависимости от ее структуры и состава может изменяться от 2,17 до 17,2 МПа, а прочность на сжатие - от 16,0 до 17,22 МПа. Под воздействием нагрузки (горного давления) прочность солей возрастает.

В водной среде (даже насыщенной раствором солей) происходит увлажнение соли. Причем при увлажнении соли прочность ее существенно понижается. Так, выдержка образцов каменной соли в течение 20-45 сут в насыщенном соляном растворе приводит к их увлажнению до 3,0 - 3,5%, причем насыщение образцов водой

происходит в первые 6-10 сут. Прочность образцов соли на сжатие при этом снизилась с 28,6 до 18,2 Мпа.

При разбурировании хемогенных пород возможно их растворение и размыв, в результате чего образуются каверны, или сужение ствола в результате пластического течения. Существенное значение на поведение солей оказывает температура. Если она не превышает критическую, при которой соли теряют устойчивость, то имеет место растворение. Если пластовая температура выше критической, то происходит течение солей. Значение критической температуры колеблется в пределах от 45 до 200 градусов в зависимости от вида соли.

При бурении солевых отложений также существует вероятность потери устойчивости ствола скважины в межсолевых глинистых породах, рапопроявления, ухудшение показателей бурового раствора под воздействием температурной и полисолевой агрессии. В процессе углубления скважин неизбежно попадание в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод. Поэтому придание раствору устойчивости к солевой агрессии является важной технической задачей. Особенно она усложняется при проходке мощных хемогенных толщ. Коагуляция глинистой фазы, происходящее при засолонении приводит к дестабилизации системы: возрастает величина показателя фильтрации, структурно-реологические показатели значительно ухудшаются и не поддаются управлению.

То есть, при бурении солевой толщи растворы должны быть термо- и солеустойчивы. Термо- и солеустойчивость буровых растворов в значительной мере определяется реагентами-стабилизаторами, применяемыми для снижения показателя фильтрации, и химическими добавками, способствующими сохранению свойств стабилизатора при более высоких температурах. Для стабилизации системы прибегают к разбавлению и вводу большого количества полимеров. Об этом подробнее изложено в главе 2.

После перебурирования соленосных отложений, возникающих в результате некомпенсированных напряжений под воздействием горного давления, порода стремится занять устойчивое положение, вследствие чего в пристволенной зоне могут наблюдаться пластические деформации (для глинистых солей) или при наличии хрупких пород (для солетерригенных отложений) - обрушения, обвалы, образование каверн. Наряду с естественными процессами дестабилизации стенок скважин происходит и искусственная дестабилизация под воздействием промывочной жидкости на водной основе: растворение и размывание

солей, размокание и растворение глинистых включений и пропластков, которые также приводят к кавернообразованию.

В общих чертах для *предупреждения растворения* могут быть использованы следующие мероприятия:

- ✓ применение в качестве бурового раствора перенасыщенного солевого, причем до 10 % соли должно находиться в твердой фазе в связи с тем, что при повышении давления и температуры в призабойной зоне, растворимость солей также возрастает;
- ✓ применение растворов, исключающих растворение солей (гидрофобные эмульсии, растворы на нефтяной основе);
- ✓ подавление растворимости одной соли другой в соответствии с закономерностями солевого равновесия.

Для *предупреждения осложнений, связанных с пластическим течением солей*, необходимо:

- ✓ осуществлять промывки скважины охлажденным раствором с целью снижения забойной температуры;
- ✓ соблюдать равенство пластического течения и растворения солей путем подбора бурового раствора соответствующего типа и качества.

Прихваты инструмента из-за пластического течения ликвидируются путем прокачивания по скважине воды.

Для снижения водоотдачи буровые растворы обрабатываются КМЦ, крахмалом, гипаном.

Для повышения активности стабилизаторов pH растворов поддерживается в пределах 8-10 путем добавления кальцинированной соды или щелочи.

ГЛАВА 2. СОЛЕСТОЙКИЕ РЕЦЕПТУРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Буровые растворы (далее БР) выполняют ряд функций, которые определяют успешность и скорость бурения, ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Изначально основная функция – очистка забоя от выбуренной породы.

Сначала в качестве БР использовали воду, но с преодолением глубин, усложнением условий бурения предъявлялись более жесткие требования к качеству БР. Вода и суспензия глины не могли удовлетворить требованиям глубокого бурения.

По мере расширения функций, состав БР становился более сложным. Современные БР – многофазные полидисперсные коллоидно-суспензионные системы.

Основные функции современных БР заключаются в решении следующих задач:

- 1) Высокие скорости бурения и проходки на долото
- 2) Безопасность и безаварийность оборудования
- 3) Качественное вскрытие продуктивных пластов.

Рассмотрим более детально. Для обеспечения высоких скоростей бурения и проходки на долото **БР должен выполнять следующие функции:**

- **Эффективно очищать забой от выбуренной породы.**

Удаление из скважины шлама является существенной функцией БР. Для удаления с забоя частиц выбуренной породы необходимо использовать скорость восходящего потока в кольцевом пространстве в случае, если БР не обладает структурой конечной прочности.

- **Облегчать разрушение горных пород.**

Это позволяет увеличивать скорость проходки. Достигается это прежде всего за счет низкой вязкости раствора в призабойной зоне. Также БР способствует адсорбционному понижению твердости горных пород.

- **Охлаждать и очищать долото.**

БР должен выполнять следующие задачи для обеспечения безопасного бурения:

- Предотвращать поступление в скважину флюида путем создания противодавления на вскрытые пласты.

В процессе бурения противодавление должно быть больше пластового давления. Если разность давлений отрицательна, то будет

наблюдать водонефтепроявление, а если положительна, то буровой раствор будет поглощаться пластом.

- Предотвращать обвалы стенок скважины

Вследствие действия гидростатического давления столба БР на стенки скважины и его глинизирующего действия образуется тонкая эластичная непроницаемая корка. Эта корка предотвращает обвалы. Но давление не должно быть слишком высоким, в противном случае произойдет гидроразрыв и возможно поглощение.

- Удерживать частицы выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при остановке циркуляции

Если частицы выбуренной породы выпадут на забой скважины, то произойдет заклинивание бурильного инструмента.

- Уменьшать трение между бурильной колонной и стенками скважины

Смазка бкрильного инструмента облегчает условия движения бурильных и обсадных труб в скважине и предотвращает появление прихватов.

- Создавать безопасные условия труда буровой бригаде и не наносить ущерб окружающей среде.

Для вскрытия продуктивных пластов раствор должен не загрязнять пласты при вскрытии и обеспечивать возможность получения и качественной интерпретации кернов, геофизических данных.

Классификация БР соответствует признакам, по которым мы различаем один БР от другого. Таким образом, существуют классификации по фазовому состоянию дисперсной среды, природе дисперсионной среды; степени дисперсности; фазовому состоянию дисперсной фазы; методу получения дисперсной фазы; природе дисперсной фазы; по назначению по способу приготовления; устойчивости к воздействию температур и солевой агрессии и т.д.

Одна из известных классификаций БР – классификация по Паусу. В ее основе лежат следующие свойства: состав разбуриваемых пород; проницаемость; наличие солей; температура забоя; устойчивость стенки скважин; пластовое давление. По этой классификации все БР подразделяются на несколько классов в каждый из которых входят группы облегченных растворов плотностью до 1250 кг/м³; нормальных плотностью 1250-1450 кг/м³; утяжеленных более 1450 кг/м³ или группа растворов определяется видом ингибитора.

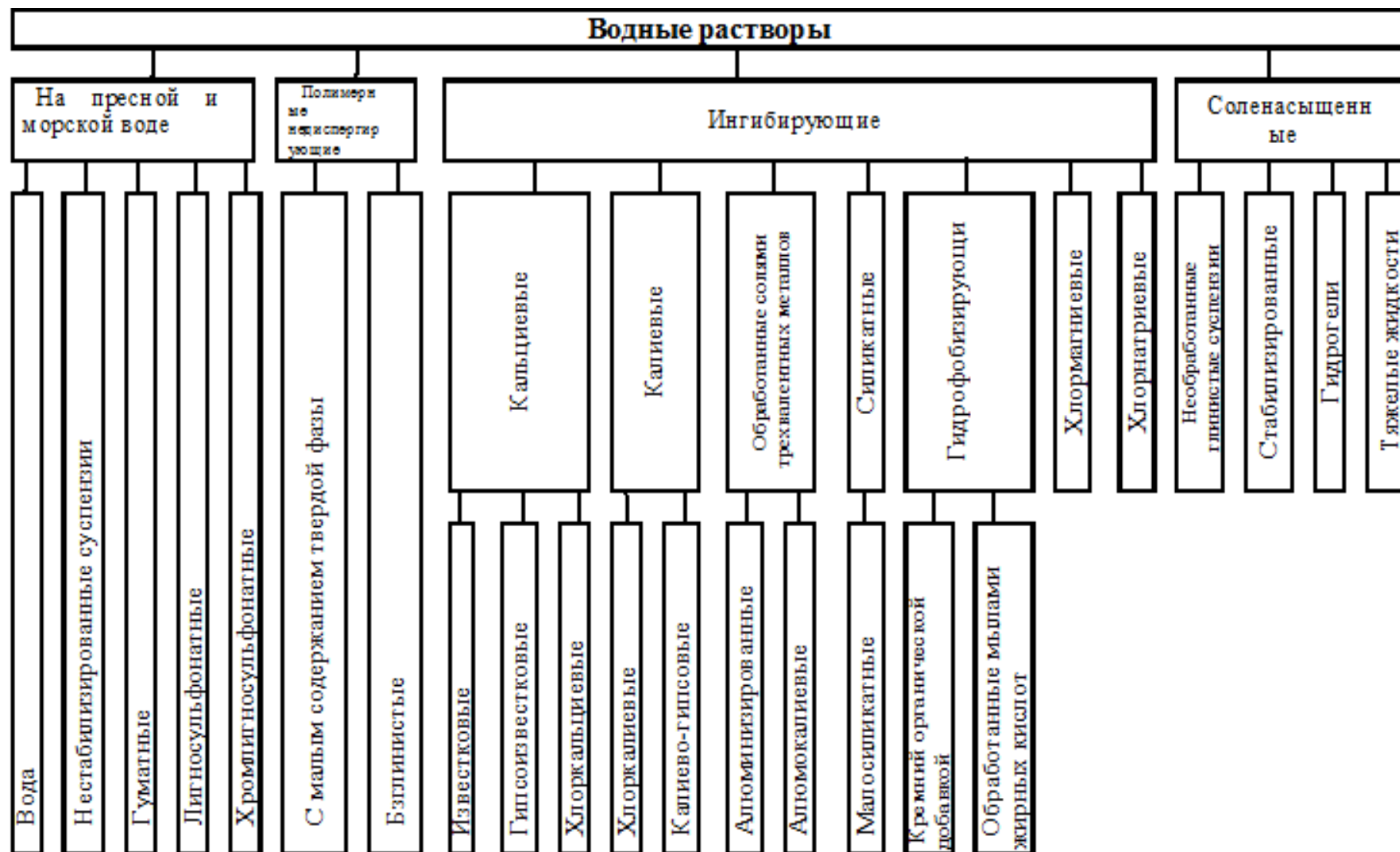


Рисунок 2.1. - Классификация БР (водные растворы)

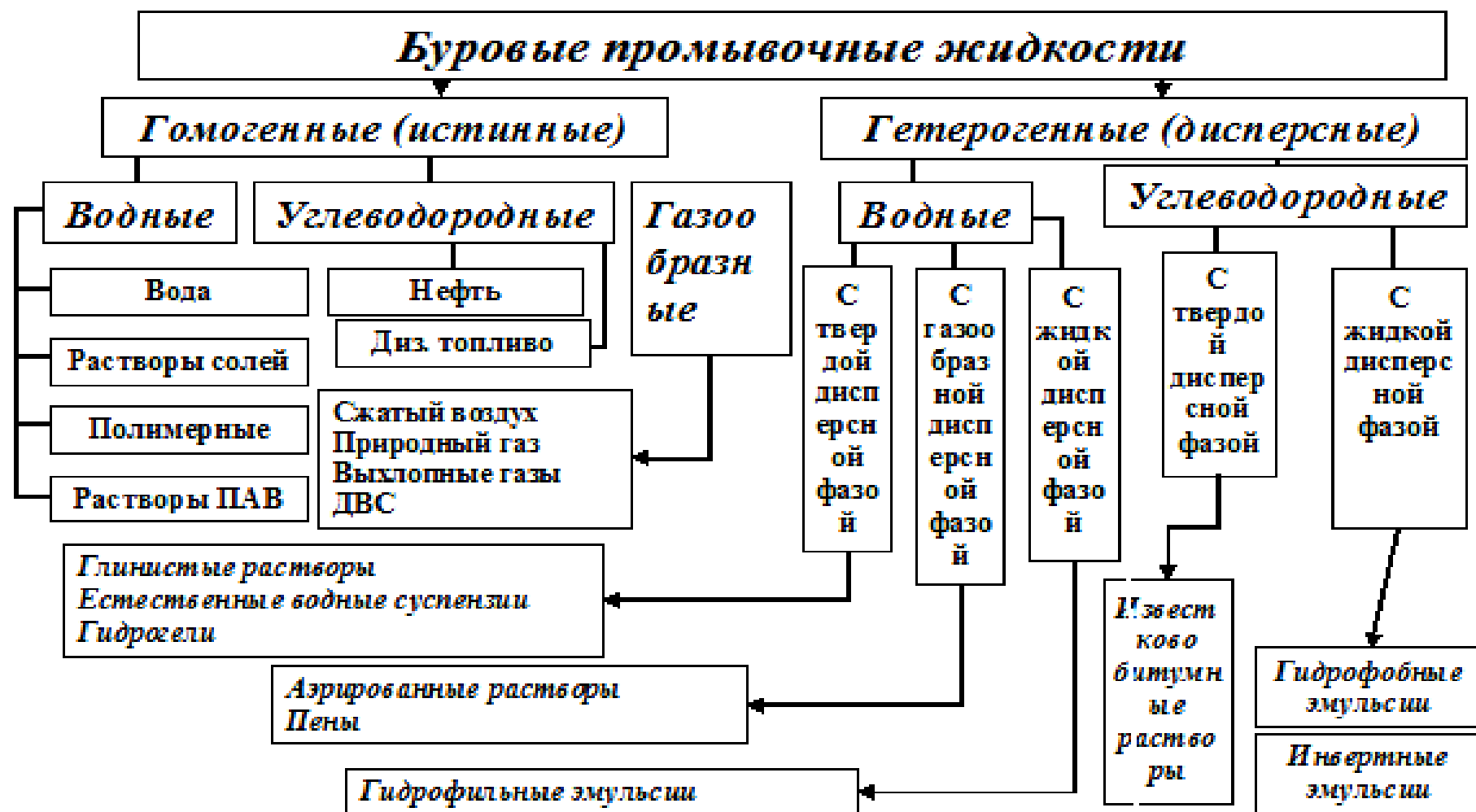


Рисунок 2.3. – Классификация БР по числу фаз и составу дисперсионной среды

Солестойкие буровые растворы применяются для разбуривания соленосной толщи во избежание различных осложнений. Одной из проблем глубокого бурения в соленосных отложениях является создание солестермостойких 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 ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), полигалит ($\text{K}_2\text{Mg}[\text{Ca}_2] \cdot [\text{SO}_4] 2\text{H}_2\text{O}$), тахидрит ($2\text{MgCl} \cdot \text{CaCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$).

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, кавернообразование 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 пересыщение их по мере снижения температуры в столбе скважины. В верхних интервалах скважин пересыщение 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.

Растворимость солей зависит от состава бурового раствора. В зависимости от солевого равновесия в системе растворимость снижается введением в насыщенный раствор более растворимой соли. Такая же закономерность наблюдается и при многокомпонентных системах электролитов в растворе. *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.

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. 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 противодействии 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-реакентами, 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 60Q С 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.

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 окзилем, 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 гидролизуеться с образованием сахаров. Это ограничивает его применение в горячих скважинах.

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.

Большинство реагентов при обработке резко разжижают соленасыщенные буровые растворы (ста-билизация 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 термо- и солестойкость.

В практике эксплуатации соленасыщенных буровых растворов иногда наблюдается сенсibiliзация — разделение фаз и компонентов системы. Для предупреждения сенсibiliзации соленасыщенные буровые растворы эмульгируют нефтью, создавая дополнительно эмульсионно-суспензионную структуру, диспергируют ультра-звуком, 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 физикохимической 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.

ГЛАВА 3. ПОЛИМЕРНЫЕ РЕАГЕНТЫ-СТАБИЛИЗАТОРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ИХ ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Эволюция составов полимерных буровых растворов двигалась в направлении от обеспечения стабильности функциональных свойств нарабатываемого «самозамесом» в процессе разбуривания пород бурового раствора к обеспечению максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта при его вскрытии. Как любое развитие (от простого к сложному) первоначально применение полимеров в буровой практике обуславливалось стремлением повышения механической скорости и проходки. Со временем, с изменением геологических условий залегания продуктивных пластов (увеличением глубины скважин, температур, давлений и наличием несовместимых зон), буровые растворы становятся ингибированными, устойчивыми к воздействию пластовых условий и экологически чистыми. Они приобретают способность обеспечивать устойчивость пород в скважине и сохранять их коллекторские свойства.

Эффективность применения полимеров определяется количеством реагента, необходимого для придания промывочной жидкости требуемых свойств, т.е. от концентрации, и временем для достижения этих свойств, т.е. от скоростью растворения полимерного реагента.

Проблемой использования полимерных реагентов при приготовлении промывочных и других технологических жидкостей (например, при полимерном заводнении при организации системы ППД) является образование агломератов полимера, которые трудно поддаются диспергированию. Обычно обработка бурового раствора производится с ограничением скорости ввода реагента, например 15–20 минут на мешок, при которой размер образующихся агломератов не оказывает существенного влияния на промывочную жидкость. В случае когда требуется быстрая обработка большого объема промывочной жидкости, ввод полимера может привести к образованию значительных по размеру агломератов.

В условиях буровой формирование агломератов приводит к увеличению времени приготовления промывочной жидкости в целом. За счет высокой липкости слоя геля происходит потеря полимерного реагента за счет его осаждения на оборудование. Также не растворившийся полимер способен забивать сита и фильтры, приводить к частичному или полному закупориванию гидравлических линий. При попадании агломератов полимерного реагента в скважину они могут приводить к закупориванию перфорационных отверстий, фильтров-хвостовиков, к нарушению проницаемости гравийных фильтров.

Агломераты небольшого размера способны приводить к уменьшению проницаемости призабойной зоны пласта. При этом их удаление представляет серьезную проблему.

Таким образом, предотвращение образования агломератов при использовании полимерных реагентов является актуальной задачей, решение которой положительно скажется на процессе строительства скважины в целом. Для этого необходимо детальное понимание поведения полимерных реагентов при контакте их с растворителями.

Полимерные водорастворимые реагенты для регулирования свойств промывочных жидкостей можно разделить на несколько групп по функциям, которые они играют в промывочном растворе:

- ✓ Регуляторы водоотдачи
- ✓ Ингибиторы разбухания глин
- ✓ Модификаторы реологических свойств
- ✓ Смазывающие агенты
- ✓ Загустители
- ✓ Разжижители
- ✓ Детергенты (моющие средства)
- ✓ Специальные добавки

Решение проблемы сокращения сроков строительства скважины, снижения осложнений и других вопросов обусловило применение полимерглинистых буровых растворов с добавками акриловых полимеров, в основе защитного действия которых лежат ряд физических и химических явлений, связанных со структурой полимера, его концентрацией.

Реагенты-стабилизаторы 1-ой группы используют как понизители фильтрации, 2-ой группы – понизители вязкости (разжижители). Чем больше молекулярная масса, тем эффективнее реагент. Когда структура молекулы представлена переплетающимися цепочками, реагент является понизителем фильтрации, но вязкость при этом повышается. Глобулярная форма молекулы присуща реагентам второй группы. Крахмальный реагент получают путем гидролиза в щелочной среде. Он является понизителем фильтрации соленасыщенных буровых растворов.

Крахмальный реагент «Фито-РК» - модифицированный водорастворимый реагент. ФИТО-РК- модифицированный крахмальный реагент для бурения нефтяных и газовых скважин, в том числе наклонно направленных и горизонтальных с использованием пресных и минерализованных растворов. "ФИТО-РК"- высокоэффективный, экологически чистый стабилизатор буровых растворов, хорошо растворяется в средне- и сильноминерализованных

средах без щелочных агентов, устойчив к Са- и Mg-агрессии, обладает высокой флокулирующей способностью.

Лигнопол - полимерный реагент, продукт термической сополимеризации акрилового полимера (полиакрилонитрила - ПАН) с лигносульфонатами (ССБ). Применяется как понизитель фильтрации пресных и соленасыщенных буровых растворов.

Лигнопол совместим со всеми традиционными химреагентами применяемыми в бурении. Обладает высоким стабилизирующим действием. В системах ингибированных буровых растворов расход реагента Лигнопол не менее чем на 30% ниже, чем традиционного. Термостойкость реагента Лигнопол в системе ингибированных растворов находится на уровне 140-150 градусов.

Эффективность реагента Лигнопол снижается при содержании ионов поливалентных металлов в фильтрате промывочной жидкости на уровне превышающем 0,12%. При большем содержании поливалентных ионов, перед применением реагента Лигнопол, необходимо произвести дополнительную обработку бурового раствора кальцинированной содой. При первичных обработках промывочных жидкостей реагентом Лигнопол, возможно их временное загустевание. Данный эффект усиливается при высоком содержании твердой фазы, вследствие загрязнения промывочной жидкости шламом выбуренных пород.

Применение реагента Лигнопол может повлечь за собой необходимость использования пеногасителей.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) является отходом при получении целлюлозы сульфатным способом. Эффективно снижает вязкость и СНС соленасыщенных буровых растворов, стабилизированных крахмальным реагентом.

Недостаток - пенообразующая способность.

Внешне это темно-бурая, густая жидкость, однако в зависимости от степени выпаривания, сульфит-спиртовая барда может быть как жидкой, так и твердой. При содержании в ССБ 50% сухих веществ, она имеет плотность 1280 кг/м³.

Воздействие сульфит-спиртовой барды обусловлено присутствием в ней лигносульфоновых кислот. Обычно ССБ имеет кислую реакцию с рН порядка 5-6. Несмотря на то способность лигносульфоновых кислот растворяться в воде без добавления щелочи, ввиду кислой реакции ССБ, при ее изготовлении в нее необходимо добавлять щелочь. Обычно это от 3 до 5% каустической соды. При необходимости смягчения воды, а именно уменьшения концентрации катионов кальция, каустическую соду можно заменить кальцинированной.

Воздействие сульфит-спиртовой барды на промывочную жидкость значительно отличается от УЩР и ТЩР. При обработке промывочной жидкости, основанной на пресной воде, для значительного снижения уровня фильтрации необходимо добавление большого количества реагента ССБ. Также, эффективность ССБ увеличивается с увеличением уровня минерализации.

Недостатками ССБ являются снижение показателей условной вязкости и статического напряжения сдвига, а также вспенивание бурового раствора.

ГЛАВА 4. КРИСТАЛЛИЗАЦИЯ СОЛЕЙ ПРИ БУРЕНИИ В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАК ВИДОСЛОЖНЕНИЯ И МЕРЫ БОРЬБЫ С НЕЙ

При бурении соленосных отложений часто имеют место такие осложнения, как **сужение ствола скважины**, в результате чего происходит **прихват колонны бурильных труб и бурильного инструмента**. Сужение ствола скважины происходит вследствие кристаллизации мелкодисперсной соли хлорида натрия из перенасыщенных буровых растворов на стенке скважины, представленной галитом, что приводит к уменьшению номинального диаметра ствола скважины.

Известен способ ликвидации прихватов породоразрушающего инструмента при бурении солевых отложений путем установки водяных ванн, при котором закачка порций пресной воды в зону прихвата позволяет освободить инструмент. Недостатком известного способа является ухудшение свойств бурового раствора за счет попадания пресной воды. В результате повышается фильтрация бурового раствора, снижается его плотность, что неизбежно приводит к увеличению материальных затрат, вызванных дополнительными направленными обработками реагентами и утяжелителем для восстановления проектных значений технологических параметров бурового раствора. Помимо этого, закачка порций пресной воды в зону прихвата может привести к серьезным осложнениям: растворению и размыву солей и образованию каверн, возникновению обвалов и осыпей.

Наиболее близким к заявляемому по назначению и совокупности существенных признаков и принятым за прототип является способ предотвращения прихватов верхней части колонны бурильных труб при бурении глубокозалегающих соленосных пород, заключающийся в подавлении процесса кристаллизации хлорида натрия на поверхностях бурильных и обсадных труб путем обработки соленасыщенного бурового раствора ингибитором кристаллизации хлорида натрия, в качестве которого используют **анионоактивные ПАВ и минеральное масло**, при этом ингибитор добавляют в буровой раствор в количестве 1,0-1,5 об.% к объему бурового раствора. Существенным недостатком данного способа является необходимость предварительной подготовки ингибитора кристаллизации в перемешивающем устройстве путем добавления в минеральное масло анионоактивных ПАВ и смешивания композиции до однородной массы.

Задачей заявляемого технического решения является расширение арсенала средств по предотвращению прихватов бурильного

инструмента при бурении соленосных пород за счет подавления кристаллизации хлорида натрия на стенках скважины при одновременном улучшении характеристик бурового раствора.

Поставленная задача в заявляемом способе предотвращения прихватов бурильного инструмента в скважине, заключающемся в подавлении процесса кристаллизации хлорида натрия на стенках скважины путем обработки соленасыщенного бурового раствора ингибитором кристаллизации хлорида натрия, решается тем, что используемый в качестве ингибитора кристаллизации хлорида натрия глицерин добавляют в количестве 5-30 мас.% к объему соленасыщенного бурового раствора в зависимости от температуры в скважине.

Отличием заявляемого технического решения является то, что используемый в качестве ингибитора кристаллизации хлорида натрия глицерин добавляют в количестве 5-30 мас.% к объему соленасыщенного бурового раствора в зависимости от температуры в скважине.

Глицерин - химическое соединение с формулой $\text{HOCH}_2\text{CH}(\text{OH})\text{CH}_2\text{OH}$ или $\text{C}_3\text{H}_5(\text{OH})_3$, является представителем трехатомных спиртов и представляет собой вязкую прозрачную жидкость, неограниченно растворимую в воде.

Из уровня техники также известно применение глицерина в качестве одного из компонентов ингибитора водорастворимых солевых отложений в газовых скважинах, предназначенного для замедления солеотложений в обсаженных эксплуатационных скважинах, который подают в затрубное пространство. Технический результат, достигаемый от использования данного ингибитора, состоит в уменьшении скорости процесса солеотложения за счет введения сульфоуреида и замедления процесса адгезии.

Процесс адгезии, происходящий в скважине, обусловлен молекулярным взаимодействием стенок скважины с молекулами соли из раствора с сохранением границы между контактирующими телами, в результате которого происходит «налипание» соли на стенки скважины.

Известный ингибитор обволакивает кристаллики хлорида натрия и органические высокомолекулярные компоненты пластового флюида и уменьшает скорость дальнейшего развития отложений на внутренней стенке насосно-компрессорных труб и за счет этого обеспечивается замедление процесса молекулярного взаимодействия твердых фаз и образования «солевых пробок».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе написания курсовой работы были рассмотрены следующие аспекты:

- 1) Особенности соленосных отложений
- 2) Особенности бурения соленосных отложений
- 3) Осложнения при бурении солей
- 4) Методы воздействия на породу при бурении
- 5) Типы буровых растворов
- 6) Буровые растворы, применяемые в соленосных отложениях
- 7) Добавки к буровым растворам для разбуривания солей
- 8) Реагенты-стабилизаторы, применяемые в приготовлении бурового раствора
- 9) Кристаллизация солей, как вид осложнения, и пути предотвращения

Особенность солей заключается в вероятности потери устойчивости ствола скважины в межсолевых глинистых породах, ухудшение показателей бурового раствора под воздействием температурной и полисолевой агрессии. При разбуривании существует вероятность осложнений, например, кристаллизация солей, прихваты.

Таким образом, в данной курсовой работе мы рассмотрели основополагающие аспекты в виде химического и физического состава солей. И, как следствие посмотрели обоснованный выбор буровых растворов. Рассмотрели, каким образом влияют ингибиторы на свойства промывочных жидкостей.

Суть подбора буровых растворов заключается в сопоставлении таких параметров, как тяжесть БР в столбе жидкости (гидростатическое давление), объем БР, способность уносить за собой шлам, не вымывать стенки скважины, не нарушать баланс давлений. И в случае соленосных отложений необходимо добавлять в раствор соленасыщенные добавки и ингибиторы разжижающие или стабилизирующие.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Способ предотвращения прихватов бурильного инструмента в скважине [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/252/2520101.html>– Дата доступа: 11.10.2022
2. Химические реагенты для обработки буровых растворов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://uralzsm.ru/Spravochnik/Ximicheskie-reagenty-dlya-obrabotki-burovux-rastvorov>– Дата доступа: 08.10.2022
3. Сенкевич Э.С. Технология промывки при бурении и восстановлении продуктивности скважин на месторождениях Беларуси// Научное издание. Гомель, ГГТУ им. П.О. Сухого, 2016.- 134с
4. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин// Научное издание. Москва, 2019.- 687с
5. Особенности бурения соленосных отложений и полезных ископаемых [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/9716329/page:73/>– Дата доступа: 11.10.2022