

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Строительство  
глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»)  
Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Исследование реологических свойств растворов ксантановой смолы и крахмала для оценки межмолекулярного взаимодействия данных реагентов в биополимерных буровых растворах</b>

УДК 622.24.063.2:532.135

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Зайцев Александр Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	–		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Стрельникова Анна Борисовна	к.ф.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 33 рисунка, 28 таблиц, 30 источников, 2 приложения.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** БУРОВОЙ РАСТВОР, КРАХМАЛ, КСАНТАНОВАЯ СМОЛА, РЕОЛОГИЯ, ВЯЗКОСТЬ ПРИ НИЗКИХ СКОРОСТЯХ СДВИГА.

Объектом исследования являются: системы биополимерных буровых растворов.

Цель работы – изучение реологических параметров биополимерных буровых растворов на основе ксантановой смолы и крахмала, определение фильтрационных и ингибирующих свойств, для повышения эффективности применения биополимерных буровых растворов при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Для достижения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

1. провести анализ литературы по теме исследования;
2. провести измерения ВНСС модельных биополимерных растворов с различными промышленно выпускаемыми крахмальными реагентами и выявить реагенты, обладающие наибольшим синергетическим взаимодействием;
3. исследовать реологические свойства синтезированных карбоксиметилкрахмалов при различной температуре в пресной и минерализованной среде;
4. провести измерения ВНСС модельных биополимерных растворов с синтезированными крахмальными реагентами;
5. исследовать ингибирующие свойства модифицированных крахмальных реагентов.

В процессе исследования проводились измерения вязкости буровых растворов на вискозиметре Брукфильда, фильтрационные и ингибирующие свойства определялись с помощью фильтр-пресса с модулем давления и прибор для определения набухаемости глинистых сланцев компании OFITE соответственно, для удобства изложения данных в виде графического материала использовался пакет программ Origin.

Исследованы реологические свойства биополимерных растворов, на основе промышленно выпускаемых крахмальных реагентов. Получены новые модифицированные крахмальные реагенты, исследована вязкость при низкой скорости сдвига систем биополимерных растворов на основе синтезированных крахмальных реагентов. Исследованы реологические свойства биополимерных растворов, на основе промышленно выпускаемых крахмальных реагентов.

Область применения: биополимерные буровые растворы используются для при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин для качественной очистки забоя и минимизации возможных осложнений.

Экономическая эффективность или значимость работы: оптимальные системы буровых растворов позволят минимизировать затраты на ликвидацию возможных осложнений и аварий, вызванных некачественной очисткой ствола скважины.

В будущем планируется исследовать вязкость при низкой скорости сдвига при пластовых условиях, синтезировать новые крахмальные реагенты, приближенные по свойствам к гидроксипропилкрахмалу и разработать системы буровых растворов на их основе.

## Оглавление

Введение.....	6
1 Литературный обзор.....	7
1.1 Системы буровых растворов для бурения скважин с горизонтальным участком ствола.....	7
1.1.1 Функции буровых растворов.....	7
1.1.2 Классификация буровых растворов.....	11
1.1.3 Параметры бурового раствора. Основные причины изменения и регулирование параметров.....	14
1.1.4 Требования предъявляемые к буровым растворам для бурения скважин с горизонтальным участком ствола.....	16
1.2 Совершенствование полимерных буровых растворов.....	29
1.2.1 Строение и классификация полимеров.....	31
1.2.2 Применение полимеров в буровых растворах.....	33
1.2.3 Виды биополимеров применяемых в бурении скважин.....	41
1.2.3.1 Ксантановая смола.....	42
1.2.3.2 Крахмал.....	46
1.3 Реологические свойства растворов при низких скоростях сдвига и ВНСС.....	55
2 Методы исследований.....	58
3 Результаты исследований.....	64
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	75
4.1 SWOT-анализ.....	75
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	80
4.3 Расчет материальных затрат на исследование.....	84
5 Социальная ответственность.....	92
5.1 Производственная безопасность.....	92
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	93
5.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований.....	93
5.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.....	101
5.2 Экологическая безопасность.....	102
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103

5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований.....	104
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	104
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	106
5.4.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.....	106
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.....	107
Заключение.....	108

## Введение

За последние годы доля крупных месторождений нефти и газа среди вновь открываемых существенно снизилась. Стали хуже коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. Высокая выработанность запасов углеводородов обуславливает обводненность продукции и снижение дебитов скважин. Из-за несовершенства техники и технологии разработки месторождения нефтеотдача нефтеносных пластов, как правило, не превышает 30–40%. Более полное извлечение углеводородов из пластов является важной народнохозяйственной задачей.

Изыскиваются новые методы воздействия на продуктивные пласты, обеспечивается большая дренированность коллектора и формирование протяженных стволов скважин по нефтегазовым горизонтам с целью увеличить объем извлекаемых углеводородов и сократить сроки разработки месторождений.

Все это может быть обеспечено сооружением направленных, в первую очередь горизонтальных и разветвленных горизонтальных скважин. Параллельно с этим сооружение горизонтальных скважин требует более сложных технологических операций, выполняемых при бурении. Должна совершенствоваться промывка скважин и, в частности, рецептура буровых растворов. Необходимо разрабатывать такие рецептуры буровых растворов, которые бы отличались хорошими реологическими свойствами, позволяющими производить качественный вынос шлама из скважин, а также являлись выгодными с экономической точки зрения.

## **1 Литературный обзор**

Значительную роль при строительстве скважин играет технология буровых растворов. От выбора состава и свойств промывочного агента, правильности управления его качеством, технологической грамотности персонала зависит успешность буровых работ, которая заключается как в предупреждении геологических осложнений и аварийных ситуаций, так и в повышении показателей работы, получении достоверной геологической информации и сохранении продуктивных характеристик коллектора [1].

### **1.1 Системы буровых растворов для бурения скважин с горизонтальным участком ствола**

#### **1.1.1 Функции буровых растворов**

Буровой раствор при должном и качественном выполнении своих обязанностей должен выполнять нижеприведенные важные функции, которые наглядно описаны в работах [2, 3].

*Охлаждение и смазка бурильных труб и долот.*

Во время бурения между вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины, между долотом и разрешаемой породой появляются значительные силы трения. Благодаря присутствию в скважине бурового раствора значительно уменьшается коэффициент трения, а образующаяся теплота рассеивается циркулирующей жидкостью. Также на стенках скважины образуется корка, снижающая трение труб при вращении колонны и СПО.

*Очистка забоя скважины.*

Одна из главнейших функций бурового раствора, помогающая добиться максимальной скорости бурения за счет удаления выбуренной породы с забоя. Чтобы избежать усталостный (повторный) режим

разрушения забоя используют гидромониторные насадки на долотах. Наилучшие условия разрушения создаются при минимальной разнице порового и гидростатического давлений в разбуриваемых пластах. При обработке бурового раствора ПАВ, которые понижают поверхностное натяжение, повышается механическая скорость бурения.

*Вынос выбуренной породы из скважины.*

Еще одной главнейшей функцией является удаление частиц обвалившейся и выбуренной породы из скважины на дневную поверхность. Скорость и степень очистки скважин от шлама зависят от скорости восходящего потока, которая определяется мощностью работы насосов. На эффективность выноса шлама влияет динамическое напряжение сдвига, вязкость и удельный вес промывочной жидкости.

Скорость восходящего потока должна быть больше скорости осаждения частиц породы для их удаления из скважины. В свою очередь скорость, с которой осаждаются частицы породы в неподвижном растворе, напрямую зависит от их форм и размеров, вязкости бурового раствора и его тиксотропных свойств.

При остановке циркуляции в тиксотропных растворах образуется довольно прочная структура, которая препятствует осаждению частиц. Статическое напряжение сдвига промывочных жидкостей меняется в широком диапазоне, и в большинстве случаев возможно легко получить такую структуру, при которой среднестатистическая частица остается во взвешенном состоянии.

*Образование на стенках скважины малопроницаемой фильтрационной корки.*

Из-за разницы пластового давления и гидростатического столба жидкости из твердой фазы промывочной жидкости образуется фильтрационная корка на стенках скважины.

В верхней части скважины корка способствует консолидации несцементированных песков, тем самым обеспечивая их устойчивость. При с



помощью корки разобьются скважина и проницаемые пласты. С другой стороны при высокой водоотдаче на стенках скважины образуется толстая корка, при которой увеличивается вероятность дифференциального прихвата, из-за прилипания к ней шлама происходит сужение ствола скважины приводящее к осолжнению (прихваты, затяжки и др.). При большой величине водоотдачи большое количество фильтрата поступает в продуктивный пласт, что приводит к значительному снижению проницаемости пласта при дальнейшей эксплуатации. Поэтому величина водоотдачи должна быть минимально возможной, что обеспечивается жестким регламентом этого показателя в проектах и программах.

#### *Предупреждение газо-, нефте-и водопроявлений.*

В проницаемых пластах давление газа или жидкости в основном зависит от глубины этих пластов и некоторых других факторов. Давление бывает нормальным, низким или аномально высоким (значительно выше гидростатического). Поэтому плотность бурового раствора подбирают так, чтобы давление столба жидкости было больше пластового, тем самым препятствуя перетоку газа или жидкости из пласта в скважины.

#### *Предупреждение обвалов.*

Осыпи и обвалы неустойчивых глин – это основные виды осложнений, возникающие во время бурения скважин. Многие скважины не добуриваются до проектного значения в связи с этим фактором. В связи с этим трудно переоценить роль промывочных жидкостей в таких условиях, все зависит от свойств и состава. В настоящее время получены и эффективно применяются некоторые системы буровых растворов, которые позволяют полностью или частично предотвратить обвалы и осыпи глин.

#### *Качество вскрытия продуктивных пластов.*

При загрязнении продуктивных пластов значительно снижается их проницаемость. Иногда случается полная закупорка пластов, и вызвать приток получается только с помощью определенных методов

интенсификации. Уже точно определено, что все компоненты промывочной жидкости (жидкие и твердые) взаимодействуют с продуктивным пластом.

#### *Сокращение затрат на крепление.*

При применении качественной промывочной жидкости, обладающей необходимым составом и свойствами, проводится одновременное и успешное вскрытие пород, отличающихся наличием возможных осложнений. Это могут быть газо- и водопроявляющие горизонты, подсолевые, солевые и надсолевые отложения и неустойчивые глины. При применении заданного раствора нет нужды в спуске каких-либо технических колонн для разобщения несовместимых по бурению горизонтов. В некоторых геологических условиях пластов при применении хорошего бурового раствора порой обходятся без промежуточных колонн: эксплуатационная колонна идет сразу после кондуктора. При экономии обсадных труб требуются дополнительные затраты для поддержания свойств и состава промывочной жидкости на определенном уровне.

#### *Получение информации.*

При должном аналитическом контроле на скважине циркулирующая промывочная жидкость несет немаловажные данные о геологическом разрезе пласта. Выносимые раствором газ, флюиды (вода, нефть) и шлам являются источниками информации. Изучение изменившегося состава раствора и шлама помогает побольше узнать о минералогической природе разбуриваемых пород, состав и тип газа или жидкости поступившей в раствор.

Анализ и расшифровка данных, полученных в ходе исследования бурового раствора способствует принятию необходимых решений и сокращает затраты времени на проведение недешевых геофизических работ.

#### *Коррозионная агрессивность.*

Известно, что коррозия является наиболее значимой причиной порчи бурильных колонн. К несчастью, в отечественной практике во время буровых работ совершенно не уделяется должного внимания коррозии. В мировой

практике установленные в специальных проточках в муфте бурильного замка стальные кольца позволяют следить за коррозией, определяя снижение массы колец через заданное время после воздействия бурового раствора.

Часто определение вида коррозии оказывается более значимым, чем контроль за потерей веса стальных колец. Так, например, точечная коррозия не может привести к значительной потере веса колец, но нередко является причиной аварий. Слом бурильных труб может произойти вследствие водородного охрупчивания.

В связи с этим необходимо учитывать корродирующие вещества, их состав и вводить в буровой раствор ингибиторы планируемых типов коррозии при составлении программы по буровому раствору.

#### *Техника безопасности и экология.*

В некоторых составляющих бурового раствора и в, поступающих из пластов, газе, жидкостях и шламе присутствуют вещества, которые могут быть опасны для окружающей среды и персонала.

В настоящее время при разработке рецептуры бурового раствора уделяется значительное внимание экологической стороне. Так, появилась тенденция к созданию чистых, биологически разлагаемых полимерных систем.

При вскрытии пласта, содержащего токсические газы, используются специальные реагенты, полностью связывающие эти газы на все время движения раствора от забоя до устья.

### **1.1.2 Классификация буровых растворов**

Различные источники [4, 5] производят классификацию бурового раствора по-разному, отталкиваясь от тех или иных свойств раствора. Например различие в агрегатном состоянии промывочного агента, отличие в дисперсионной фазе. Должного внимания заслуживает классификация, представленная в работе [1], согласно которой буровой раствор состоит из:

- дисперсионной среды;
- дисперсной фазы (равномерно распределенной в дисперсионной среде);
- химических реагентов.

Назначение дисперсионной среды – равномерное распределение частиц дисперсной фазы по всему объему промывочной жидкости и растворение химических реагентов.

Назначение дисперсной фазы – регулирование структурных (плотностных) параметров ПЖ, реологических, тиксотропных и фильтрационных свойств.

Назначение химических реагентов – регулирование параметров ПЖ.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и область возможного применения определяют исходя из геологических условий: забойной температуры, пластовых и горных давлений, физико-химических свойств пород и флюидов, содержащихся в этих породах.

Буровые растворы подразделяют на 3 большие группы:

- газообразные;
- на водной основе;
- на углеводородной основе.

На рисунках 1–4 приведена классификация ПЖ с учетом природы и состава дисперсионной среды и дисперсной фазы.

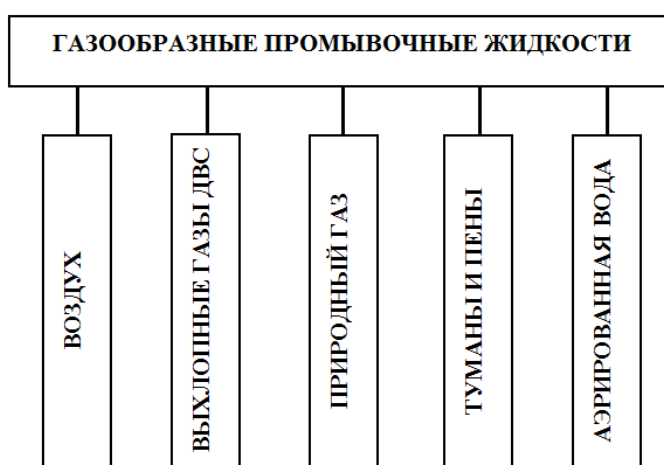


Рисунок 1 – Классификация газообразных ПЖ.

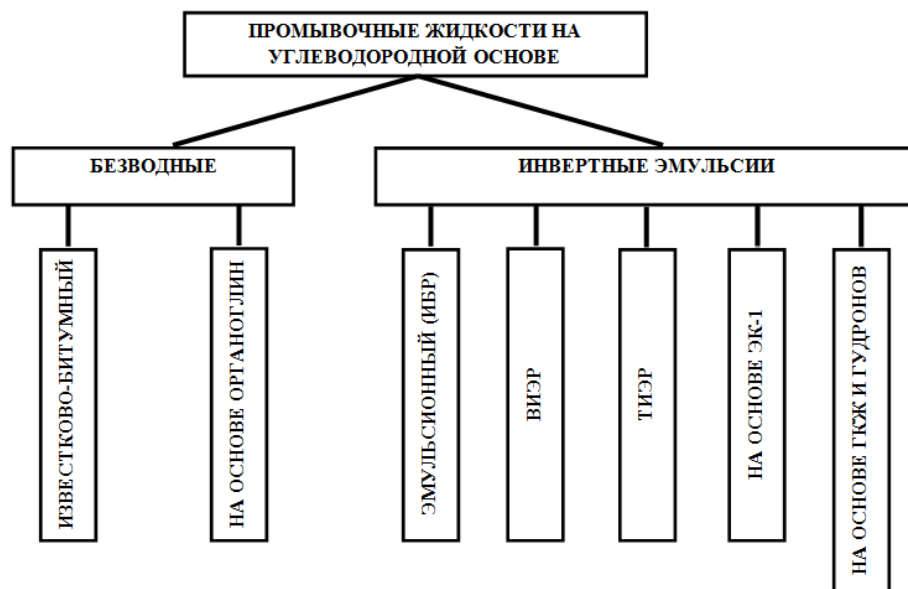


Рисунок 2 – Классификация ПЖ на углеводородной основе.

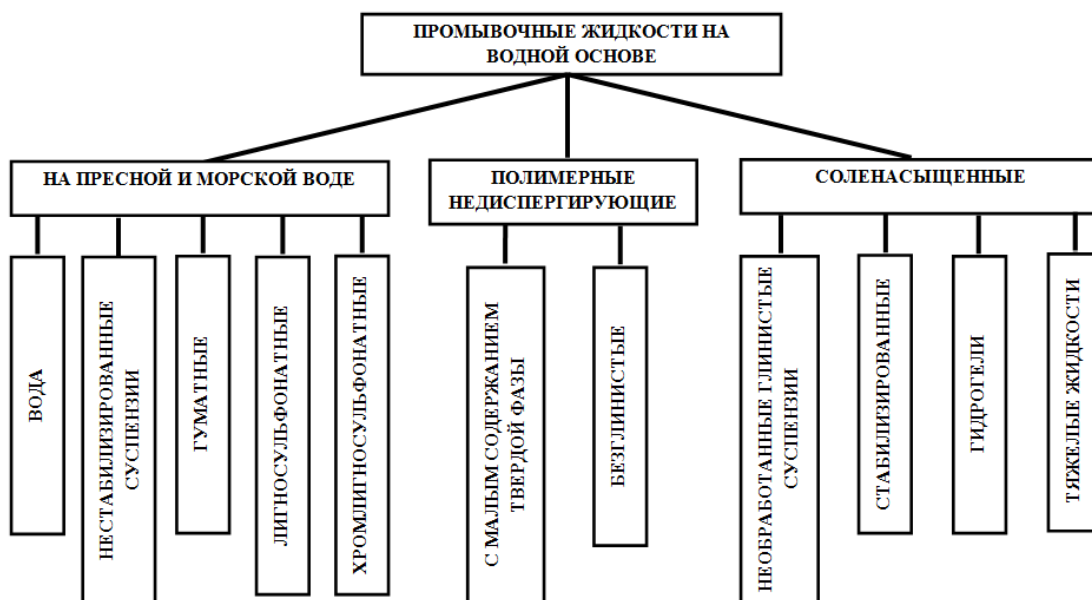


Рисунок 3 – Классификация ПЖ на водной основе.

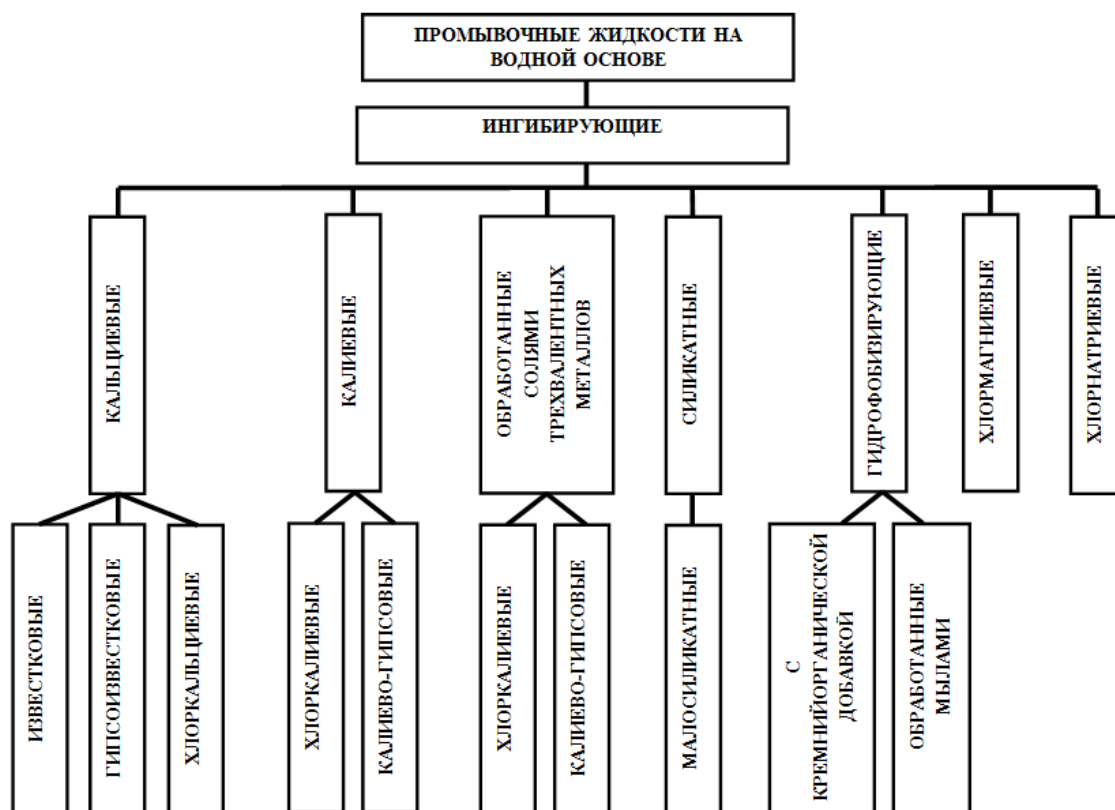


Рисунок 4 – классификация ПЖ на водной основе.

### 1.1.3 Параметры бурового раствора. Основные причины изменения и регулирование параметров

Для обеспечения качественного строительства скважин и выполнения функций БР должен обладать универсальными свойствами и характеризоваться следующими параметрами (приложение А), приведенными автором работы [1].

Согласно работам [1,5] к основным причинам изменения параметров БР в процессе бурения относятся:

1) *Увеличение концентрации твердой фазы за счет частиц разбуренных пород.*

От 50 до 90 процентов массы частиц разрушенных пород удаляются с помощью очистной системы. Остальные же, наиболее мелкодисперсные, остаются в ПЖ. Часть ДС расходуется на их смачивание: чем большая площадь поверхности частиц твердой фазы, тем больший расход ДС

расходуется на смачивание. Поэтому с увеличением количества твердой фазы и роста ее удельной поверхности в результате диспергирования частиц возрастают реологические свойства ПЖ, изменяются водоотдача и толщина корки. Эти изменения особенно интенсивно происходят при разрушении пород высококоллоидальных глин с использованием ПЖ на водной основе.

*2) Физико-химическое и механическое диспергирование этих частиц.*

В процессе циркуляции БР происходит разрушение частиц выбуренной породы механическим и физико-химическим путем. В результате этого увеличивается концентрация твердой фазы. На ее смачивание расходуется часть дисперсионной среды, и как следствие происходит изменение параметров БР.

*3) Поступление пластовых вод и газов.*

Если пресная вода попадает в ПЖ на водной основе, то значения реологических свойств уменьшаются (снижается стабильность, увеличивается водоотдача). Более сложное воздействие на свойства ПЖ на водной основе наблюдается при попадании в нее минерализованных пластовых вод. Повышение водосодержания должно разжижать ПЖ, но между ионами минерализованной воды и глинистыми частицами происходят химические реакции. Поэтому, если увеличение водосодержания ПЖ незначительное, а возрастание минерализации умеренное, то может произойти гидрофильная коагуляция, при которой снижается толщина водных оболочек на частицах глин, также возрастают СНС, толщина фильтрационной корки, водоотдача и условная вязкость. Если минерализация сильно возрастет, то может случиться полная нейтрализация зарядов глинистых частиц с дальнейшей их флокуляцией в крупные агрегаты. В то же время суспензия расслаивается на жидкую и твердую фазы, теряет тиксотропные свойства и увеличивает свою водоотдачу.

*4) Растворение пород.*

При бурении соляных отложений или интервалов вечной мерзлоты происходит растворение солей или льда в БР. Одновременно с этим

изменяются значения реологических свойств, ухудшается стабильность, возрастает водоотдача.

*5) Увеличение температуры с глубиной.*

С увеличением температуры уменьшается пластическая вязкость ПЖ и возрастают водоотдача и статическое и динамическое напряжения сдвига глинистых суспензий. Глинистые суспензии, обработанные кальцием, могут затвердевать при температуре свыше 130°C с дальнейшим образованием гидроалюмосиликатов кальция при химических реакциях кальция с кремнеземом и глиной. При повышении температуры более некоторого предела может происходить разложение химических реагентов, которыми обработаны ПЖ.

*6) Увеличение давления с глубиной.*

Если жидкость не газирована, то повышение давления на свойствах жидкости на водной основе сказывается незначительно. Если же жидкость приготовлена на углеводородной основе, то ее динамическое напряжение сдвига (ДНС), вязкость и плотность при увеличении давления возрастают с повышением температуры.

*7) Бактериальное воздействие.*

Чаще всего для буровых работ применяют химически обработанные ПЖ на водной основе, что ведет к ухудшению их свойств. Причиной ухудшения их свойств также может быть разложение химических реагентов под воздействием бактерий при возрастании температуры более некоторого предела.

#### **1.1.4 Требования предъявляемые к буровым растворам для бурения скважин с горизонтальным участком ствола**

При бурении горизонтальных скважин необходимо уделять особое внимание выбору буровых растворов. На качество бурения влияют различные свойства бурового раствора, которые нужно учитывать для



достижения определенных целей. Поэтому качество бурового раствора является одним из важнейших, если не главным залогом успешного бурения горизонтальных скважин.

Анализ отечественного и зарубежного опыта бурения горизонтальных скважин, а также скважин с большим углом отклонения [6] говорит о том, что не существует универсальных буровых растворов, дающих хорошие результаты для всего цикла бурения. Поэтому важнейшей задачей при выборе рецептуры бурового раствора является выбор такого состава, который бы позволял не только пробурить большую часть ствола скважины, но и мог бы легко модифицироваться при необходимости изменения режимов бурения (угла наклона ствола скважины, геологофизических параметров и др.). В данном случае под рецептурой понимаются как состав бурового раствора, так и параметры, определяющие его свойства. К ним относятся: плотность, кинематическая и агрегативная устойчивость, вязкость, смазывающая и ингибирующая способность и другие параметры, зависящие не только от количественного и качественного состава бурового раствора, но и от условий бурения скважин (скорости проходки, температуры и т. д.). В этой связи перед выбором или разработкой новых буровых растворов следует тщательным образом изучить разрез месторождения и особенности бурения искривленных и горизонтальных скважин. Что касается первого условия, то при наличии вертикальных скважин, пробуренных на данном месторождении, решение задачи во многом упрощается. Несколько сложнее с особенностями бурения горизонтальных участков ствола и прогнозированием успеха. Без знания результатов исследований и накопленного опыта бурения горизонтальных скважин в различных геологических условиях здесь не обойтись. Поэтому имеется необходимость указать на некоторые специфические факторы, влияющие на буровые растворы, связанные с горизонтальным бурением, а также на требования, предъявляемые к ним.

Прежде всего необходимо перечислить некоторые особенности проводки горизонтальных участков ствола, в наибольшей степени определяющие требования к буровым растворам, описанные в работе [7]. Вот некоторые из них: значительно худшая очистка ствола скважины в горизонтальной ее части из-за изменения гидродинамики потока в сравнении с вертикальной частью ствола. Это приводит к зашламлению ствола и прихватам бурильного инструмента. Возникновение избыточного крутящего момента по причине увеличившегося трения, лежащего в горизонтальной плоскости бурильного инструмента. Увеличение кольматации пристволенной зоны продуктивного пласта в течение всего периода проходки горизонтальной части ствола. Плохое качество цементирования из-за эксцентричного расположения колонны. Нарушение устойчивости стенок скважины. Более вероятна потеря циркуляции и др. Конечно, многое из перечисленного в зависимости от сложности геологического разреза встречается и при бурении вертикальных скважин, но при равенстве условий вероятность проявления их в горизонтальных скважинах встречается значительно чаще, а тяжесть последствий выше. Вот почему подбору буровых растворов для бурения сильно искривленных и горизонтальных стволов скважин должно уделяться самое пристальное внимание. При решении этой задачи должен соблюдаться принцип от простого к сложному. При наличии на месторождении вертикального фонда скважин вначале необходимо решить все вопросы, связанные с их бурением, в том числе и по отработке рецептур буровых растворов, и лишь затем решать вопросы, связанные с особенностями искривленного и горизонтального бурения.

Ниже в краткой форме приведем некоторые рекомендации, касающиеся буровых растворов, опубликованные сотрудниками американской компании M-I SWACO [3], знание которых, безусловно, упростит решение задач для условий горизонтального ствола скважины. Вполне понятно, что такие растворы должны обладать повышенной универсальностью, т. е. обладать большим диапазоном применения, а также

поддаваться модификации в процессе бурения скважин без полной замены раствора.

Наиболее близко удовлетворяют этим требованиям инвертные эмульсии, буровые растворы на нефтяной основе. Они обладают высокой ингибирующей и смазывающей способностью, что является немаловажным по перечисленным выше причинам. К сожалению, их применение ограничено из-за несоответствия высоким экологическим требованиям в большинстве нефтедобывающих районов. В то же время следует отметить, что немало скважин с искривленным и горизонтальным стволами пробурены и на глинистых буровых растворах на водной основе с добавлением полимеров и химических реагентов.

Одним из основных требований, предъявляемых к буровым растворам, для успешной проводки искривленных и ГС является возможность регулирования *плотности раствора*. Плотность раствора должна постоянно поддерживаться в узком диапазоне, чтобы обеспечить устойчивость стенок скважины при бурении. Она должна быть достаточно высокой для того, чтобы сдерживать пластовое давление и сохранять устойчивость стенок скважины, и в то же время достаточно низкой для того, чтобы не произошло гидроразрыва пород. Для традиционных скважин расчет плотности раствора обычно проводится при условии превышения гидростатического давления, создаваемого столбом раствора, над поровым давлением пластовых флюидов. В системе с положительным дифференциальным давлением происходит фильтрация раствора в пласт. Мелкодисперсные частицы из раствора проникают в пласт и повреждают призабойную зону. Проникновение частиц бурового раствора в большей степени выражено при бурении горизонтальных скважин, поскольку бурение по пласту занимает больший промежуток времени, то есть период воздействия дольше, чем для вертикального бурения. Этот эффект максимален в области пятки скважины, так как влияние давления раствора в этой зоне имеет наиболее продолжительное действие. Для снижения влияния

этого фактора давление в стволе следует поддерживать настолько низким, насколько это возможно. В крайнем случае скважина может буриться в режиме депрессии, когда во время бурения происходит приток пластовых флюидов в ствол. Такая методика широко применялась на месторождениях Austin Chalk [8], а также в настоящее время стала весьма популярной в Канаде – пластовые флюиды улавливаются на устье с использованием вращающегося превентора, применяются также сепараторы для удаления газа и нефти из системы циркуляции бурового раствора. Отделенные нефть и газ обычно сжигаются на факеле. Слагающая пласт порода должна быть достаточно прочной, чтобы выдерживать сжимающую силу, действующую со стороны пласта на стенки ствола скважины с пониженным давлением, и предотвращать обрушение ствола. Исследования, проведенные американскими учеными [9,10], показали, что с увеличением глубины и угла наклона скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиенты гидроразрыва пласта, как правило, уменьшаются. Эта закономерность справедлива для любых типов коллекторов, что подтверждается промысловыми испытаниями. Сам же диапазон возможного изменения плотностей бурового раствора (от минимального до максимального), не приводящего к нежелательным последствиям, безусловно, зависит не только от типа коллектора, но и его устойчивости к разрушению. Последнее в большой степени влияет на граничные значения минимальных плотностей бурового раствора. Построение зависимостей максимальных и минимальных плотностей бурового раствора является достаточно непростым делом и требует предварительного изучения прочностных характеристик коллекторов, профиля и конструктивных особенностей скважин. Однако, учитывая исключительную важность этих параметров и динамики их изменения в зависимости от кривизны и продолжительности ГС. изучением их необходимо заниматься обязательно.

Для защиты от разбухания и обрушения глинистых пластов при контакте с пресной водой можно использовать буровые растворы на

нефтяной основе. Эти растворы обычно состоят из инвертной эмульсии воды в дизеле №2 и других присадок. Например, растворы такого типа применялись в проекте [11] Unocal в Голландии на месторождении Helder в Северном море. Однако буровые растворы на нефтяной основе сложнее утилизировать с учетом требований по охране окружающей среды, их стоимость также выше, чем у растворов на водной основе. В буровые растворы на водной основе также могут добавляться ингибиторы NaCl и CaCl<sub>2</sub> для снижения влияния разбухающих глин. Эти присадки снижают химическую активность воды и ее способность проникать в склонные к разбуханию глины. Буровые растворы на водной основе с ингибиторами не настолько эффективны, как буровые растворы на нефтяной основе, для защиты от разбухания глин, однако они дешевле и наносят меньший вред окружающей среде. (Нормы, касающиеся защиты окружающей среды, затрудняют применение растворов на солевой основе при работах на суше. Для морских операций растворы на солевой основе допустимы, однако существуют ограничения по использованию буровых растворов на нефтяной основе.). В качестве компромиссного варианта для бурения горизонтальных скважин часто применяют растворы на водной основе или на основе соленой воды, содержащие растворимые в воде полимеры. Их ингибирующая и смазывающая способности могут быть выше, при этом они не создают проблем при утилизации раствора, их стоимость также ниже. Полимерные растворы позволяют увеличивать скорость проходки, если поддерживается низкое содержание взвешенных твердых частиц.

Не менее важным в технологическом процессе строительства горизонтальных скважин является качество промывки ствола от выбуренного шлама. Известно, что на этот показатель в наибольшей степени оказывают влияние три параметра, а именно: вязкость бурового раствора, его плотность и скорость потока. Особое значение соблюдение этих параметров имеет при строительстве наклонных скважин. Из-за оседания шлама на нижней стенке горизонтальной скважины происходит обход шлама сверху раствором, что

представляет собой большую проблему. Высокие скорости течения раствора и турбулентность улучшают вынос шлама, но склонность к эрозии ствола и физическая производительность бурового насоса накладывают свои ограничения. Низкая вязкость раствора способствует турбулизации течения. С другой стороны, для уменьшения тенденции к осаждению твердых частиц при остановке циркуляции необходима высокая вязкость. Одна из причин такого контраста заключается в существовании трех отличающихся друг от друга по степени очистки интервалов в стволе в зависимости от угла его наклона, а именно соответственно от 0 до 30°, от 30° до 65° и от 65° до 90°, которые описаны в работе [6]. В первой и третьей группах интервала осложнения носят менее серьезный характер. Способность шлама к накоплению в стволе и его сползанию при угле наклона в 30–65 градусов значительно увеличивает осложнения (рисунок 5).

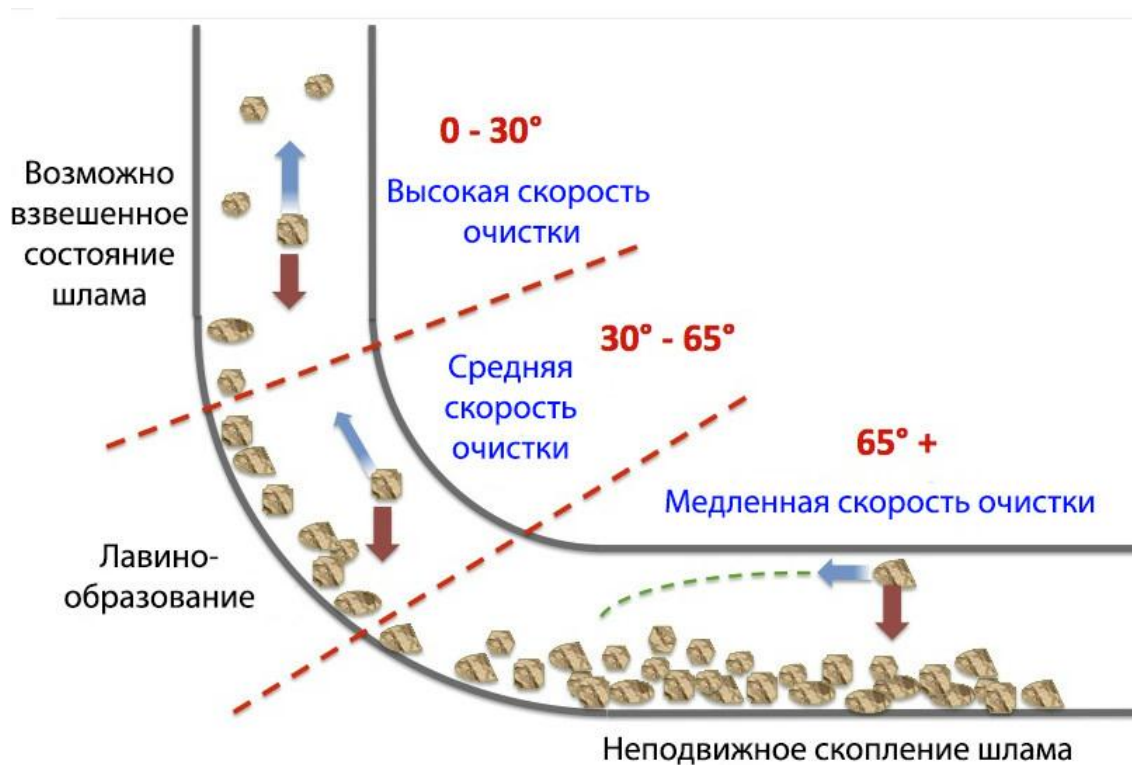


Рисунок 5 – Наиболее благоприятные углы наклона скважины накопления шлама.

Склонность же к увеличению скорости осаждения шламовых частиц при прочих равных условиях наблюдается в более широком интервале углов наклона ствола. В наклонном стволе по сравнению с вертикальным

наблюдается многократное увеличение скорости осаждения шлама. Открытие этого явления приписывается физику А. Е. Бойкотту, который в 1920 году установил, что кровяные тельца в наклонных пробирках осаждаются быстрее, чем в вертикальных. Не вдаваясь подробности, следует знать, что он действительно существует и применительно к рассматриваемому вопросу может сыграть отрицательную роль вплоть до прихвата бурового инструмента при проходке искривленных участков стволов скважин. Более подробное теоретическое обоснование этого эффекта описано в [12]. При бурении скважин с промывкой растворами на углеводородной основе, при всех его достоинствах, также не происходит полной очистки ствола, так как скопления шлама при больших углах наклона ствола обладают меньшей устойчивостью, чем в скважинах, промываемых растворами на водной основе.

Требования, которые предъявляются к вязкости БР могут быть удовлетворены хотя бы частично, если использование в качестве раствора неньютоновскую высоковязкую жидкость с большим отношением предела текучести к пластической вязкости. Для этих целей обычно используются полимерные растворы. Компания Техасо успешно пробурила скважину в Мексиканском заливе в 1990 году [13], используя специализированные буровые растворы на водной основе, когда требуемое отношение было увеличено благодаря многослойной присадке гидроксида металла (известной как ММН Mixed Metal Hydroxide) вместе с бентонитом. В составе ММН твердая фаза, взвешенная вместе с бентонитом в воде и придающая воде структуру в стабильном состоянии, вследствие наличия на его поверхности электрического заряда. «Карандаш, взвешенный вертикально в буровом растворе на нефтяной основе из бентонита/ММН, если его сдвинуть вбок и затем отпустить, возвращается в первоначальное положение подобно пружине при условии, что амплитуда смещения не превышает предела упругости бурового раствора на нефтяной основе» [7]. В таких растворах обломки породы находятся во взвешенном состоянии, если они стабильны,

то при этом имеют низкую пластическую вязкость. Применяемый компанией Техасо буровой раствор [13] был утяжелен карбонатом кальция для обеспечения требуемой плотности 1,05 г/л. Преимущество использования карбоната кальция вместо барита для утяжеления раствора состоит в том, что его впоследствии можно отделить от глинистой корки, покрывающей ствол скважины, используя для промывки ингибированную соляную кислоту. Одним из наиболее важных вопросов при выборе типа бурового раствора и, в частности его химического состава, является минимизация повреждения призабойной зоны. Механическое перемешивание, создаваемое вращением бурильной колонны, способствует удалению шлама с нижней стенки горизонтального ствола и является важным фактором, влияющим на очистку скважины.

В итоге, вышесказанное наводит на необходимость разработки аналогичных инновационных добавок, повышающих значение вязкости при малой скорости сдвига и прочности геля, не оказывающих при этом нежелательного воздействия на общую вязкость бурового раствора.

Кроме названных параметров бурового раствора для бурения искривленных и горизонтальных скважин, большое значение имеют *смазывающая способность* и *водоотдача*. Первый – для снижения крутящего момента по причине увеличенного осевого трения бурильных колонн; второй – для снижения кольматации пород, повышения устойчивости стенок скважины и предупреждения прихватов. Опасность проявления всех этих осложнений в значительной степени возрастает при бурении ГС. Буровые растворы на нефтяной основе улучшают смазку бурильной колонны и снижают трение в стволе, то есть обеспечивают меньший крутящий момент и нагрузку. Однако производители современных буровых растворов на водной основе заявляют, что смазывающие свойства таких растворов аналогичны свойствам бурового раствора на нефтяной основе. На практике в зависимости от условий используются различные составы буровых растворов для бурения горизонтальных скважин. При



бурении первых горизонтальных скважин на месторождениях Cold Lake и Norman Wells компанией Esso Resources Canada применялись растворы на нефтяной основе. Главной причиной такого выбора было стремление снизить трение в стволе. Однако на других скважинах Esso Resources использовала буровые растворы на водной основе. Водоотдача в таких случаях должна поддерживаться на значительно более низком уровне, чем при бурении вертикальных скважин. Регулироваться водоотдача должна в зависимости от температуры, давления и других параметров пласта.

Низкая вязкость раствора, высокая скорость циркуляции и турбулентный режим обеспечивают оптимальную очистку для горизонтальных участков ствола скважины. Однако и это не является догмой. Турбулентный режим для вымыва шлама может применяться в тех случаях, когда нет вероятности значительного размыва стенок скважины, особенно в неустойчивых интервалах и на внешнем радиусе искривления ствола скважины. В результате локального изменения конфигурации и объема ствола по этой причине поток раствора приобретает ламинарный характер движения, что отражается на его несущей (кинематической) устойчивости и, как следствие этого, затрудняется вынос шлама из затрубного пространства, что может привести к прихвату инструмента. Конечно, все сказанное о буровых растворах надо воспринимать как существенные ориентиры. Значение опыта бурения скважин в конкретных геологических условиях трудно переоценить при определении технологического регламента бурения искривленных и горизонтальных скважин, да и при отработке оптимальных рецептур буровых растворов. Для объективности суждений о шламообразовании в искривленных участках ствола горизонтальных скважин приведём информацию, опубликованную в статье [19]. Здесь, авторы дают классификацию участков ствола скважины в зависимости от поведения шлама в затрубном пространстве. Наиболее трудно очищаемой зоной кольцевого пространства является участок ствола с зенитным углом  $30^{\circ}$ – $65^{\circ}$ .

Практически все исследователи отмечают замедление потока бурового раствора на указанном участке. Из уравнения баланса, действующего на сферическую частицу, расположенную в плоскости с углом отклонения от вертикали в медленном сдвиговом потоке вязкой жидкости, А. Г. Потаповым и С. В. Васильевым были получены наиболее вероятные значения интервала зенитного угла, равные  $36^\circ$  и  $54^\circ$ , при которых возможно дюнообразование.

При угле наклона ствола менее  $10^\circ$  частицы начинают оседать по направлению к забою под действием силы тяжести. В интервале  $10^\circ$ – $30^\circ$  начинают формироваться напластования шлама. Шлам становится вязче и плотнее при повышении зенитного угла, сохраняя тенденцию к скольжению вниз к забою. Эта тенденция уменьшается до тех пор, пока наклон ствола не достигает  $60^\circ$ , после чего силы трения становятся причиной остановки шлама. Максимальный угол скольжения для растворов на углеводородной основе и синтетических растворов, как правило, выше, чем для растворов на водной основе из-за высокой смазывающей способности. Отмечено также, что при увеличении интенсивности турбулизации потока промывочной жидкости вынос шлама увеличивается. На участках скважины с углом наклона от  $35$  до  $60^\circ$  режим течения мало влияет на вынос шлама. Однако диапазоны наклона стволов скважин могут меняться в результате воздействия и других факторов, таких как размерная характеристика шлама, форма частиц шлама и др. Немалое влияние оказывают реологические и тиксотропные свойства промывочной жидкости.

На эффективность очистки горизонтального ствола скважины влияют регулируемые и нерегулируемые факторы. К первым относятся: расход промывочной жидкости, механическая скорость проходки, реологические свойства промывочной жидкости, зенитный угол и диаметр скважины. Эти факторы необходимо учитывать на стадии проектирования и при решении оптимизации задач при бурении скважин.

Ко второй группе факторов относятся: плотность и размер частиц шлама, эксцентричное положение бурильной колонны в стволе скважины. При угле наклона более  $20^\circ$  бурильная колонна может лежать на нижней образующей, что значительно влияет на профиль скоростей потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве и поведение частиц шлама. При увеличении частоты вращения бурильной колонны (при роторном бурении) наблюдается улучшение выноса шлама из наклонного ствола скважины. И наоборот, если бурильная колонна не вращается, что имеет место при бурении забойным двигателем с отклонителем (наиболее широко распространенный способ в практике строительства горизонтальных скважин), вынос шлама ухудшается. В этих случаях, чтобы компенсировать неподвижность бурильной колонны, может потребоваться повышенный расход промывочной жидкости.

При бурении скважин вообще и особенно при бурении горизонтальных скважин большое внимание уделяется реологическим свойствам промывочной жидкости: таким параметрам, как вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига, несущая способность жидкости, время релаксации раствора и др. Большинство исследователей пришли к единодушному мнению, что увеличение времени релаксации улучшает удерживающую и несущую способность промывочной жидкости при строительстве горизонтальных и сильно искривленных скважин. Достичь этого можно за счет ввода ХС-биополимера. В качестве реагентов-биополимеров применяют сочетание простых сахаридов и специальных бактерий.

Во время бурения горизонтальных скважин нередко возникает необходимость по техническим и технологическим причинам останавливать работу скважин. В этот период времени происходит достаточно быстрый процесс снижения гидропроводности прифильтовой части пласта, в том числе и по причинам загрязнения. Например, в некоторых регионах при бурении горизонтальных скважин с успехом применяются обычные

бентонитовые смеси. Например, они использовались в Саскачеване и Индонезии. Бентонитовые смеси хороши тем, что не требуют больших затрат, просты в применении и практически не создают проблем при их утилизации в смысле загрязнения окружающей среды. Однако они имеют и существенный недостаток – эти простые системы не обеспечивают защиты пласта от повреждения. В некоторых случаях, в частности, когда имеет место поглощение бурового раствора, можно использовать морскую или пресную воду без добавления присадок. Когда для бурения используется пресная вода, вытяжки из полимерного раствора для удаления шлама могут использоваться перед спуско-подъемными операциями. Также можно использовать насыщенный соляной раствор, содержащий калиброванные зерна соли во взвешенном состоянии и полимер. Преимущество такой системы состоит в том, что после окончания бурения кристаллы соли, отложившиеся на стенке скважины, могут быть удалены с помощью промывки недонасыщенным соляным раствором.

Но, еще раз повторим, что при бурении горизонтальных добывающих скважин с учетом внешних условий важно подобрать раствор для того, чтобы минимизировать повреждение призабойной зоны.

Из двух существующих промывок, прямой и обратной, наиболее эффективно в горизонтальных скважинах осуществлять обратную промывку. Она позволяет:

- повысить скорость движения восходящего потока в 3–5 раз за счёт уменьшения площади сечения колонны бурильных труб по сравнению с площадью кольцевого пространства;
- осуществить при необходимости дополнительную очистку ствола скважины способом гидроимпульса, понижая уровень промывочной жидкости в бурильной колонне до безопасной глубины с помощью компрессора;

– снизить силы сопротивления движению шлама, так как коэффициент трения скольжения частиц шлама о металл меньше коэффициента трения скольжения о необсаженные стенки скважины.

Если бурение с помощью обратной промывки все же составляет определённую сложность по каким-либо причинам, то необходимо хотя бы предусмотреть возможность обратной промывки для ликвидации осложнений, связанных с некачественной очисткой ствола, на стадии проектирования скважины.

## **1.2 Совершенствование полимерных буровых растворов**

Первый опыт применения бурового раствора, содержащего полимеры, был зафиксирован в США в 30-х годах 20 века. Раствор состоял из кальцинированной воды, бентонита и полимера (сополимер малеиновой кислоты и винилацетата), которой обладал загущающими и флокулирующими свойствами [14]. В России полимерсодержащие буровые растворы обрели более широкую популярность в 1970-х гг., благодаря работам И.Ю. Хариева, А.У. Шарипова, М.К. Турапова, У.А. Скальской, А.И. Пенькова, В.П. Овчинникова, К.Л. Минхайрова, М.Р. Мавлютова, Р.Р. Лукманова, Я.М. Курбанова, Г.В. Конесова, Э.Г. Кистера, Г.Д. Дедусенко, Р.С. Ахмадеева, О.К. Ангелопуло, Б.А.Андрессона, М.И. Липкеса и многих других [15].

Состав полимерных буровых растворов в течении времени эволюционировал в сторону максимально возможной сохранности коллекторских свойств продуктивного пласта при первичном вскрытии постепенно отходя от обеспечения постоянства функциональных свойств бурового раствора в процессе разбуривания. Изначально, применение буровых растворов, содержащих полимеры, было обусловлено желанием увеличить скорость проходки, а также механическую скорость. С течением времени, с осложнением геологических условий при бурении (увеличение

давлений, температур, глубины и наличие несовместимых зон), буровые растворы становятся экологическими чистыми, ингибированными, устойчивыми к воздействию условий в пластах, а также приобретают характеристики, обеспечивающие устойчивость ствола скважины и сохранение коллекторских свойств пласта. На рисунке 6 схематично показана диаграмма, иллюстрирующая эволюцию буровых растворов, предложенная автором [15].

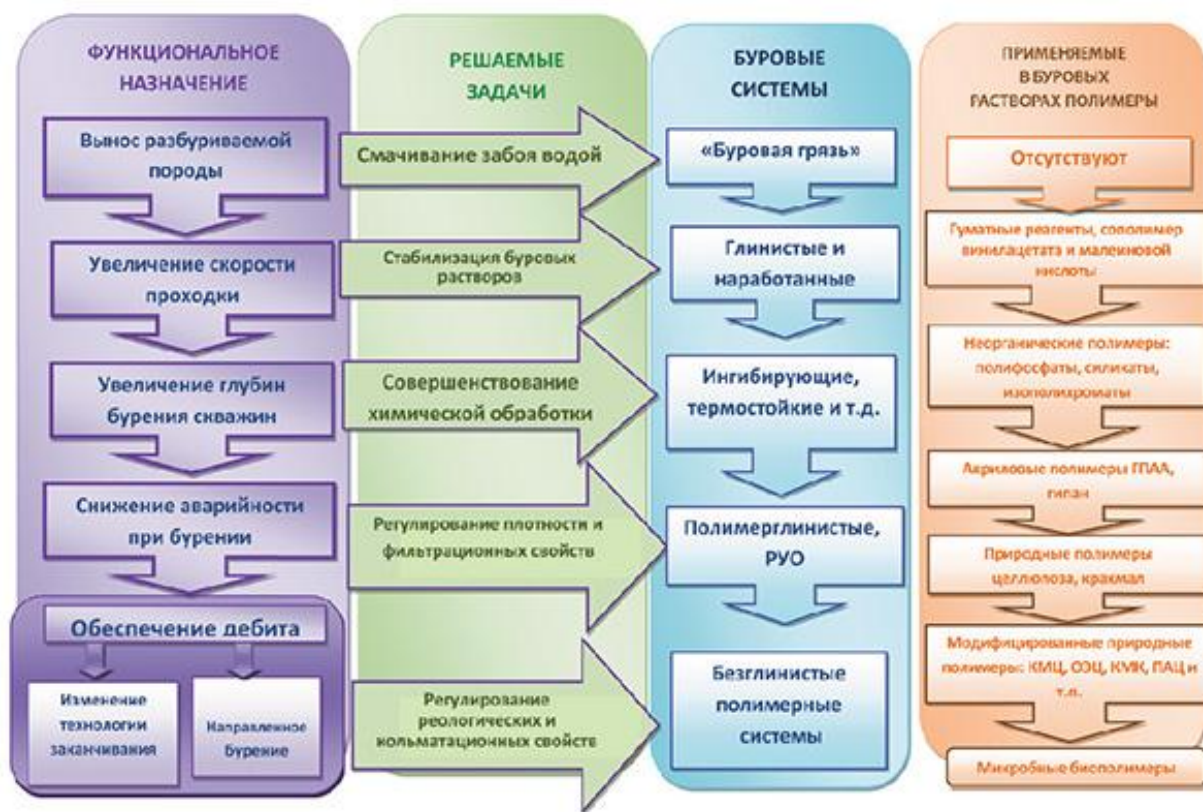


Рисунок 6 – Эволюция полимерных буровых промывочных жидкостей.

Внимания к сохранности продуктивного пласта в то время практически не уделялось, а главным приоритетом были пройденные метры, если отсутствовали обвалы, осыпи, потеря бурового раствора и другие осложнения. Бурильщики медленно, но верно «убивали» пласты, а разработчики впоследствии не могли получить желаемого дебита из скважины. Исходя из этого напрашивался следующий эволюционный скачок в рецептуре для получения новых буровых растворов, а именно направленный на сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Так, пристальное внимание заслужили безглинистые буровые растворы, к

которым добавлялись природные органические полимеры – природные модифицированные полимеры и биополимеры.

### 1.2.1 Структура и классификация полимеров

Согласно [3], полимер – это крупная молекула, состоящая из меньших, идентичных друг другу повторяющихся частей. Эти малые части носят название мономеров. При соединении мономеров друг с другом происходит полимеризация и образуется более крупная молекула – полимер. Молекулярный вес полимеров может достигать до нескольких миллионов. Полимеры, которые состоят из нескольких повторяющихся мономеров называют олигомерами.

По типу строения различают сшитые, разветвлённые и линейные полимеры. Примеры таких полимеров приведены на рисунках 7–9.



Рисунок 7 – Линейные полимеры.

Примерами линейных полимеров могут служить карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), частично гидролизованный полиакриламид (ЧГПАА), гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) и др.



Рисунок 8 – Разветвлённые полимеры.

Яркие примеры разветвлённых полимеров – это крахмал и ксантановая смола.

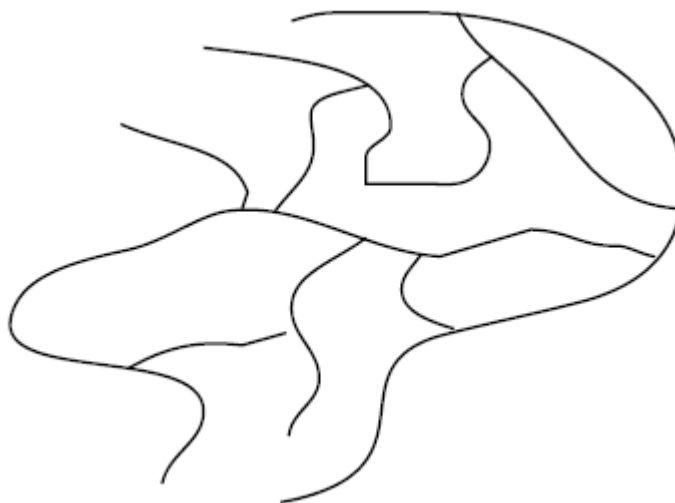


Рисунок 9 – Сшитые полимеры.

Разные авторы классифицируют полимеры буровых растворов по-своему: по химическому строению (анионные и не ионные полимеры), по функции, по происхождению. Остановимся на классификации предложенной в работе [15], которая показана на рисунке 10.

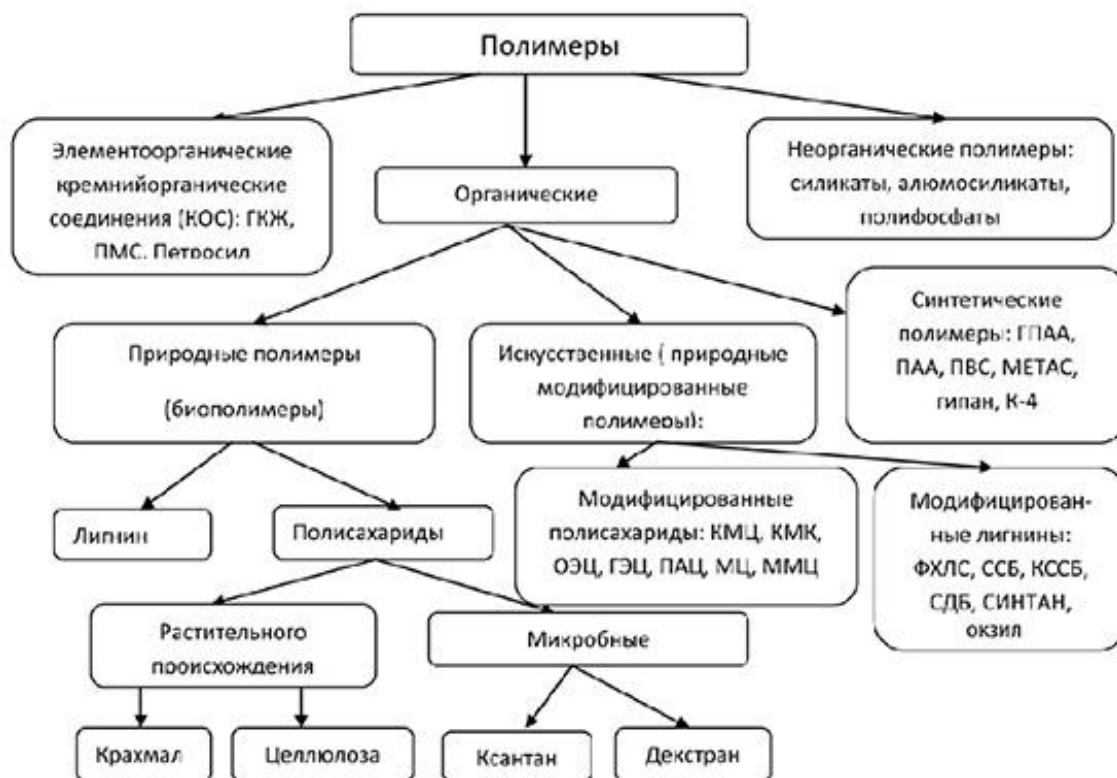


Рисунок 10 – Классификация полимеров, используемых в буровых растворах.



Природные полимеры (биополимеры) образуются без участия человека, то есть естественным путем. Их получают из животных, растений, продуктов биологического разложения. Биополимеры имеют более сложную структуру, больший вес по сравнению с синтетическими, но в то же время они менее устойчивы к температурному воздействию и легче подвергаются бактерицидной деструкции.

Необходимо отметить, что многое количество исследователей занимающихся буровыми растворами не проводят четкой границы между модифицированными полимерами, биополимерами и полисахаридами при анализе и сравнении полимеров различных типов и классов. Время от времени можно увидеть, что КМЦ приписывают к биополимерам, или, например, полагают, что биополимеры – это только полисахариды, полученные в результате деятельности микробов в углеводной среде. Следует сказать, что такое мнение ошибочно.

### **1.2.2 Применение полимеров в буровых растворах**

С момента активной эксплуатации полимеров в бурении, они нашли широкое применение в качестве добавок к промывочным жидкостям. Рассмотрим некоторые функции, предложенные в работе [16], которые могут выполнять полимеры:

- регуляторы водоотдачи;
- загустители;
- стабилизаторы неустойчивых пород;
- флокулянты общего и селективного действия;
- сшивающие агенты.

Многие полимеры могут выполнять несколько функций. Наиболее распространено применение полимеров для регулирования водоотдачи и увеличения вязкости.

К факторам, определяющим выбор того или иного полимера, относятся: тип применяемого бурового раствора, его химический состав, pH, термостойкость, устойчивость к ферментации и сдвигу, реологические модификации и сохранность продуктивных свойств пласта.

#### *Регулирование водоотдачи.*

Проницаемость глинистой корки зависит от типа, объема полимера и размера молекул.

Считается, что понижение водоотдачи достигается за счет:

- образования шарообразных пробок из молекул состоящих из длинных цепей, которые затем сворачиваются в клубок;
- образования глинистой пленки;
- закупоривания пор глинистой корки натрий-карбоксиметилцеллюлозой (Na-КМЦ), полианионной целлюлозой и другими полиэлектролитами вследствие их адсорбции на глинистых частицах.

#### *Загустители.*

Существуют два способа загущения буровых растворов полимерами. Наиболее распространен способ, когда полимер загущает буровой раствор самостоятельно или в сочетании с другими веществами, например глинами. Другой способ состоит в загущении раствора за счет взаимодействия полимера с бентонитом.

Водорастворимые полимеры, природные или синтетические, гидратируются за счет проникновения воды в жесткий скелет полимера и образования водородных связей, в итоге полимер разбухает и раскручивается. Такие полимеры, как полианионная целлюлоза и ксантановые смолы, используются для загущения чистой воды. Эти полимеры также соединяются с глинами и другими веществами: утяжелителями, диспергированными частицами разбуренной породы и т. д., загущая буровой раствор. Поэтому конечная вязкость системы бурового раствора определяется суммарным влиянием названных веществ. Они могут постепенно адсорбироваться на гранях глинистых частиц, изменяя вязкость.

При введении больших объемов добавок адсорбция становится более чем достаточной, а полимер оказывает селективное воздействие на вязкость системы. Биополимер – самый эффективный из всех полимеров, применяющихся с целью изменения реологических характеристик раствора в сторону неньютоновских жидкостей.

Анионные полимеры взаимодействуют с глинами при низких концентрациях и применяются в качестве реагентов, увеличивающих выход бурового раствора. Полимер присоединяется к концу поломанной связи глинистой частицы. После того как один конец длинной молекулы адсорбируется глинистой частицей, оставшая часть молекулы остается свободной и может адсорбироваться другими частицами. В результате этого бентонит сшивается, и вязкость возрастает. Такой механизм приводит к загущению раствора, в котором полимер способствует увеличению выхода глинистого раствора без увеличения содержания твердой фазы.

Когда в буровой раствор вводят полимер, увеличивающий его выход, происходит резкое возрастание вязкости, обусловленное увеличением концентрации полимера. В неутяжеленных системах обычно поддерживают значения вязкости, максимально приближенные к пиковому значению, с тем, чтобы максимальные значения вязкости достигались при минимальном количестве бентонита. Если раствор утяжелен баритом, обычно увеличивают содержание полимера, что приводит к незначительному понижению вязкости. Следовательно, такая практика компенсирует увеличение вязкости в результате добавления барита. Обычно чем больше объем твердой фазы одного и того же типа, тем шире диапазон максимальных значений вязкости, зависящий от концентрации полимера. Такие системы обычно называют недиспергированной твердой фазой.

#### *Повышение устойчивости стенок скважины.*

Эффективность полимеров как защитных коллоидов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины, изменяется на площадях, где обвалы стенок скважины и диспергирование глинистых сланцев

вызывают осложнения. Проблема обеспечения устойчивости стенок скважин, сложенных гидрофильными сланцами, не решается применением одних лишь полимеров. Несколько систем буровых растворов включают в себя электролиты и часто хлорид калия с полимерами. Обеспечение устойчивости глинистых сланцев достигается за счет адсорбции полимеров на их отдельных участках. Участки, к которым прикрепляется полимер, являются положительно заряженными концами поломанных связей глинистой частицы.

Несмотря на то что вода все еще адсорбируется, степень неустойчивости стенок скважины и диспергирования глинистых сланцев значительно понижается, особенно по сравнению с системами, не содержащими полимера. Стабилизация сланцев облегчается по мере того, как полимер загущает водную фазу и тем самым затрудняет ее проникновение в трещины глинистых сланцев.

#### *Флокулянты общего действия.*

На площадях, сложенных крепкими породами и слабо уплотненными сланцами, в раствор на выходе его из скважины добавляют полимеры, которые выполняют функцию флокулянтов общего действия. Буровой раствор обычно прокачивают через резервный амбар с целью осаждения твердой фазы, чтобы в скважину он поступал сравнительно чистым.

Флокуляция, или соединение частиц твердой фазы, не всегда предшествует осаждению твердой фазы. Очень часто для того, чтобы соединившиеся частицы стали менее гидрофильными, добавляют соль и рассол.

#### *Флокулянты селективного действия.*

Полимеры, применяющиеся для повышения вязкости бентонита, выступающие в роли реагентов, увеличивающих выход бурового раствора при одновременном осаждении флокулированных частиц твердой фазы, называются флокулянтами селективного действия. Эти полимеры являются добавками двойного действия: обеспечивают хорошую очистку ствола и

регулирование содержания твердой фазы в тех случаях, когда нельзя применять чистую воду в качестве промывочной жидкости. Частицы твердой фазы повышают гидрофильность, например бентонит также флокулируется, однако остаются во взвешенном состоянии, в то время как частицы более крупного размера, которые являются менее гидрофильными, тоже флокулируются, но осаждаются.

*Образование поперечных связей.*

«Сшивание» полимера дает как положительные, так и отрицательные результаты.

Многовалентные катионы могут образовывать поперечные связи. Почти все «сшитые» полимеры образовались в результате противодействующих реакций, так как целенаправленное «сшивание» редко практикуется. Нежелательное образование поперечных связей полимера может привести к частичной или полной потере гидратации, вязкости, регулирования водоотдачи и т. п. Наиболее часто наблюдающиеся последствия «сшивания» полимеров выражаются в осаждении некоторых, но не всех полимеров (крахмал, КМЦ, CMS, XCD, SP-10I и т.д.) в растворе с высоким уровнем pH и повышенной концентрацией кальция. Сочетания низкая концентрация кальция/низкий уровень pH, низкая концентрация кальция/высокий уровень pH и высокая концентрация кальция/низкий уровень pH обычно не вызывают осложнений. Хорошо приготовленный буровой раствор на основе извести и ее избыточным содержанием попадает в категорию низкое содержание кальция/высокий уровень pH, так как высокий уровень pH подавляет известь или кальций в растворе.

В настоящее время различные сервисные нефтяные компании активно работают над всевозможным усовершенствованием рецептов буровых растворов. Такие мировые компании как M-I SWACO, Baroid Fluid Services, Baker Hughes Drilling Fluid независимо друг от друга разрабатывают свои буровые системы, которые бы отличались заметными реологическими свойствами. Ниже рассмотрим яркие примеры таких буровых систем.

«FLO-PRO» (компания «M-I SWACO») – это специальная промывочная жидкость на основе высокоочищенного биополимера с уникальными реологическими и фильтрационными характеристиками. изначально разработанная для вскрытия малопроницаемых и истощенных продуктивных горизонтов наклонно-направленных и горизонтальных скважин. FLO-PRO наилучшим образом удовлетворяет требованиям, предъявляемым к промывочным жидкостям. Она обладает уникальными пессконсущими свойствами (удерживающими и выносящими буровой шлам); достаточно высокими смазывающими характеристиками; необходимыми ингибирующими свойствами для защиты призабойной зоны пласта (ПЗП); полностью биоразлагаема и экологически безопасна.

Система FLO-PRO содержит минимальный набор компонентов (таблица 1), что делает ее более стабильной и легкой в приготовлении и обслуживании.

Таблица 1 – Химические реагенты, входящие в систему FLO-PRO

Наименование	Назначение
FLO-VIS	биополимер, регулятор реологических свойств
FLO-TROL	понижитель фильтрации
KOH	гидроксид калия
KLA-CURE	ингибитор гидратации глин
X-CIDE 102	бактерицид жидкий
CaCO <sub>3</sub>	кольматант

По результатам использования системы FLO-PRO на сотнях скважин по всему миру было отмечено, что применение данной системы позволяет увеличить скорость проходки на 30–45 %, снизить гидравлические потери давления на 20–40 %, снизить коэффициент трения и увеличить производительность скважин в 2–3 раза по сравнению с обычными глинистыми или полимерглинистыми растворами.

Но главной особенностью системы FLO-PRO, отличающей ее от всех типов промывочных жидкостей на водной основе, являются особые реологические свойства, основывающиеся на специфических особенностях совместного действия биополимеров и крахмалосодержащих реагентов, позволяющих поддерживать ВНСС.

Согласно рекламным данным безглинистая полимерная система FLO-PRO идеально удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к промывочным жидкостям при концентрации биополимера, обеспечивающей значение вязкости 35000 - 40000 мПа\*с по вискозиметру Брукфильда при скорости оборотов 0.3 мин<sup>-1</sup> [20].

BARADRIL-N (компания «Varoid») – это безглинистая кислоторастворимая жидкость для бурения коллектора, специально спроектированная для достижения максимального потенциала добычи. Жидкость BARADRIL-N обеспечивает эффективный контроль водоотдачи и надежную устойчивость ствола скважины и породы. Система BARADRIL-N может также использоваться для операций заканчивания и КРС. Системы BARADRIL-N использовались для бурения различных песчанниковых и карбонатных коллекторов в тысячах скважин по всему миру.

Жидкости BARADRIL-N содержат пресную воду или рассол, термически стабильные полимеры для несущей способности и контроля водоотдачи, а также подобранные по размеру частицы карбоната кальция. Система BARADRIL-N имеет отличные смазывающие характеристики для улучшенного проникновения в пласт и неизменно демонстрирует хороший контроль водоотдачи и стабильную реологию.

Для жидкости BARADRIL-N не требуется специальное смесительное оборудование, система легко готовится и обслуживается в промышленных условиях. Фильтрационная корка, создаваемая жидкостью BARADRIL-N, не усложняет и не замедляет процесс очистки коллектора и может быть удалена традиционной кислотной обработкой или с помощью системы N-FLOW™ Varoid [21].

POLYPLUS (компания «M-I SWACO») – безглинистая или малоглинистая система с низким содержанием твердой фазы на основе реагента (POLYPLUS). Основное назначение данной системы – массовое бурение, стабилизация стенок скважин, ингибирование глин. Глины стабилизируются в результате капсуляции поверхности, загущения водной фазы и связывании полимером свободной воды.

POLYPLUS адсорбирует воду из жидкой фазы, снижая объем свободной воды, попадающей в глинистую структуру в виде фильтрата.

Концентрация POLYPLUS в системе для достижения данного эффекта должна находиться в пределах 2,85–6,0 кг/м<sup>3</sup>.

При вышеуказанной концентрации полиакриламида в растворе наблюдается максимальный эффект по капсулированию водочувствительных глин в растворе и выбуренной породы, слагающей разрез ствола скважины.

Система остается стабильной в случае, если концентрация полимера поддерживается на необходимом уровне, а содержание глинистых частиц не превышает 2,0 % [22].

В таблице 2 указан состав раствора.

Таблица 2 – Состав полимерного бурового раствора POLYPLUS

Наименование	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Прегидратированный бентонит	20–35
Каустическая сода	0,75–1,0
POLYPLUS (частично-гидролизированный полиакриламид)	2,0–6,0
POLYPAC (полимер)	1,0–6,0
DuoVis (ксантановая смола)	0–1,0

ПОЛИКАРБ БИО (ООО НПП «БУРИНТЕХ») – безглинистая композиция, в основе которой лежит минимальный набор реагентов, основными из являются: модифицированный крахмал в сочетании с высокоочищенным ксантановым биополимером позволяет осуществить



качественную проводку ствола скважины при сравнительно небольших кольцевых зазорах между стволом скважины и бурильным инструментом и высокими значениями зенитного угла, а также максимально качественное вскрытие продуктивного горизонта с минимальным негативным воздействием на коллекторские свойства пласта.

Уникальные нелинейные реологические свойства системы, регулируемые в широком диапазоне, позволяют значительно сократить гидродинамические потери давления в скважине при его применении на 20-30% по сравнению с обычными полимер-глинистыми растворами [22].

В биополимерных системах для вскрытия пласта наибольшее применение в качестве структурообразователя используется ксантановая смола, а в качестве понизителя фильтрации – крахмальные реагенты.

### **1.2.3 Виды биополимеров применяемых в бурении скважин**

Полисахаридные полимеры принадлежат к классу органических соединений, которые называются углеводами и состоят из углерода, водорода и кислорода ( $C_8H_{12}O_6$ ). Эти атомы соединяются в молекулы через кислород (например, молекула сахарозы на рисунке 8) Модификация таких полимеров с целью обеспечения растворимости в воде осуществляется за счет реакций групп –ОН и/или разрушения кислородных связей между элементами. Полимер этого соединения считается конденсационным полимером, так как в процессе полимеризации удаляется вода.

Ниже рассмотрим биополимеры, которые используются для приготовления буровых растворов в ходе данной работы.

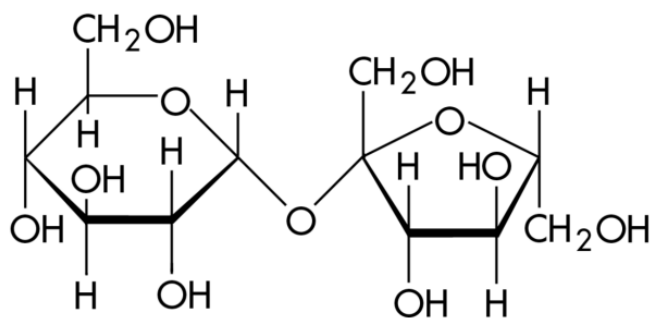


Рисунок 11 – Структура сахарозы.

### 1.2.3.1 Ксантановая смола

Ксантановая смола (ХС полимер) относится к природным полимерам, которая получается в результате взаимодействия микроорганизмов (*Xanthomonas campestris*) с углеводородами. В результате воздействия микроорганизмов получается чрезвычайно сложная структура с очень высоким молекулярным весом. Полимер ХС имеет достаточно большой молекулярный вес для применения в буровых растворах, который приблизительно равен 2 миллионам: однако есть мнение, что молекулярный вес равен 50 миллионам. Продукт имеет структуру (рисунок 12), состоящую из 5 колец, 2 из которых – остов, а остальные три – боковая цепочка. Остов состоит из радикалов глюкозы. От него исходят трехкольцевые радикалы сахара. Свойства загустителя ксантановой смоле придают разнообразные функциональные группы (гидроксил, карбоксил, карбонил и др.) прикрепленные к боковым цепям.

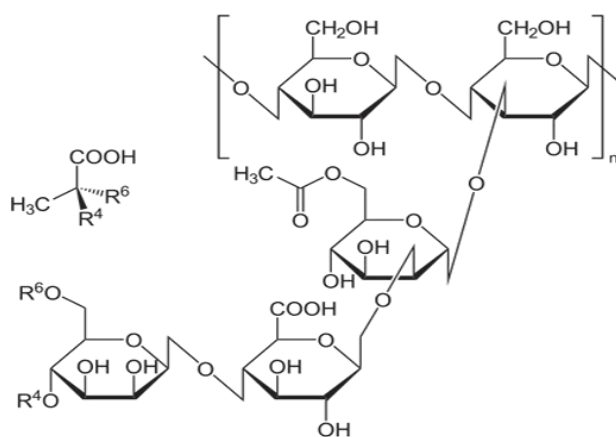


Рисунок 12 – Структура ксантана.

Относительно слабые водородные связи боковых групп, вместе с длинной разветвленной структурой ксантановой смолы, дают полимеру уникальные свойства регулятора вязкости. Когда концентрация полимера достигает значения, в цепочках ксантана возникают водородные связи и образуется сложноплетенная сеть слабо соединенных молекул. В то же время электростатические взаимодействия между молекулами слабые, что приводит к ослабеванию сил притяжения между полимерами при искусственном сдвиге раствора. Вязкость жидкости снижается при разрыве водородных связей. Они восстанавливаются как только перестает действовать сдвиговое усилие, в результате вязкость раствора возвращается на прежнее значение.

Ксантановую смолу применяют для приготовления гелевых структур и псевдопластических жидкостей. Вязкость таких жидкостей уменьшается при увеличении сдвига. При остановке действия сдвига первоначальная вязкость приходит в начальное значение. Структура и анионные свойства этого полимера позволяют использовать его в качестве загустителя в широком диапазоне концентраций и типов рассолов. Основное его назначение – загуститель и реагент для поддержания во взвешенном состоянии частиц у утяжелителя. Полимеры ХС при высоких скоростях сдвига (при прокачке через бурильные трубы) имеют очень низкую эффективную вязкость. Их вязкость приближается к вязкости воды при скоростях сдвига буровых растворов у долота, содержащих в основном

только полимер ХС. С малыми скоростями сдвига (кольцевое пространство) вязкость возрастает, потому что восстанавливаются водородные связи. В спокойствии растворы на основе ХС-полимера обладают тиксотропией. В сложных системах, содержащих различное количество различной твёрдой фазы вязкостные характеристики не имеют большого значения. Полимеры ХС имеют чрезвычайно высокую эффективную вязкость при низких скоростях сдвига. Высокая вязкость делает полимеры ХС незаменимыми при бурении скважин с большим углом искривления.

Ксантановая смола обладает уникальными свойствами для вскрытия продуктивных пластов обходясь без глинопорошков, для заканчивания скважин и капитального ремонта. Она загущает соляные растворы (NaBr, CaCl<sub>2</sub>, KCl, NaCl, а также растворы на морской воде). Обладает высоким СНС, поэтому с легкостью переносит растворимые в кислоте соединения (CaCO<sub>3</sub> например).

Концентрация ксантановой смолы зависит от свойств воды затворения. Для тяжелых растворов на основе пресной воды достаточно 0,5 фунта/баррель ксантана, но для соляных растворов (на основе NaCl или KCl) нужна концентрация 2–3 фунта/баррель.

В насыщенных растворах солей ХС-полимер гидратируется с трудом, его молекулы находятся свернутыми в некоторой степени. В пресной воде ксантановая смола увеличивается в объеме – ее ветви соприкасаются друг с другом, при этом образуются водородные связи и проявляются тиксотропные свойства.

Чрезвычайно высокая стоимость ксантановой смолы по сравнению с другими загустителями ограничивает его применение. Кроме того, полимер ХС не оказывает значительного влияния на понижение водоотдачи. По этим и другим причинам ХС-полимер часто применяют вместе с бентонитом, КМЦ, крахмалом и т.п. Эти добавки могут предварительно смешиваться в сухом виде или же вводиться по отдельности в циркуляционную систему с

целью понижения стоимости или придания определенных качеств полимеру ХС.

Полимер ХС выпадает в осадок только при высоком рН (свыше 11,5) и в присутствии двухвалентных катионов, разлагается под действием энзимов или окислителей, растворяется в кислотах при очистке скважины. Следует избегать применения этого полимера с несхватившимся цементом.

Полимеры ксантановой смолы начинают медленно разлагаться при температуре 107°C. Разложение полимера при возрастающих температурах на забое требует непрерывной его замены и оно определяется напряжением сдвига, продолжительностью циркуляции и температурой на забое [2, 3, 16].

Ниже рассмотрим некоторые марки ксантановой смолы, выпускаемой в качестве добавок к буровым растворам.

*StabVisco F* – высокоочищенный биополимер в виде порошка светло-кремового цвета, применяемы для всех видов буровых растворов на минерализованной или пресной водной основе для придания тиксотропных свойств и в качестве регулятора реологических характеристик буровых растворов. Обладает вязкостью на вискозиметре Брукфильда в 0,28% растворе реагента в морской воде при температуре 25°C не менее 1950 сПз [23].

*FLO-VIS* – высококачественный разветвленный биополимер (ксантановая смола) высокой степени очистки, являющийся основным компонентом системы для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин FLOPRO. Уникальные свойства полимера способствуют хорошему и полноценному выносу шлама, обеспечивают прекрасные тиксотропные характеристики, снижают гидравлические потери и коэффициент трения, создают дополнительные сопротивления для проникновения фильтрата в призабойную зону пласта, что в совокупности положительно сказывается на скорости бурения, качестве вскрытия продуктивности пласта, снижает затраты времени на строительство скважин и себестоимость добычи углеводородов.

Рекомендуемая концентрация реагента в растворе – от 3 до 8 кг/м<sup>3</sup>. При использовании FLO-VIS в специальных жидкостях (пакерные, жидкости для фрезерования и т.п.) может потребоваться увеличение концентрации полимера до 9–12 кг/м<sup>3</sup> [16].

*Kelzan XCD* – линейный полисахарид с высоким молекулярным весом, ксантановая смола, хорошо растворяется в воде. Представляет собой мелкодисперсный порошок желтоватого цвета. Предназначен для регулирования вязкости в водных буровых растворах. Эффективен как в пресной, так и в морской воде, без каких-либо других добавок. Обычная концентрация в растворах на пресной воде составляет 1,5–3,0 кг/м<sup>3</sup>, а в растворах на соленой воде – 3,0–6,0 кг/м<sup>3</sup> [1].

### 1.2.3.2 Крахмал

Свыше пятидесяти лет крахмал используется как сырье для улучшения полимерных добавок в нефтяной отрасли. Уникальное строение крахмала и химическая активность открывает возможность для изготовления в нефтяной отрасли различных химических реагентов основанных на биополимерах. Сегодня, обширное количество модифицированных крахмалов изготовлены и изучены для применения на нефтяных месторождениях, и некоторые из них доступны в коммерческих целях. Они в основном включают в себя желатизированный крахмал, водорастворимые эфиры крахмала, водорастворимый крахмал с присоединенными сополимерами, сшитый и смешанный крахмалы [24].

Крахмал – это полисахарид, содержащийся в большей части растений. Не смотря на сходство с целлюлозой, основные элементы крахмала всё же имеют некоторое различие. Кислородные связи между элементами крахмала в основном типа альфа, а у целлюлозы – типа бета. Такое незначительное

различие является причиной бактериальной деструкции крахмала и устойчивости к ферментации целлюлозы и производных смол.

Злаковые крахмалы из кукурузы и пшеницы имеют самый низкий молекулярный вес, в то время как крахмалы из картофеля и тапиоки – самый высокий. Крахмал можно разделить на две фракции – амилозу и амилопектин.

Как видно из приведенной ниже структурной формулы на рисунке 10, амилоза представляет собой цепочку кольцевых углеводов вытянутой структуры со средним молекулярным весом от 10000 до 20000 при осмотическом давлении. Она служит для крахмала остовом. После обработки йодом цвет амилозы становится голубым.

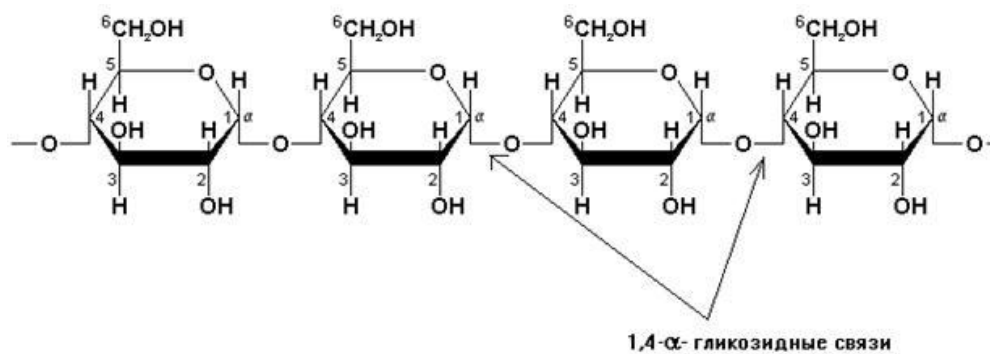


Рисунок 13 – Амилоза.

Амилопектин, структурная формула которого приведена на рисунке 11, представляет собой сильно разветвленный полимер с молекулярным весом по разным источникам от 50000 до 6000000, также при осмотическом давлении. После обработки йодом его цвет становится красно-фиолетовым. Свойства крахмала определяется пропорцией между амилопектином и амилозой.

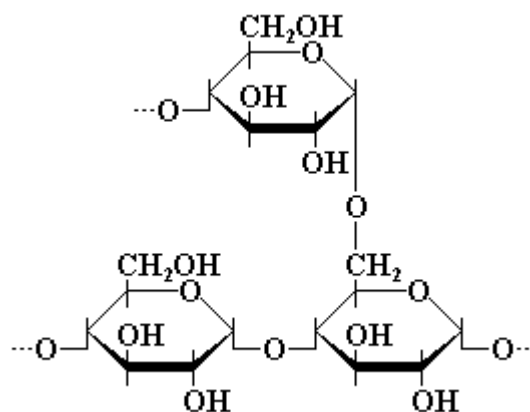


Рисунок 14 – Амилопектин.

Применяемые в бурении мокрые размолотые крахмалы, злаковые, картофельные или иные, пептизировались или подвергались предварительной желатинизации в результате термической обработки при температуре 60–82°C в присутствии кислотного или щелочного катализатора, разрывающего защитную оболочку клетки крахмала, состоящую из амилопектина, для высвобождения амилозы и тем самым давая возможность полимеру диспергироваться. Крахмал – это незамещённый, неионный полимер, имеющий линейную основную цепь и растворяющийся при высокой концентрации электролита.

Крахмал имеет низкую термостойкость, а его структура облегчает бактериальную деструкцию. Основное его назначение – регулятор водоотдачи в буровых соленасыщенных растворах. В этих же растворах он применяется и в качестве загустителя. Крахмал не может регулировать водоотдачу при температуре на забое, превышающей 120°C и быстро портится при температуре больше 102°C.

Еще один минус крахмалов в том, что они подвержены брожению. Крахмал – природное вещество, разлагающийся под действием бактерий, поэтому для применения крахмала в буровых растворах его нужно обработать бактерицидом. Некоторые выпускаемые крахмалы уже имеют в своем составе бактерициды. В некоторых условиях биоразложение крахмала протекает более интенсивно. Наиболее сильное биоразложение наблюдается в том случае, когда при приготовлении раствора использовалась вода,



содержащая большое количество микроорганизмов. Наихудший источник воды — это застойные пруды; однако загрязненной вода может быть также из любых ручьев и рек. Размножение бактерий ускоряется при высокой температуре, нейтральном уровне pH и в условиях пресной воды. Активность бактерий в соляных растворах с высоким pH не так велика, однако время от времени все же имеет место [2, 3].

В буровой отрасли крайне положительно зарекомендовали себя различные модификации крахмала. Некоторые из них рассмотрим ниже.

*Карбоксиметил-крахмал* (КМК) – важный модифицированный крахмал с уникальными свойствами в силу присутствия отрицательно заряженной функциональной группы ( $-\text{CH}_2\text{COO}^-$ ). На рисунке 15 показана структурная формула карбоксиметил-крахмала.

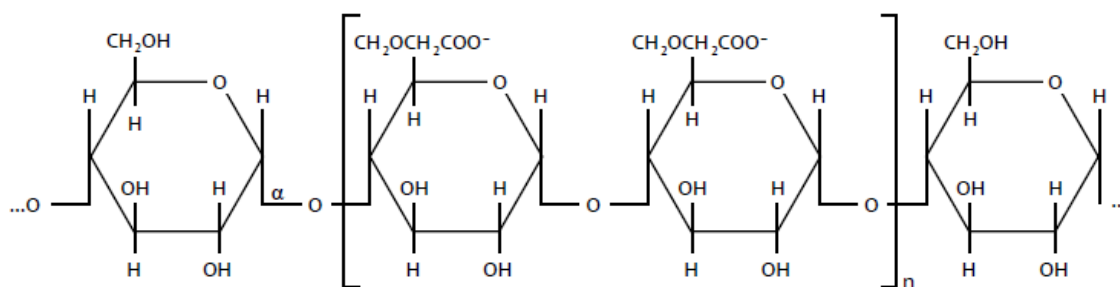
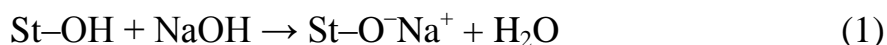
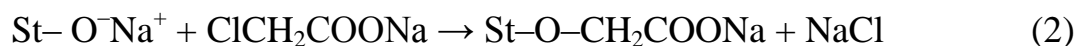


Рисунок 15 – Структурная формула карбоксиметил-крахмала.

С того момента как КМК был упомянут в отчете Чоудхари в 1924 году, его исследование подняло значительный интерес. КМК может быть синтезирован различными путями, например из крахмала кукурузы, маниоки, пшеницы и картофеля. Обычно, КМК получают с помощью реакции крахмала и монохлоруксусной кислоты или монохлорацетата натрия в присутствии щелочи. Первая ступень карбоксиметилирования – это ощелачивание. Здесь, гидроксильные группы ( $-\text{OH}$ ) в молекулах крахмала задействуются и переносятся в более химически активную алкоксидную форму ( $\text{StO}^-$ ):



Здесь, St – это основа крахмала. Эфиризация происходит в второй ступени:



Побочной реакцией является формирование гликолята натрия из монохлорацетата натрия и гидроксида натрия согласно уравнению:



Гликолят натрия может взаимодействовать сам с собой или с монохлорацетатом натрия для получения дигликолята натрия [25].

*Гидроксипропил-крахмал* (ГПК) – еще один пример модифицированного крахмала. Гидроксипропил-крахмал получается при обработке крахмала оксидом пропилена. В результате образуется неионный модифицированный крахмал, который растворим в воде. Фактически, модификация лишь увеличивает растворимость крахмала. Как и в случае с карбоксиметил-крахмалом, замещение происходит у любой из гидроксиметил-групп или у любой из двух гидроксил-групп кольцевой структуры. Замещение чаще всего происходит у гидроксиметил-группы. В результате, в молекуле оказываются замещенными пропоксилированные группы (рисунок 16). Степень полимеризации пропоксилированных групп – это степень молярного замещения, т.е. среднее число молекул оксида пропилена, прореагировавших с каждой частью молекулы крахмала. Как только гидроксипропил-группа прикрепится к каждой части молекулы, она может вступить в реакцию с другими группами от одного конца молекулы до другого. Реакция оксида пропилена с крахмалом имеет много общего с реакцией оксида этилена с целлюлозой. В том и в другом случае замещается повторяющаяся структура, определяемая степенью молярного замещения.

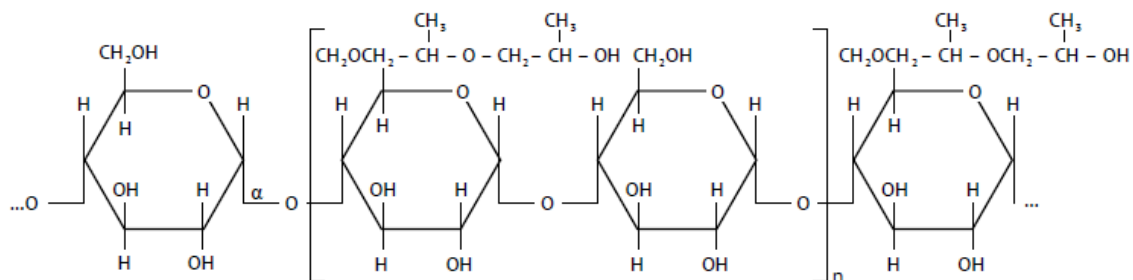


Рисунок 16 – Структурная формула гидроксипропил-крахмала.

Существует множество типов ГПК. Их свойства зависят от степени полимеризации, степени замещения и степени полимеризации замещенных групп (степени молярного замещения) [16].

Ниже рассмотрим некоторые виды крахмалов, выпускаемых в качестве добавок к буровым растворам.

*FLO-TROL* (Фло-Трол) – понизитель водоотдачи, особая разновидность модифицированного крахмала, специально разработанная для применения в системе FLO-PRO. Используется для снижения водоотдачи любых растворов на водной основе. Рекомендуемая концентрация в растворе – от 3 до 12 кг/м<sup>3</sup>. Может использоваться в жидкостях заканчивания, рассолах, пакерных жидкостях. Термостабилен до 120 °С. При необходимости температурный порог может быть увеличен до 150 °С путем добавления соли или специальных реагентов-стабилизаторов. FLO-TROL обеспечивает тонкую прочную фильтрационную корку Ферментируется при температуре выше 120 °С. Подвержен бактериальному разложению. Следует использовать бактерицид [16].

Полицелл КМК-БУР – это химически модифицированный крахмал, применяемый в качестве понизителя фильтрации и стабилизатора буровых растворов. Является многоцелевым реагентом для бурения, вскрытия и ремонта скважин в нефтегазовой промышленности. Реагент эффективно снижает водоотдачу как пресных, так и соленасыщенных буровых растворов и поддерживает стабильные реологические параметры в процессе бурения. Полицелл КМК-БУР имеет широкий диапазон устойчивости к минерализации, что делает эффективным его использование в ингибированных и утяжеленных растворах. В буровых растворах с низким содержанием твердой фазы реагент способствует ограничению диспергирования глинистой породы, обеспечивая при этом хорошие реологические показатели [26].

*Stabilose LV* (HTL) – карбоксиметилированный полимерный реагент, понизитель фильтрации пресных и минерализованных глинистых растворов, термостойкостью до 110–150°C, ферментативно устойчив [1].

*Flocgel LV* – низковязкий модифицированный крахмал, понизитель фильтрации глинистых растворов с высокой концентрацией одновалентных и двухвалентных катионов (NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>), термостойкость до 120°C, полностью биопразлогаем, ферментативная устойчивость зависит от концентрации соли и pH [1].

*Bohramil BR* – модифицированный крахмальный реагент, понизитель фильтрации буровых растворов на пресной и морской воде, ингибированных глинистых сланцев, обладает повышенной ферментативной устойчивостью, термостойкость до 120°C. Рекомендуется применять при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин в низкопроницаемых коллекторах и при разбуривании неустойчивых глинистых отложений. Оптимальное содержание реагента в буровом растворе 0,3–0,5%, для ингибирования глинистых пород 1,0–3,0% [1].

Рассмотрим краткую технологию получения крахмала из различных видов сырья предложенную в работах [27, 28].

#### *Производство картофельного крахмала.*

Технология получения крахмала из картофеля включает в себя следующие стадии:

- 1) Подготовка картофеля к переработке.
- 2) Измельчение картофеля.
- 3) Отделение крахмала от картофельного сока.
- 4) Отделение крахмала от мезги.
- 5) Промывка крахмала.

Принципиальная технологическая схема производства картофельного крахмала приведена на рисунке 17.

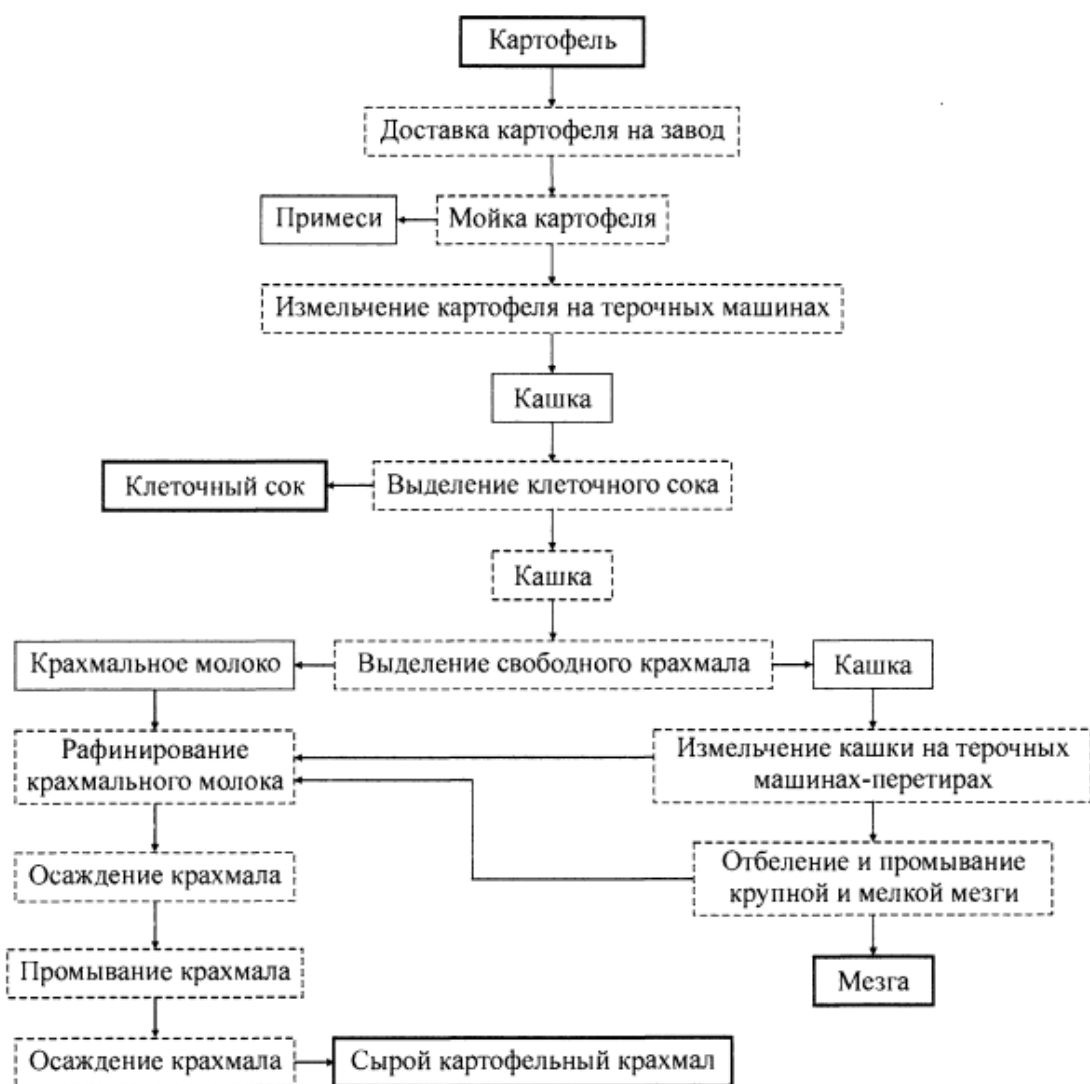


Рисунок 17 – Принципиальная технологическая схема получения сырого картофельного крахмала.

Выход крахмала зависит от содержания его в перерабатываемом картофеле и от потерь крахмала с побочными продуктами и сточными водами. В основном крахмал теряется в производстве с мезгой в виде связанного крахмала (около 40% от массы сухих веществ мезги) и свободного крахмала (3–4%), что составляет около 1,7% от объема всего переработанного картофеля.

Сырой картофельный крахмал – скоропортящийся продукт, подлежащий длительному хранению. При необходимости в холодное время года его помещают в наливные склады. Для предохранения от порчи продукта емкость с осевшим крахмалом заливают чистой водой с добавлением небольшого количества (около 0,05%) диоксида серы.

### *Производство кукурузного крахмала.*

Рассмотрим получение крахмала из зерен кукурузы. последовательная технология получения кукурузного крахмала включает в себя следующие стадии:

- 1) Замачивание кукурузного крахмала.
- 2) Добавление зерна, отделение зародыша.
- 3) Тонкое измельчение кашки.
- 4) Отделение свободного крахмала от мезги и рафинирование крахмальной суспензии.
- 5) Отделение белка.

Производство кукурузного крахмала сопровождается рядом нежелательных микробиологических процессов. Для их подавления используют соль сернистой кислоты или саму кислоту.

Принципиальная технологическая схема производства сырого кукурузного крахмала показана на рисунке 18.

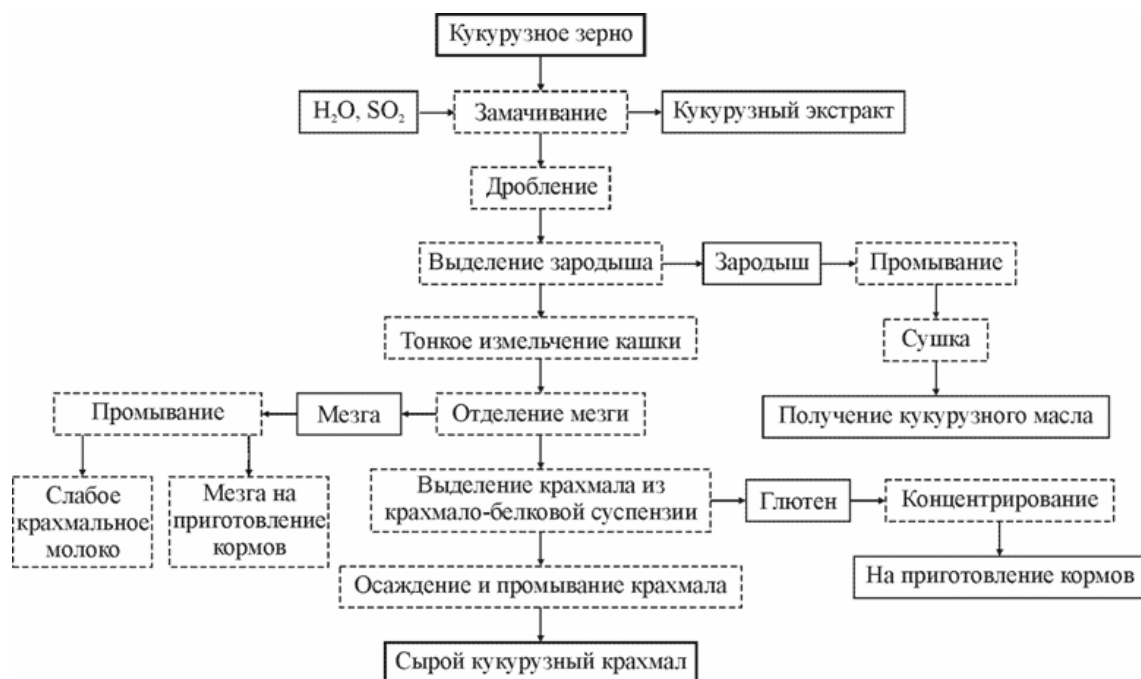


Рисунок 18 – Принципиальная технологическая схема производства сырого кукурузного крахмала.

### *Производство сухого крахмала.*

Высушенный крахмал с крахмальных заводов поставляется различным предприятиям. Сухой и упакованный крахмал хорошо сохраняет свои свойства при длительном хранении, он удобен для транспортировки и использования. При высушивании крахмал избавляется от избыточной (свободной, удержанной поверхностью и крупными порами зерен) влаги.

В производственный цех поступает тщательно очищенная водная суспензия крахмала с концентрацией 38–42% сухих веществ. Избыточную воду, наличие которой обусловлено капиллярно-пористой структурой крахмала (она может быть адсорбционно-связанной и капиллярно-связанной), отделяют от зерен крахмала фильтрацией или центрифугированием при  $t < 40^{\circ}\text{C}$ , получая в результате сырой крахмал с влажностью 36–38%.

При нагревании выше  $t = 50^{\circ}\text{C}$  и наличии влаги происходит необратимое набухание зерен крахмала и, возможно, их частичная клейстеризация, а при  $t = 80^{\circ}\text{C}$  зерна картофельного крахмала утрачивают блеск. Даже незначительное термическое воздействие ( $45\text{--}50^{\circ}\text{C}$ ) сопровождается снижением потенциальной вязкости крахмального клейстера.

Сухой картофельный или кукурузный крахмал производят по принципиально одинаковым схемам. Технологические схемы высушивания крахмала включают следующие технологические операции: удаление избыточной влаги, высушивание крахмала, просеивание сухого крахмала. Затем продукт взвешивается, упаковывается и складировается.

Качество крахмала регламентируется государственными стандартами.

### **1.3 Реологические свойства растворов при низких скоростях сдвига и ВНСС**

Развитие технологий наклонно-направленного, горизонтального и бурения со значительным отходом забоя от вертикали, активное применение

биополимеров в качестве добавок к буровым растворам ошутимо изменили представление о реологических параметрах растворов, необходимых для качественной очистки искривленного ствола скважины. В ходе проведения многочисленных лабораторных исследований и промышленных опытов компанией M-I SWACO было обнаружено, что показания вискозиметра Фанна при 3 и 6 об/мин имеют лучшую корреляцию с оценками качества очистки ствола скважины, чем значения динамического напряжения сдвига растворов. Кроме того, по результатам этих измерений можно оценивать способность растворов удерживать барит в статических и динамических условиях.

Более того было обнаружено, что ВНСС, создаваемая сетью полимеров в системах буровых растворов, способствуют значительному повышению качества очистки наклонных и горизонтальных участков ствола скважин и удержанию твердой фазы во взвешенном состоянии. ВНСС обычно измеряется с помощью вискозиметра Брукфильда при скорости сдвига 0,3 об/мин (эквивалент 0,037 об/мин на ротационном вискозиметре).

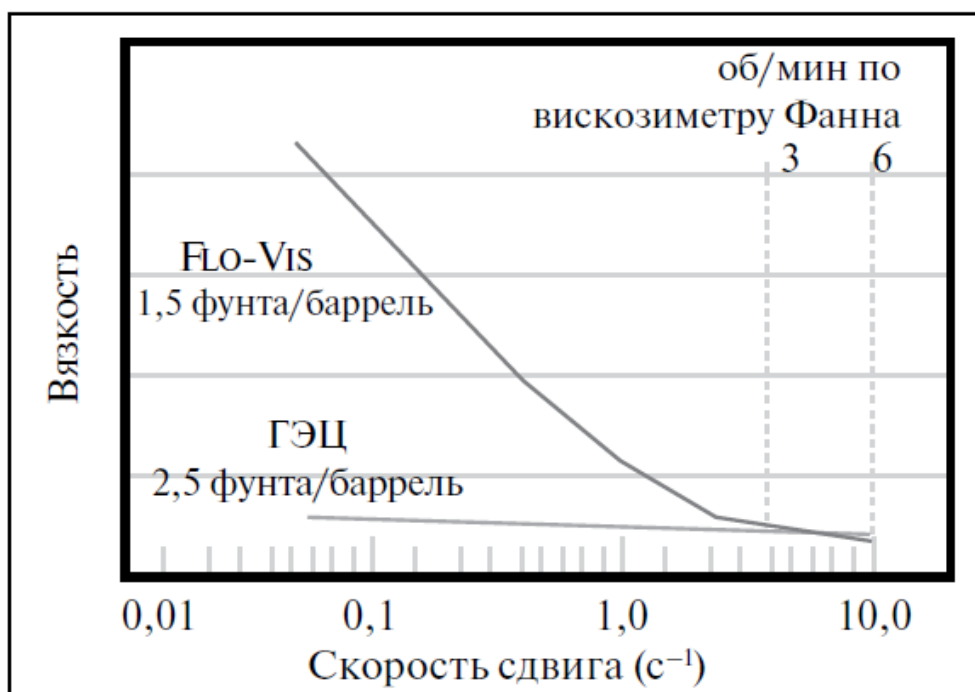


Рисунок 19 – Сравнение ВНСС ксантановой смолы Flo-Vis и ГЭЦ.



Рисунок 19 демонстрирует тот факт, что растворы, имеющие практически одинаковые вязкости при 3 и 6 об/мин ротора вискозиметра Фанна, могут очень сильно различаться по значениям ВНСС.

Эти реологические значения при низком сдвиге заполняют пробел между традиционными динамическими измерениями пластической вязкости и ДНС и статическими измерениями СНС, поэтому им должно уделяться должное внимание для правильного выбора рецептуры бурового раствора [3].

Данная работа направлена на исследование влияния крахмальных реагентов на ВНСС буровых растворов, а также оценке и анализу влияния ВНСС на процесс бурения и качественную промывку скважин.

По результатам проведенного литературного обзора поставлены следующие экспериментальные задачи:

1. провести измерения ВНСС модельных биополимерных растворов с различными промышленно выпускаемыми крахмальными реагентами и выявить реагенты, обладающие наибольшим синергетическим взаимодействием;
2. исследовать реологические свойства синтезированных карбоксиметилкрахмалов при различной температуре в пресной и минерализованной среде;
3. провести измерения ВНСС модельных биополимерных растворов с синтезированными крахмальными реагентами;
4. исследовать ингибирующие свойства модифицированных крахмальных реагентов.

## 2 Методы исследований

### 2.1 Используемое в исследовательской работе оборудование

В данной исследовательской работе используется следующее оборудование: лабораторные весы марки AND EK-300i, перемешивающееся устройство ES-8300 D, ротационный вискозиметр Brookfield DV-II+PRO (фирма "Brookfield Engineering Laboratories, Inc.", США), фильтр-пресс настольный с модулем давления CO<sub>2</sub> (компания OFITE), прибор для определения набухаемости глинистых сланцев в динамических условиях с компактором (компания OFITE).

### 2.2 Методика приготовления модельного бурового раствора

Приготавливаются следующие растворы из представленных в таблице 3 веществ.

Таблица 3 – Базовая рецептура бурового раствора

Вещество	Концентрация вещества
Кальцинированная сода (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	1 кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода (NaOH)	0,5 кг/м <sup>3</sup>
Хлорид калия (KCl)	70 кг/м <sup>3</sup>
Молотый мрамор	50 кг/м <sup>3</sup>
Бактерицид Atren Bio B	0,5 кг/м <sup>3</sup>
Ксантановая смола StabVisco F	4 кг/м <sup>3</sup>
Крахмал	10 кг/м <sup>3</sup>

В данной рецептуре меняются только крахмалы, все остальные вещества остаются постоянными и в тех же концентрациях. Используются следующие виды крахмалов: гидроксипропил-крахмал Flo-Trol (компания-изготовитель M-I SWACO), модифицированный крахмал Reatrol (компания-изготовитель M-I SWACO), карбоксиметилкрахмал марка В (АО НПО

«Промсервис»), карбоксиметилкрахмал марка Бур М (ЗАО «Полицелл»), карбоксиметилкрахмал 88 ДЭГ-1, карбоксиметилкрахмал 102 ДЭГ-1.

Необходимая масса веществ измеряется на лабораторных весах марки AND EK-300i (рисунок 20) со следующими техническими характеристиками:

- класс точности – Высокий – II (ГОСТ 53228-08);
- предел взвешивания 300 гр;
- 9 единиц измерения (грамм, карат, фунт, унция и т.д.);
- дискретность 0,01 гр;



Рисунок 20 – Весы лабораторные AND EK-300i.

В начале приготовления растворов дистиллированная вода, в объеме 500 мл, ставится на постоянное перемешивание под перемешивающееся устройство ES-8300 D (рисунок 21) со скоростью перемешивания 600 об/мин. Вещества добавляются в воду маленькими порциями, с целью наилучшего растворения, в следующей последовательности: кальцинированная сода (0,5 г), каустическая сода (0,25 г), хлорид калия (35 г), мраморная крошка (25 г), бактерицид (0,25 г), ксантановая смола (2 г) и крахмал (5 г). После добавления каждого из компонентов смесь перемешивается не менее 5 минут при скорости оборота 700 об/мин, а после добавления ксантановой смолы раствор перемешивается не менее 10 минут при скорости оборота 1000 об/мин. После добавления крахмала раствор тоже перемешивается не менее 10 минут при скорости оборота 1000 об/мин. Далее, как все реагенты добавлены в раствор, он выдерживается при комнатной температуре в герметически закрытом контейнере не менее 16 часов.



Рисунок 21 – Перемешивающее устройство ES-8300 D (цифровой дисплей).

### **2.3 Методика измерения реологических параметров буровых растворов**

Реологические параметры растворов измеряются на вискозиметр Brookfield DV-II+PRO (рисунок 22), который имеет следующие технические характеристики:

- вязкость –  $100 \div 40 \cdot 10^6$  мПа·сек;
- погрешность –  $\pm 1,0$  % п.ш.;
- воспроизводимость –  $\pm 0,2$  %;
- скорость вращения –  $0,01 \div 200$  об./мин;
- число ступеней – 54;

Для того чтобы приступить к снятию вязкости раствора его необходимо перемешать на мешалке в течение 5 минут при скорости 1000 об/мин. Далее раствор переливается в стакан Брукфильда и ставится под вискозиметр. Включается вискозиметр с помощью кнопки на задней панели, затем снимается защитный колпачек с места под шпindel, нажимается любая кнопка и происходит автозачистка показаний вискозиметра. После зачистки подбирается необходимый шпindel, исходя из вязкости

исследуемого раствора. Затем необходимо указать выбранный шпиндель в дисплее вискозиметра. Когда все операции выполнены можно приступать к измерению вязкости при следующих скоростях сдвига: 0,2; 0,3; 3; 30; 60; 100 об/мин. Записываются три показания: на 1-ой минуте, на 2-ой и на 3-ей для каждой из скоростей.



Рисунок 22 – Ротационный вискозиметр Brookfield DV-II+PRO.

## 2.4 Методика измерения фильтрации бурового раствора

Ячейку фильтр-пресса берут вверх дном (широким открытым концом вверх) и заполняют ее перемешанным буровым раствором, не доходя до верхнего края 0,25 дюйма (0,6 см). Затем накрывают сухим бумажным фильтром и закрывают крышкой; переворачивают собранный прибор вертикально и укрепляют в держателе (рисунок 23). Помещают чистый сухой градуированный цилиндр под выходное отверстие и открывают впускной клапан. Создают в фильтрационной камере давление 100 фунтов/дюйм<sup>2</sup> (0,7 МПа) и фильтруют в течение 30 минут. Через 30 минут сбрасывают давление, закрывают впускной клапан и измеряют объем собранного фильтрата в мл.



Рисунок 23 – Фильтр-пресс настольный с модулем давления CO<sub>2</sub>.

## **2.5 Методика измерения степени ингибирования бурового раствора**

Эксперименты проводятся в двух условиях: при комнатной и при повышенной температурах. Измерение уровня набухаемости производится с помощью прибора Swell Metter (рисунок 24) в течение 24 часов.

Пробный глинистый образец, приготовленный из кальциевого бентонита марки «Б», сжимается при давлении 40 МПа соответственно уровню сжатия породы на глубине 3500м. Это глубина верхнего Олигоцена, содержащего много активированных глин. Данная активированная глина обладает мощной способностью набухания, соответственно будет объективно отражать способность ингибирования исследуемых буровых растворов. Время контакта глинистого образца в буровом растворе составляет 24 часа при комнатной и повышенной температурах.



Рисунок 24 – Прибор для определения набухаемости глинистых сланцев в динамических условиях с компактором.

### **3 Результаты исследований**

Раздел, не подлежащий публикации в связи с коммерческой тайной.



## Заключение

В ходе выполненной работы проведен обширный литературный обзор, в котором рассмотрены биополимерные буровые растворы, применяемые при бурении наклонных и горизонтальных скважин.

Приготовлены и проанализированы буровые растворы на основе ксантановой смолы и различных видов крахмала, в том числе синтезированные крахмалы. Сняты реологические параметры, а именно один из ключевых параметров бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным участком ствола – вязкость при низких скоростях сдвига. Также проведены исследования фильтрационных и ингибирующих свойств приготовленных буровых растворов. Дана сравнительная характеристика, а также рекомендации к применению растворов в промышленных целях.

В результате исследования было выявлено что наибольшей вязкостью обладает буровой раствор с добавлением ГПК Flo-Trol, а наиболее выгодным с экономической точки зрения и обладающим хорошими реологическими свойствами оказался синтезированный КМК 102 ДЭГ-1.

## Список использованных источников

1. Юртаев С.Л. Практический справочник бурового мастера: Справочное руководство для мастеров по бурению, освоению и испытанию нефтяных и газовых скважин. В 2 т. Т. 17. С.Л. Юртаев —СПб.: НПО «Профессионал», 2011.— 872с.
2. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». Под общей редакцией Добросмыслова А.С.—М.: изд. ЗАО ССК — 2005.— 550 с.
3. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Редакция 2.1. — Mi Swaco, 2009. — 100 с.
4. Агзамов, Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова.— СПб.: ООО «Недра», 2011.— 268 с.
5. Булатов А.И. Спутник буровика: справ. пособие: В 2 кн. / А.И. Булатов, С.В. Долгов.— 2-е изд.— М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. — Кн. 1. — 379 с.: ил.
6. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины.— Москва–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006.— 424 с.
7. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов.— М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010.— 536 с.
8. Cynthia A. Betz. The Austin Chalk-Drilling and Completion Techniques Marcelina Creek Field Study. Conference: Conference: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1982.
9. Talal M. Al-Bazali, Jianguo Zhang, Chris Wolfe, Martin E. Chenevert, Mukul M. Sharma. Wellbore Instability of Directional Wells in Laminated and Naturally Fractured Shales. Journal of Porous Media. vol. 12(2). 2009. p. 119–130.

10. Bernt S. Aadnoy. Modeling of the Stability of Highly Inclined Boreholes in Anisotropic Rock Formations. SPE Drilling Engineering. vol. 3(3). 1988. p. 259–268.
11. The annual review, "Oil and Gas in the Netherlands, exploration and production" reports on developments in exploration and production of hydrocarbons in the Netherlands and the Dutch sector of the Continental Shelf. The Hague, May 2000.
12. A. E. Boycott. Sedimentation of blood corpuscles. Nature vol. 104. 1920. p. 532.
13. L. J. FraserP, I. ReidL, D. WilliamsonF.P, Enriquez Jr. MMH fluids reduce formation damage in horizontal wells. SPE Drilling & Completion. vol. 14(3). 1999. p. 178–184.
14. Грей Дж. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Грей, Г. Дарли.— М.: Недра, 1985.— 509 с.
15. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Л.А. Каменский, В.А. Федоровская // Бурение и нефть.— 2014.— № 12.— с. 20–25.
16. Шарафутдинов З.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: справ. пособие / З.З. Шарафутдинов, Ф.А. Чегодаев, Р.З. Шарафутдинова.— СПб.: НПО «Профессионал», 2007.— 416 с.
17. Новый справочник химика и технолога. Сырье и продукты промышленности органических и неорганических веществ: справ. пособие / Ю.В. Поконова [и др.]; под ред. Ю.В. Поконовой.— СПб.: АН О НПО «Профессионал», 2005, 2007. — 1142 с.
18. Технология полимеров медико-биологического назначения. Полимеры природного происхождения : учебное пособие / М.И. Штильман [и др.]; под ред. М.И. Штильмана.— М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2015.— (Учебник для высшей школы).

19. Соседин К. В., Анашкина А. Е., Семененко А. Ф., Тайгибов А. И. Особенности очистки горизонтальных стволов скважин // Молодой ученый. — 2017.— №41.— С. 12–15.
20. Исследования безглинистой промывочной системы FLO-PRO для бурения горизонтального ствола скважин/Н.А. Петров, И.Н. Давыдова//Нефтегазовое дело.— 2011.— №3.— с. 21–28.
21. Система жидкости для бурения коллектора BARADRIL-N [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.halliburton.com>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.04.2018).
22. Овчинников В.П. Современные составы буровых промывочных жидкостей : учебное пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Т. В. Грошева, О. В. Рожкова.— Тюмень : ТюмГНГУ, 2013.— 156 с.
23. Ксантановый биополимер StabVisco-F [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.soyuzopthim.com>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.04.2018).
24. Li-Ming Zhang. A Review of Starches and Their Derivatives for Oilfield Applications in China Starch/Stärke 53. 2001. p. 401–407.
25. Yinghui Bi, Mingzhu Liu\*, Lan Wu and Dapeng Cui. Synthesis of carboxymethyl potato starch and comparison of optimal reaction conditions from different sources. POLYMERS FOR ADVANCED TECHNOLOGIES Polym. Adv. Technol. 19. 2008. p. 1185–1192.
26. Карбоксиметилированный крахмал для буровых растворов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.polycell.ru>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.04.2018).

**Приложение В**  
(справочное)

**Drilling fluids**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Зайцев Александр Андреевич		

Руководитель ВКР Минаев Константин Мадестович

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	канд. хим. наук,		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Стрельникова Анна Борисовна	канд. филол. наук		

## **1 Introduction to Drilling Fluids**

Drilling fluid (also called drilling mud) is an essential part of the rotary drilling system. Most of the problems encountered during the drilling of a well are directly or indirectly related to the mud. The successful completions of a hydrocarbon well and its cost depend on the properties of the drilling fluid to some extent. The cost of the drilling mud itself is not very high. However, the cost increases due to the necessity to mix a proper drilling mud, and to keep the proper quantity and quality of fluid during the drilling operations. The correct selection, properties and quality of mud is directly related to some of the most common drilling problems such as rate of penetration, caving shales, stuck pipe and lost circulation, etc. In addition, the mud affects the formation evaluation and the subsequent efficiency of the well. What is more important, some toxic materials are used to improve the particular quality of the drilling fluid, which is a major concern of the environmentalist. This addition of toxic materials contaminates the underground system as well as the surface of the earth.

Therefore, the selection of a suitable drilling fluid and routine control of its properties are the concern of the drilling operations related individuals. The drilling and production personnel do not need detailed knowledge of drilling fluids, but they should understand the basic principles governing their behavior, and the relation of these principles to drilling and production performance. They should have a clear vision about the objectives of any mud program, which are: 1) to allow the target depth to be reached, 2) minimize well costs, 3) maximize production from the pay zone. In the mud program, factors that need to be considered are the location of a well, expected lithology, equipment required, and mud properties. Hence, this chapter deals with the basic components of mud, its functions, different measuring techniques, mud design and calculations, the updated knowledge in the development of drilling fluid and future trend of the drilling fluid [1].

## **2 Functions of Drilling Fluids**

The drilling fluid should meet many requirements. Historically, the first use of a drilling fluid, was to serve as a means to remove cuttings from the bore hole and to control downhole pressures to prevent blowouts. The fluid was primarily dirt and water and was called “mud.” Today, however, the diverse drilling fluid applications and their complex chemistry make the assignment of specific functions difficult. At any point in the drilling operations, one or more of these functions may take precedence over the others.

The principle functions of a drilling fluid are those that require constant observation and intervention by the drilling fluid specialist. Usually, every day a rig drills, a mud report form is issued. This document lists the current properties tested by the fluids specialist. These numerous and vigilant observation of the drilling operations allow the specialists to adjust the properties to optimize its functionality.

In rotary drilling, the principal functions performed by the drilling fluid are:

- 1) to prevent the inflow of fluids – oil, gas, or water – from permeable rocks penetrated and minimize causing fractures in the wellbore. These functions are controlled by monitoring the fluid’s density (mud weight) and the equivalent circulating density (ECD). The ECD is a combination of the hydrostatic pressure and the added pressure needed to pump the fluid up the annulus of the wellbore.

- 2) to carry cuttings from beneath the bit, transport them up the annulus, and permit their separation at the surface. The fluids specialist must manipulate the viscosity profile to ensure good transport efficiency in the wellbore annulus and to help increase the efficiency of solids control equipment.

- 3) to suspend solids, particularly high specific gravity weight materials. The effective viscosity and gel strengths of the fluid are controlled to minimize settling under either static or dynamic flow conditions.

4) to form a thin, low-permeability filter cake that seals pores and other openings in permeable formations penetrated by the bit. This is done by monitoring the particle size distribution of the solids and maintaining the proper wellbore strengthening materials.

5) to maintain the stability of uncased sections of the borehole. The fluid specialist monitors the mud weight and mud/wellbore chemical reactivity to maintain the integrity of the wellbore until the next casing setting point is reached [3].

### **3 Classification of Drilling Fluids**

Drilling fluids are generally classified according to their base composition. It may be broadly classified as liquid, gases, and liquid-gas mixtures. Although pure gas or gas-liquid mixtures are used, they are not as common as the liquid based systems. A detailed classification of drilling mud is shown in Figure 1. Drilling fluids can also be broadly categorized as compressed air, foam, clear water, water-based mud and oil-in-water emulsion or oil-based mud. In addition to the above, additives must often be added to these fluids to overcome specific downhole problems. A freshwater or saltwater based drilling fluid with additives is commonly called drilling mud. Based on some specific requirements and functions, some special types of drilling fluids are made, which will be discussed as a separate subsection below.



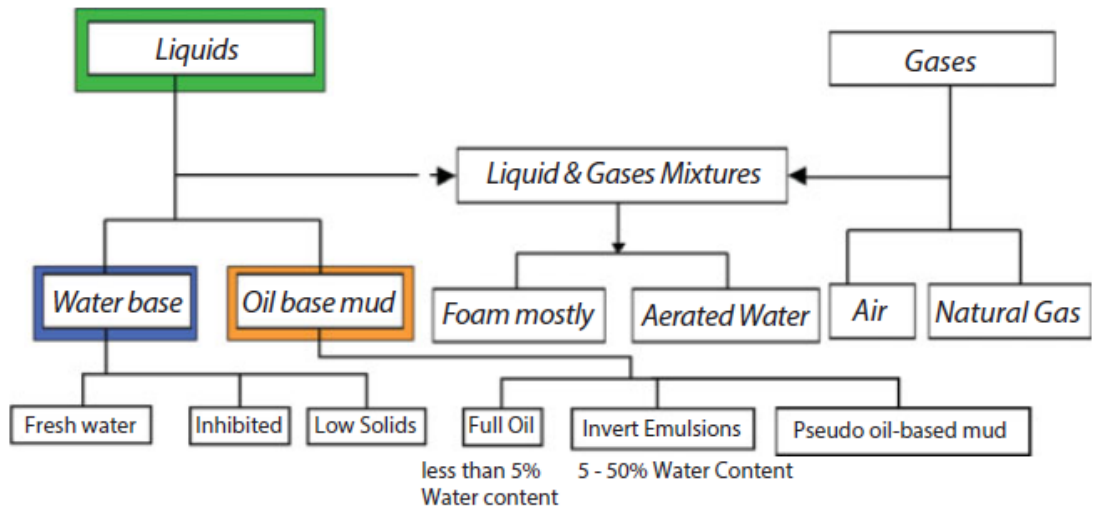


Figure 1 – Classification of different drilling fluids.

Air and water generally satisfy the primary functions of a drilling fluid. In addition, chemical additives are used for specific purposes. The main factors that govern the selection of drilling fluids are 1) formation type to be drilled, 2) the range of formation data i.e. pressure, temperature, permeability, saturation and strength, 3) the formation evaluation procedure used, 4) the water quality available i.e. fresh or saline water and 5) ecological and environmental considerations i.e. sustainability analysis. However, the drilling fluid that yields the lowest drilling cost in an area must be determined by trial and error. The following sections describe the different drilling fluids in detail [1].

#### 4 Rheology of Drilling Fluids

Rheology is the study of the deformation and flow of matter. Viscosity is a measure of the resistance offered by that matter to a deforming force. Shear dominates most of the viscosity-related aspects of drilling operations. Because of that, shear viscosity (or simply, “viscosity”) of drilling fluids is the property that is most commonly monitored and controlled. Retention of drilling fluid on cuttings is thought to be primarily a function of the viscosity of the mud and its wetting characteristics. Drilling fluids with elevated viscosity at high shear rates tend to exhibit greater retention of mud on cuttings and reduce the efficiency of high-shear

devices like shale shakers. Conversely, elevated viscosity at low shear rates reduces the efficiency of low-shear devices like centrifuges, in as much as particle settling velocity and separation efficiency are inversely proportional to viscosity. Water or thinners will reduce both of these effects. Also, during procedures that generate large quantities of drilled solids (e.g., reaming), it is important to increase circulation rate and/or reduce drilling rate.

Other rheological properties can also affect how much drilling fluid is retained on cuttings and the interaction of cuttings with each other. Some drilling fluids can exhibit elasticity as well as viscosity. These viscoelastic fluids possess some solid-like qualities (elasticity), particularly at low shear rates, along with the usual liquid-like qualities (viscosity). Shear-thinning drilling fluids, such as xanthan gum-based fluids, tend to be viscoelastic and can lower efficiency of low-shear-rate devices like static separation tanks and centrifuges [2].

## **5 Drilling Fluids for Deviated and Horizontal Drilling**

In drilling of deviated and horizontal wells, gravity causes deposits of drill cuttings and especially fines, or smaller sized cuttings, to build up along the lower or bottom side of the wellbore. Such deposits are commonly called cuttings beds. Buildup of cuttings beds can lead to undesirable friction and possibly to sticking of the drill string.

Removing the drill cuttings from a deviated well, in particular when drilled at a high angle, can be difficult. Limited pump rate, eccentricity of the drill pipe, sharp build rates, high bottom hole temperatures, and oval-shaped wellbores can contribute to inadequate hole cleaning.

Well treatments or circulation of fluids specially formulated to remove such cuttings beds are periodically necessary to prevent buildup to the degree that the cuttings or fines interfere with the drilling apparatus or otherwise with the drilling operation.

Commonly, the drilling operation must be stopped while such treatment fluids are swept through the wellbore to remove the fines. Alternatively, or additionally, special viscosifier drilling fluid additives have been proposed to enhance the ability of the drilling fluid to transport cuttings, but such additives at best merely delay the buildup of cuttings beds and can be problematic if they change the density of the drilling fluid. A mechanical operation for removing cutting beds has also been used wherein the drill string is pulled back along the well, pulling the bit through the horizontal or deviated section of the well.

Cuttings removal is commonly divided into three phases (above):

- where hole deviation is less than 25 degrees, the wellbore behaves as if vertical, and laminar mud flow combined with conventional choice of pump rate to get the cuttings moving uphole provides satisfactory hole cleaning;

- at deviations up to about 65 degrees, cuttings may accumulate on the low side of the hole and even slip back down the hole when the pumps stop, causing stuck pipe. This section is the most difficult to clean, requiring turbulent flow and annular velocities from 200 to 250 feet (60 to 75 meters) per minute. In unconsolidated formations that erode under constant turbulent flow, hole cleaning can be ensured by intermittently injecting low-viscosity pills of mud into an otherwise mostly laminar circulation. The low-viscosity pill, made by adding dispersant to mud, promotes local turbulent flow.

- at hole deviations greater than 65 degrees, cuttings accumulate on the low side of the borehole but do not slip. Larger cuttings settle first and are harder to move. Turbulent flow combined with pipe rotation is the most effective method of churning up the cuttings bed and cleaning the hole.

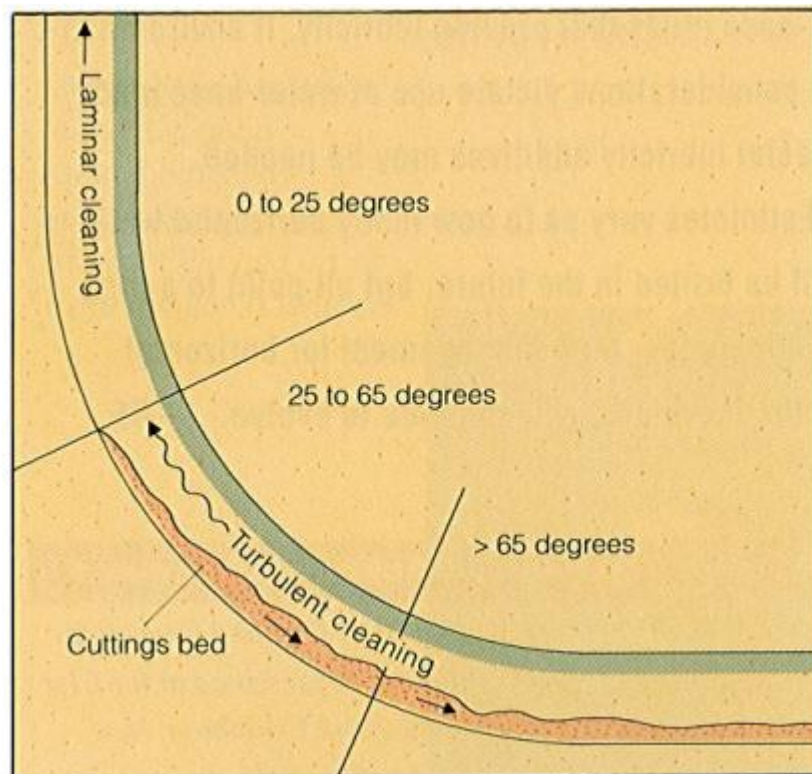


Figure 2 – Three phases of horizontal well cleaning.

Water-dispersible polymers proved their effectiveness in drilling horizontal and directed wells. Polymers are highly recommended and used by many worldwide oil and gas companies because of their effective rheologic properties. Such drilling systems and their compositions are overviewed below [4].

## 6 Water-Dispersible Polymers

There are a confusing number of mud additives for water-based drilling fluids that are called “polymers.” They are usually called “water-soluble” but, actually, they are water-dispersible and colloidal in nature. One definition used to classify oilfield drilling and completion fluid polymers is: an organic chemical of above 200 molecular weight with greater than eight repeating units. The repeating units make up a main, long-chain of material called the backbone. Attached to the backbone are chemical side chains unique to that polymer. If the backbone of a polymer is broken, the functionality of the polymer is destroyed. If the side chain is changed, by temperature or chemical reaction, partial functionality may remain or

be changed/lost. The side chain chemistry is crucial to the complexity of the polymer and to determine the polymers chemical reactivity, i.e., precipitation, flocculation, cross-linking, etc.

Polymers vary greatly in functionality and basic properties. Variations in fluid functionality include:

- Rheology modification; bulk viscosity, low-shear rheology, bentonite extension.
- Fluid loss control; filter cake modification, seepage control, minimizing lost circulation.
- Chemical reactivity; surface coating, clay attachment, flocculation/deflocculation, contaminant removal.

Variations in molecular properties include: temperature stability, chemical stability, biological stability, charge density and type, molecular weight, and surface activity [3].

## **7 Types of Polymers**

Polymers can be classified as either natural materials (sometimes called gums), modified-natural materials, or manufactured synthetic materials. Natural polymers are derived from plant material, bacterial or fungus fermentation, or living organisms. They are polysaccharides, meaning composed of many carbohydrate/sugar molecules. Saccharide is a synonym for sugars.

Modified-natural polymers use a nature-produced material, which is modified by manipulating the side chains, to gain enhanced functionality or chemical stability. Synthetic polymers are, as the name implies, constructed in a chemical plant, usually with petroleum feedstock.

Natural and modified-natural polymers are, by nature, more chemically and structurally complex than the synthetics. Their backbone and side chains are comprised of various sugar molecules, thus, they are called polysaccharides. Chemists have not been able to duplicate nature in constructing the complex

chemical structure of the natural gums. On the other hand, synthetic polymers can be designed and manufactured for specific functionality, such as temperature and chemically stability as well as reactivity. The backbone of most natural materials will be broken, depending on the gum, at temperatures from 200°F (100°C) to less than 350°F (150°C). Synthetics can be constructed to withstand temperatures up to 600°F (315°C).

Polymer temperature stability – Most of the temperatures listed for the polymers in this chapter are based on the polymer dispersed in freshwater, with no attempt to extend the temperature degradation of the material. The polymer temperature degradation point is extended by oxygen scavengers, brine waters, solids, and other additives. In addition, while circulating the polymer does not experience the maximum bottom-hole temperature. From a practical standpoint, most polymers can be used with bottom-hole temperatures much higher than listed in this chapter. Numerous studies have shown that formate base fluids protect the polymeric backbones allowing for higher temperature stability while drilling (Annis, 1967, Downs 1991).

The following polymers are in use in the oilfield. Oilfield uses of the polymers are primarily in drilling fluids for rheology or fluid loss control and in wellbore stabilization. Some polymers are used in cements and fracturing fluids, in reservoir drill-in fluids and for waste management (solids flocculation) [3].

## **7.1 Starch**

Figure 3 shows the two polysaccharide structures amylose and amylopectin.

Starch was first used for fluid loss control in the late 1930s (Gray et al., 1942). Many vegetable crops contain a starch component, especially root crops. Most oilfield grade starches are from processed corn or potato feedstocks. Regular starch is not dispersible in cold water. It must be pregelatinized to make it dispersible. Also, starches are highly susceptible to bacterial degradation. Oilfield

grade starches are pregelatinized and treated with a bactericide before supplied to the rig site. Modified starches, carboxymethyl- and hydroxypropyl-, have been processed during manufacture. Also, the modified starches do not need a bactericide while the drilling fluid is being actively circulated. They do need a preservative if stored.

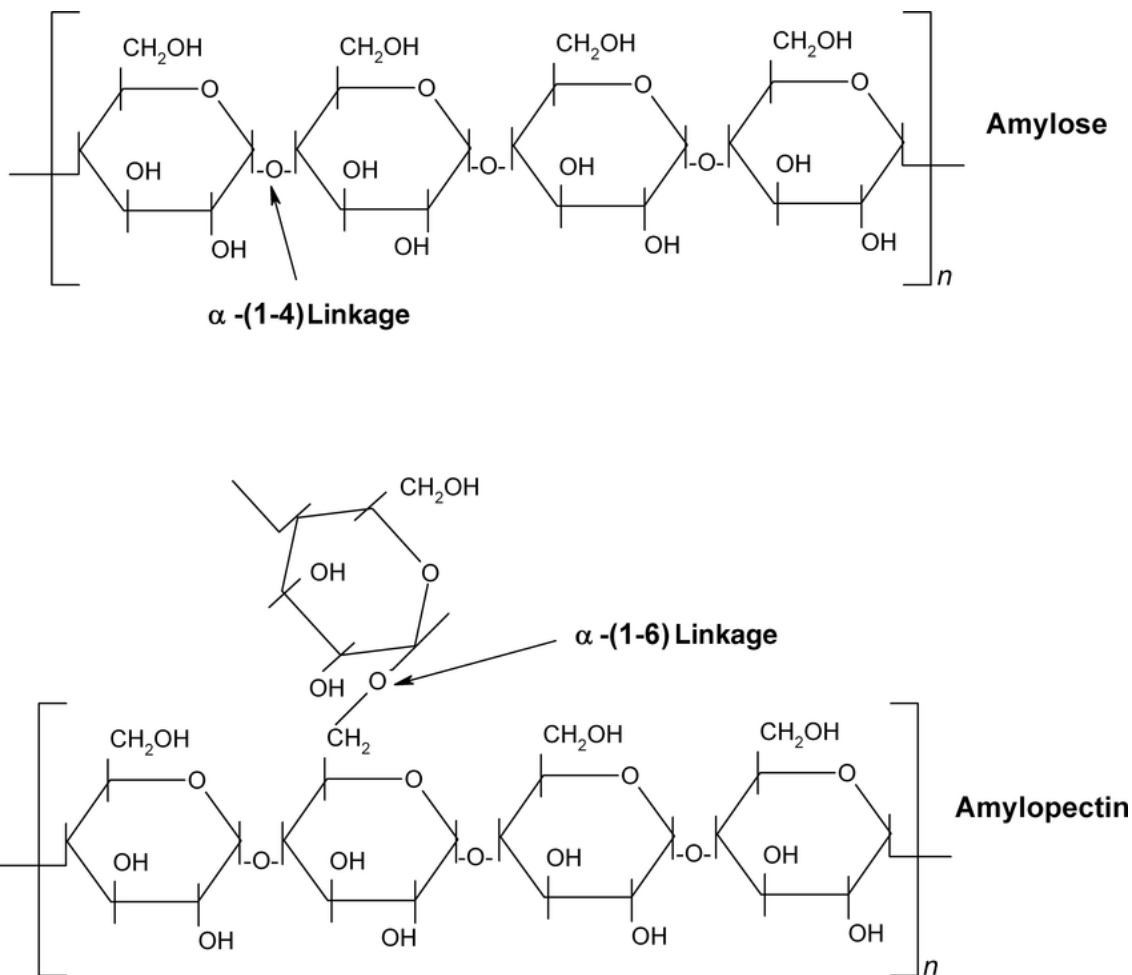


Figure 3 – Schematic illustration of starch monomers amylose and amylopectin.

Temperature stability – natural starch has a relatively low temperature stability, around 200–212°F (~100°C). Modified starches have a higher temperature stability of up to 250–300°F (125–150°C). Higher temperature stability is obtained in saturated brines, especially in formate brines.

The molecular weights of regular and modified starches are 100,000 to 500,000.

Their primary use is for fluid loss control, either to augment bentonite in a freshwater system, or to replace bentonite in a brine system. The modified starches can enhance the low shear rate viscosity (LSRV) of most waterbased systems [3].

## **7.2 Xanthan Gum (XC)**

Since its introduction in 1964 xanthan gum has been used extensively in the oil industry as a viscosifier for different applications due to its unique rheological properties. These applications include drilling, drill-in, completions, coiled tubing, and fracturing fluids. The unique property is as a rheology modifier, imparting significantly increased LSRV for hole cleaning and suspension properties. The increased LSRV characteristic of these biopolymers is due to the complex nature of the polymer molecules, both from complex side chains and high molecular weights. In addition, when hydrated in either fresh or brine water base fluids, they tend to associate and the long chain backbones wrap around each other, thereby forming relatively massive dispersed packets. These packets greatly slow down any particle settling that tends to occur.

Figure 4 is a representation of the XC molecule. It is a high molecular weight polysaccharide from bacterial (*Xanthomons campestris*) fermentation. Its molecular weight is greater than 2,000,000. The side chain is obviously much more complex than the plant-based polymers – starch, guar, and cellulose. When dispersed, XC forms a double helix molecular arrangement.





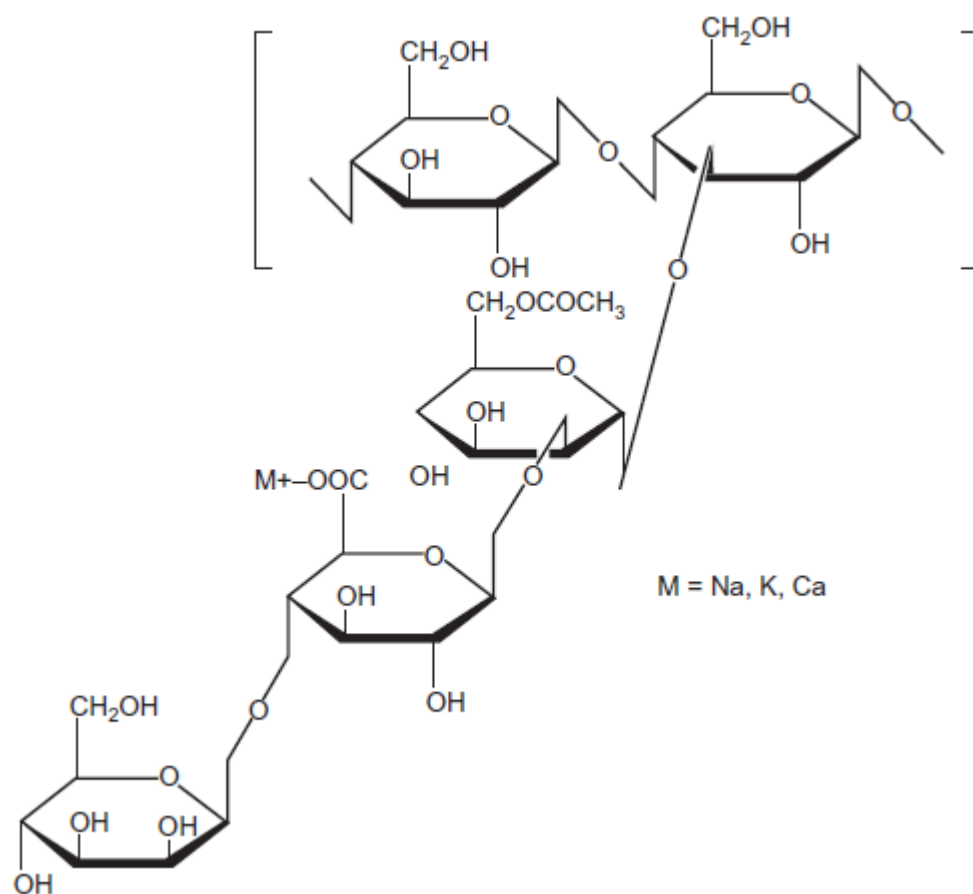


Figure 5 – Schematic representation of the xanthan NPX monomer.

## Literature

1. Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering. M. Enamul Hossain, Abdulaziz Abdullah Al-Majed. 2015. –p. 785.
2. Drilling Fluids Processing Handbook. Asme. 2005, Elsevier Inc.
3. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Ryen Caenn, H.C.H. Darley<sup>†</sup>, George R. Gray<sup>†</sup>. 2017, Elsevier Inc. –p. 729.
4. Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids. Johannes Fink. 2015, Elsevier Inc. –p. 817.