

ФГБОУ ВО «Ижевский государственный  
технический университет имени М.Т.Калашникова

*На правах рукописи*



**ШЕЛКОВНИКОВА Юлия Николаевна**

**УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ ПРИ  
БУРЕНИИ ПОСРЕДСТВОМ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ  
РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВОГО РАСТВОРА**

Специальность:

05.13.01 – *системный анализ, управление и обработка информации  
(в науке и технике)*

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
д.ф.-м.н., профессор Тененев В.А.

Ижевск 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ .....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	6
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСОВ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ПРОМЫВКЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.....	15
1.1. Обзор буровых растворов, применяемых при промывке нефтяных скважин .....	15
1.1.1. Назначение, основные функции и особенности применения БР .	15
1.1.2. Выбор типа буровых растворов и улучшение их качества .....	18
1.1.3. Классификация БР .....	20
1.2. Анализ методов и средств изучения буровых растворов .....	23
1.2.1. Исследование реологических характеристик БР.....	23
1.2.2. Обзор методов и устройств контроля реологических параметров буровых растворов.....	30
1.3. Анализ существующих методик регулирования свойств БР .....	34
1.3.1. Факторы, влияющие на качество бурового раствора.....	34
1.3.2. Комплексная технология регулирования свойств БР (предложенная Жуховицким С.Ю.) .....	36
1.3.3. Технология управления свойствами бурового раствора (разработанная в институте ВНИИКРнефть («НПО «Бурение»)) .....	40
1.3.4. Усовершенствованная технология управления свойствами малоглинистых полимерных БР в неустойчивых глинистых породах (предложенная Пименовым И.Н.) .....	41
1.4. Системное представление технологического процесса промывки скважины при бурении .....	44
1.5. Выводы, постановка цели и задач исследований .....	46
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	50

2.1. Реологические свойства БР .....	50
2.2. Обоснование выбора и методика приготовления буровых растворов для месторождений Удмуртии на основе глинопорошков .....	53
2.3. Методика определения типа БР .....	61
2.3.1. Бингамовские вязкопластические растворы .....	67
2.3.2. Псевдопластические БР .....	67
2.3.3. Дилатантные растворы .....	68
2.4. Методика измерения вязкости и предела текучести вязкопластических растворов .....	69
2.5. Выводы по главе 2 .....	77
<b>ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ .....</b>	<b>78</b>
3.1. Устройство для определения вязкости и напряжения сдвига БР при высоких температурах и давлении .....	78
3.2. Методика проведения экспериментов по исследованию зависимостей пластической вязкости и динамического напряжения сдвига буровых растворов от температуры .....	82
3.3. Результаты экспериментов по исследованию вязкости и предела текучести глинистого раствора .....	85
3.4. Обработка результатов экспериментов и определение погрешностей .....	89
3.4.1. Исследование вязкости БР от температуры .....	89
3.4.2. Исследование напряжения сдвига БР от температуры .....	94
3.5. Выводы по главе 3 .....	96
<b>ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ .....</b>	<b>98</b>
4.1. Математическая модель движения глинистого БР в нефтяных скважинах .....	98
4.2. Гибридный генетический алгоритм .....	104
4.3. Гидродинамика циркулирующего в скважине бурового раствора ...	107
4.4. Неизотермический режим промывки ствола скважины при бурении ..	113

4.5. Выводы по главе 4.....	118
ГЛАВА 5. УПРАВЛЕНИЕ ЧИСТОТОЙ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ПУТЕМ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БР ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ БУРЕНИЯ .....	120
5.1. Критерии эффективности промывки скважины .....	120
5.2. Задача оптимального управления качеством БР .....	125
5.3. Алгоритм управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля и регулирования реологических характеристик бурового раствора .....	134
5.4. Выводы по главе 5.....	144
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	145
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	147
ПРИЛОЖЕНИЕ .....	160

## **ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ**

БР – буровой раствор

БС – буровая скважина

БТ – бурильная труба

ВБ – вращательное бурение

ГР – глинодержащий раствор

ДНС – динамическое напряжение сдвига

ЗП – затрубное пространство

КВ – капиллярный вискозиметр

КК – кольцевой канал

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза

КП – кольцевое пространство

КЭ – критерий эффективности

ЛТ – ламинарное течение

НЖ – неньютоновская жидкость

ПВ – пластическая вязкость

ПП – параметр пластичности

ПС – профиль скоростей

ПСР – продольная скорость раствора

РВ – ротационный вискозиметр

РХ – реологические характеристики

СНС – статическое напряжение сдвига

СС – скорость сдвига

ТР – технология регулирования

ТТ – турбулентное течение

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** В настоящее время при строительстве скважин методом вращательного бурения (ВБ) важнейшим компонентом промывки скважины является буровой раствор (БР). Одним из основных критериев, обеспечивающих сокращение сроков строительства скважин, является качество БР, применяемого при проводке и промывке скважины. От качества и соответствия растворов геологическим условиям зависят скорость бурения, предотвращение аварий и осложнений, связанных с прихватами и устойчивостью стволов скважин, износостойкость бурового оборудования и инструмента, успешное цементирование и, в конечном счете, стоимость строительства скважин, а также их долговечность. БР оказывают большое влияние на все параметры как процесса бурения, так и ствола скважины в целом. Функции бурового раствора определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Поэтому вопросы повышения эффективности БР следует рассматривать комплексно с применением методик по управлению качеством строительства скважины.

Буровые растворы выполняют несколько основных функций: обеспечение непрерывной очистки забоя и ствола скважины от обломков выбуренной породы; охлаждение долота и других трущихся поверхностей; оказание противодействия на стенки скважины, что препятствует их обрушению и притоку в скважину воды, нефти или газа; а при турбинном бурении – обеспечивается передача гидравлической мощности турбобуру. Следует отметить, что основной задачей, решаемой применением БР при промывке скважины, является эффективный вынос шлама на поверхность.

Многие месторождения Удмуртии относятся к трудноизвлекаемым запасам нефти, поэтому тип БР для месторождений Удмуртии, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются, в первую очередь, исходя из геологических условий. Кроме того,

выбранные БР должны быть не только наиболее эффективными в данных условиях, но и их приготовление должно быть на основе доступных и дешевых реагентов и материалов. В нефтяных районах Удмуртии чаще всего встречаются песчаные и суглинистые почвы, а уровень грунтовых вод близок к поверхности. Поэтому применение БР обусловлено, прежде всего, обеспечением устойчивости стенки скважины путем коркообразования и способностью в период прекращения циркуляции удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы, а также термостойкостью и способностью выдерживать определенные давления.

Под влиянием условий, которые складываются внутри скважины, свойства и состав бурового раствора меняются, что создает ряд проблем. Даже очень малые различия в химическом составе могут вызывать значительные изменения в функционировании системы промывки скважины. Большое влияние на параметры выноса шлама оказывают реологические свойства БР, на которые, в свою очередь, влияют высокие температура и давление, возникающие в скважине при бурении. Физически – повышение температуры уменьшает вязкость жидкой фазы; повышение давления – увеличивает плотность жидкой фазы, а, следовательно, и вязкость. Вследствие большого числа переменных факторов, влияющих на реологические свойства БР, управлять их поведением при высоких температурах (особенно, растворов на водной основе) не всегда удается. Поэтому направление исследований, посвященное вопросам управления качеством промывки скважины при бурении посредством контроля и регулирования реологических характеристик (РХ) бурового раствора, является актуальным.

### **Степень разработанности темы исследования**

Вопросы исследования реологических свойств буровых растворов и управления ими в процессе промывки скважины при бурении рассматриваются в работах Гилязова Р.М., Булатова А.И., Макаренко П.П., Гукасова Н.А., Брюховецкого О.С., Чихоткина В.Ф., Рябченко В.И., Шарафутдиновой Р.З., Крылова В.И., Крецул В.В., Кудинова В.И., Чубик

П.С., Кошелева В.Н., Корнева Е.Н., Аветисова А.Г., Сукурено Е.И., Гавриловой Л.В., Янковской Т.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Городного В.Д., Ф.Роджерса и др. Теоретическими и экспериментальными исследованиями реологических свойств буровых растворов занимались: Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Леонов Е.Г., Исаев В.И., Бурдуковский Р.В., Осипов П.Ф., Иванников В.И., Миронова Е.В., Семенов Н.Я., Овчинников В.П., Менделеева Е.В., Уляшева Н.М., Ивачев Л.М. Аксенова Н.А., Салтыков В.В., Федосов Р.И., Пеньков А.И., Аветисян Н.Г., Пашинян Л.А., Шищенко Р.И., Паус К.Ф., Уокер Р.Э., Луммус Дж.Л., Маковой Н., Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г, Кистер Е.Г., Есьман Б.И., Уилкинсон У.Л. и др. Созданные ими теоретические положения, полученные и предложенные виды буровых растворов, устройства для определения их реологических свойств позволяют обеспечить повышение эффективности технологии промывки скважины. Анализ монографической и периодической литературы по проблематике диссертации показал, что вопросы управления качеством промывки скважины при бурении на основе контролируемых и регулируемых РХ бурового раствора недостаточно изучены.

**Тематика работы** соответствует п.2 «Формализация и постановка задач системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений и обработки информации», п.3 «Разработка критериев и моделей описания и оценки эффективности решения задач системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений и обработки информации», п.4 «Разработка методов и алгоритмов решения задач системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений и обработки информации» паспорта специальности 05.13.01 – «Системный анализ, управление и обработка информации (в науке и технике)».

**Объектом исследования** является технологический процесс промывки скважины при бурении.

**Предметом исследования** являются методы и средства управления характеристиками бурового раствора.

**Цель работы** – разработка научно-обоснованных технических и методических решений для управления качеством промывки скважины при бурении на основе контроля и регулирования РХ бурового раствора, что способствует повышению эффективности бурения за счет создания благоприятных условий работы для породоразрушающего инструмента.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Выполнить анализ и определить основные показатели буровых растворов, влияющие на качество промывки скважины при бурении.

2. Разработать экспериментальную методику определения РХ бурового раствора – вязкости и предела текучести при переменных температурах и давлении.

3. Построить математическую модель неизотермической гидродинамики бурового раствора в скважине, учитывающую его пластические свойства.

4. Разработать математическую модель и алгоритм оптимального управления качеством технологического процесса промывки скважины на основе контроля и регулирования РХ бурового раствора.

#### **Методы исследования.**

В диссертации использован комплексный метод, включающий теоретические и экспериментальные исследования. Работа выполнялась с применением математического моделирования, в теоретических исследованиях использовались методы системного анализа, численные методы. В экспериментальных исследованиях применялись теория измерения механических и электрических величин, статистические методы обработки результатов исследований.

**Достоверность и обоснованность** полученных в работе научно-технических результатов и выводов обеспечивается корректным применением апробированного математического аппарата и математически обоснованных численных методов при решении поставленных задач,

основывается на данных натурных испытаний, использовании аттестованных измерительных средств, подтверждением теоретических результатов экспериментальными данными и результатами других авторов.

**На защиту выносятся:**

1. Предложенная экспериментальная методика установления типа бурового раствора как неньютоновской жидкости, основанная на виде связи между касательным напряжением и скоростью сдвига раствора.

2. Предложенная методика и устройство для определения РХ глиносодержащего вязкопластического бурового раствора, обеспечивающие одновременное нахождение его вязкости и предела текучести при переменных температурах и давлениях.

3. Математическая модель гидродинамики бурового раствора в скважине в неизотермических условиях бурения, учитывающая пластические свойства раствора и обеспечивающая нахождение характеристик его течения при ламинарном и турбулентном режимах.

4. Математическая модель и алгоритм оптимального управления качеством технологического процесса промывки скважины на основе предложенного критерия – максимальной очистки забоя, обеспечиваемой контролем и регулированием значений РХ бурового раствора.

**Научная новизна** работы заключается в следующем:

1. Предложена методика установления типа бурового раствора как неньютоновской жидкости, основанная на нахождении кривой его течения, связывающей касательное напряжение и скорость сдвига раствора.

2. Предложены экспериментальная методика и устройство для определения РХ глиносодержащего вязкопластического бурового раствора, обеспечивающие одновременное нахождение по предложенным формулам вязкости и предела текучести при переменных температурах и давлениях.

3. На основе численного решения вариационной задачи, описывающей гидродинамику бурового раствора в скважине в неизотермических условиях бурения, определены характеристики его течения при ламинарном и

турбулентном режимах.

4. На основе предложенного критерия – максимальной очистки забоя, разработаны математическая модель и алгоритм оптимального управления качеством технологического процесса промывки скважины при регулировании РХ бурового раствора.

**Практическая полезность работы.** Разработанные в диссертации методики позволяют решить задачи управления и оптимального бурения скважин. Предложенные решения обеспечивают повышение результативности и эффективности строительства скважин – увеличивается скорость бурения. За счет вовремя вынесенного шлама качественным буровым раствором при промывке скважины повышается безаварийность бурения и качество добываемой нефти.

Способы и устройство для экспериментального определения вязкости и предела текучести неньютоновской жидкости могут применяться для исследования реологических свойств буровых растворов при переменных температурах и давлениях.

Результаты диссертации могут быть также использованы в учебном процессе высшей школы при подготовке соответствующих специалистов.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты работы докладывались и обсуждались на: пятой Российской университетско-академической научно-практической конференции (Ижевск, 2001), на научно-технических конференциях «Приборостроение в XXI веке. Интеграция науки, образования и производства» (Ижевск, 2015); «Виртуальные и интеллектуальные системы» (Барнаул, 2016, 2018).

**Публикации.** Основное содержание диссертационной работы отражено в 17 публикациях, в том числе 3 патентах РФ, 7 статьях в журналах, рекомендуемых ВАК РФ для публикации основных результатов диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата наук.

**Личный вклад** диссертанта заключается в непосредственном участии на всех этапах исследования, включающих создание методов и средств

управления характеристиками бурового раствора, моделирование изучаемых процессов, разработку и реализацию методов решения задач оптимизации, создание системы управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля параметров бурового раствора и анализа результатов.

**Структура и объем работы.** Структура и объем работы определяются общим замыслом и логикой проведения исследования. Диссертация содержит введение, 5 глав и заключение, изложенные на 159 стр. машинного текста. В работу включены 38 рис., 11 табл., список литературы из 145 наименований, приложение.

**В первой главе** представлен обзор буровых растворов, применяемых при промывке нефтяных скважин. Анализируются работы, посвященные выбору типа и улучшению качества БР. Рассмотрена классификация буровых растворов. Приведен обзор работ, посвященных исследованию реологических свойств БР. Рассмотрены классические математические модели, отражающие идеальное поведение реальных тел. Описаны устройства для исследования реологических свойств бурового раствора при промывке скважины. Выполнен анализ существующих методик контроля и регулирования свойств БР. Даны выводы и постановка задач исследования.

**Во второй главе** изложены основные факторы, влияющие на состав буровых растворов, сформулированы требования к их качеству в зависимости от геологических условий и технических особенностей проходки скважин. Показано преимущество использования на месторождениях Удмуртии глинистых растворов (ГР) на основе глинопорошков, представлена методика их приготовления. Разработана методика определения РХ буровых растворов, защищенная патентом на способ, для установления типа исследуемого раствора (вязкопластического, псевдопластического, дилатантного). Предложена методика для измерения РХ вязкопластических растворов, которая обеспечивает одновременное точное определение по предложенным формулам вязкости и предела

текучности при достаточно простой конструкции установки для ее реализации. Применение предлагаемой методики обеспечивает возможность создания простых и одновременно прецизионных вискозиметров.

**В третьей главе** дан обзор различных типов вискозиметров для исследования реологических свойств вязкопластических БР. Предложен новый капиллярный вискозиметр (КВ), позволяющий определять вязкость и напряжение сдвига при переменных температуре и давлении. Описаны его конструкция и принцип работы, приведены выражения для определения необходимых реологических параметров исследуемого раствора. Разработана методика проведения экспериментов по исследованию зависимости вязкости и динамического напряжения сдвига БР от температуры. Приведены результаты экспериментов по исследованию вязкости и предела текучности ГР.

**В четвертой главе** рассмотрены особенности течения глиносодержащих БР в типовых конструкциях современной нефтяной скважины. Разработана математическая модель движения БР в кольцевых каналах. Рассмотрена гидродинамика глиносодержащего раствора в нефтяных скважинах. Из вариационной постановки задачи рассчитаны характеристики течения при турбулентном режиме. Для ламинарного течения (ЛТ) проведено сравнение аналитической и полученной численно зависимостей коэффициента сопротивления от параметра пластичности (ПП) для круглой трубы. Показано влияние ПП на распределение скорости в круглой трубе и кольцевом пространстве. Проведены исследования для неизотермического осесимметричного течения бурового раствора в круглой трубе и кольцевом пространстве при турбулентном режиме с использованием вариационного подхода решения задачи. Получена зависимость перепада давления от реологических свойств БР при распределении температуры по глубине нефтескважины при промывке.

**В пятой главе** дан анализ критериев эффективности промывки скважины, предложено управлять качеством бурения с позиции максимальной очистки забоя посредством контроля и регулирования РХ БР.

На основе математической модели неизотермического режима бурения сформулирована задача оптимального управления качеством БР, обеспечивающая максимум выноса шлама на поверхность. Разработан алгоритм управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля и регулирования характеристик БР.

**Основные научные и практические результаты** сформулированы в выводах по главам и заключении.

**В приложении** приведены Акты о внедрении.

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова».

Автор выражает глубокую благодарность профессору, д.т.н. Покрасу И.Б. за большую моральную поддержку, содействие в работе и критические замечания, а также профессору, д.т.н. Тененеву В.А. за оказанную техническую помощь и ценные советы. Автор признателен принявшим участие в обсуждении работы сотрудникам кафедры «Тепловые двигатели и установки» и коллегам по работе, помогавшим во внедрении результатов.

# **ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСОВ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ПРОМЫВКЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

В главе представлен обзор буровых растворов, применяемых при промывке нефтяных скважин. Анализируются работы, посвященные выбору типа и улучшению качества БР. Рассмотрена классификация буровых растворов. Приведен обзор работ, посвященных исследованию реологических свойств БР. Рассмотрены классические математические модели, отражающие идеальное поведение реальных тел. Описаны устройства для исследования реологических свойств бурового раствора при промывке скважины. Выполнен анализ существующих методик контроля и регулирования свойств БР. Даны выводы и постановка задач исследования.

## **1.1. Обзор буровых растворов, применяемых при промывке нефтяных скважин**

### **1.1.1. Назначение, основные функции и особенности применения БР**

С развитием и усложнением технологий бурения скважин совершенствуется и состав БР, который выглядит в настоящее время как сложная многокомпонентная система с регулируемыми физико-химическими и технологическими свойствами.

Основы применения БР были изложены в трудах Brentli Д.Е. [17], а история развития БР от начала применения ВБ до середины 50-ых годов прошлого века достаточно полно представлена в работах [4, 97].

Дальнейшие исследования в этой области были направлены, в основном, по пути улучшения состава и свойств БР, их приготовления, химической обработки и очистки, а также моделирования поведения растворов и разработки контрольно-измерительной аппаратуры [77]. В [135] разработана математическая модель для определения оптимальной стратегии

бурения после обнаружения геофизической аномалии. В [28] рассмотрен информационно-измерительный комплекс для экспрессный контроля водоотдачи, вязкости, а также плотности и концентрации твердых частиц после системы очистки БР. В [136] приведена справочная информация по бурению с использованием современного оборудования и технологий БР. В [74] изложены описание и технические характеристики бурового оборудования и растворов, даны рекомендации по их выбору для конкретных геолого-технологических условий бурения скважин. В [99] рассмотрены классификация, функции, основные типы БР и физико-химические методы регулирования их свойств. В [114] представлены классификация и номенклатура материалов и добавок, используемых для приготовления буровых и тампонажных растворов. Рассмотрены вопросы управления структурно-механическими и фильтрационными свойствами буровых и тампонажных растворов. В [142] рассмотрено воздействие БР на окружающую среду и использование компьютерного моделирования для изучения взаимодействия между глинистыми минералами и ингибиторами набухания. В [38] приведены основные сведения о БР, химических добавках, глинах. Описаны функции промывки скважин, требования к буровым растворам и их основные свойства. В [10] представлены инженерные расчеты, дающие возможность обосновать режимные параметры технологических операций, которые имеют место при углублении ствола. В [54] изложены материалы о суспензиях глин на водной основе, используемых в качестве БР. Представлены пути создания глинистых суспензий, механо-химическое активирование дисперсной фазы и дисперсионной среды глинистых суспензий для разнообразных технологий. В [141] приведена информация по буровому оборудованию и технологии бурения, а также описаны БР и системы закачивания скважин. В [8] рассмотрены вопросы разработки рецептур БР для бурения сильноискривленных скважин. В [112] изложено применение буровых автоматических систем и контрольно-измерительной аппаратуры в технологии бурения нефтегазовых скважин. В

[110] рассмотрено влияние изменения свойств БР, связанное с отфильтровыванием дисперсной среды в проницаемые пласты, на процесс бурения. Оцениваются возможности регулирования свойств БР с помощью акриловых полимеров и карбоната кальция. В [75] приведена справочная информация о составах современных БР, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, а также пластов с осложненными условиями. В [81] изложены современные методы проектирования, контроля и освоения нефтяных и газовых месторождений. В [94] предложен метод повышения надежности процесса бурения, основанный на оптимизации управляемых параметров режима бурения. В [4] приведены сведения о свойствах БР, методах их определения и регулирования, представлена классификация БР, описаны глинистые минералы как дисперсная фаза БР. В [145] представлены результаты исследования влияния на свойства БР концентрации и вязкости (зависящей от скорости сдвига), при этом уравнения и граничные условия представлены безразмерными величинами. В [137] рассмотрена модель БР в пласте с естественным трещинообразованием, представляющая собой программу для анализа и оценки условий бурения в трещиноватом пласте. В [56] описаны общие принципы информационной системы управления строительством скважин и автоматизированной обработки информации, поступающей со скважин в реальном времени. В [84] предложен метод повышения надежности процесса бурения. Установлена зависимость управляемых параметров процесса бурения, их влияние на надежность. В [133] показано, что существующих технологий и методик приготовления БР достаточно много и поэтому основной задачей при бурении является выбор оптимальных состава и свойств БР при заданных геологических и технологических особенностях скважины. В [144] описывается современная технология MWD (Measurement While Drilling), включающая в себя аппаратное проектирование, обработку сигналов и телеметрию, предлагаются новые подходы к высокоскоростному каротажу скважин. В [141] разработано рабочее руководство по буровому оборудованию и

операциям, при бурении.

В современном мире с развитием новых технологий бурения и широким диапазоном горно-геологических условий выделяют следующие основные функции БР:

- гидродинамические (очистка от шлама забоя скважины; охлаждение бурового инструмента);
- гидростатические (удержание частиц шлама во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции; обеспечение необходимого давления внутри скважины; сохранение целостности ее стенок);
- коркообразующие (уменьшение проницаемости стенок скважины и трения бурильной колонны о ее стенки);
- физико-химические (сохранение связности пород; предохранение инструмента и оборудования от коррозии; сохранение качества бурового раствора при воздействии на него среды скважины; облегчение разрушения породы забоя).

С позиции реологии оптимальный БР в быстро опускающемся потоке должен обладать эффективной вязкостью, примерно равной вязкости воды, а при подъеме с более низкой скоростью поток должен иметь эффективную вязкость, отвечающую требованию транспортирования шлама на поверхность без накопления его внутри скважины [73].

### **1.1.2. Выбор типа буровых растворов и улучшение их качества**

Исходя из геологических условий устанавливается, в первую очередь, тип БР, его компонентный состав и границы возможного применения [23, 96, 97]. При выборе буровых растворов необходимо учитывать не только их результативность в данных условиях, но также и то, что приготовление должно осуществляться на основе доступных и дешевых реагентов и материалов.

Выбору типа и улучшению качества буровых промывочных растворов

посвящены работы Михеева В.Л. [66], Мавлютова М.Р. [60], Шацова Н.И. [118], Пауса К.Ф. [77], Овчинникова В.П. [72], Кистера Э.Г. [48], Ятрова С.Н. [134], Шищенко Р.И. [129], Булатова А.И. [21, 22], Николаева Н.И. [70], Рябченко В.И. [98] и др. Следует отметить, что современные БР являются многокомпонентными жидкостями, а их изготовление и управление свойствами в настоящее время приобретает все более самостоятельное научное и практическое значение для бурения глубоких скважин при добыче твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых. Прогресс современного бурения в значительной степени зависит от качества применяемого БР [28, 79, 132].

Современные скважины бурят с учетом опыта промывки предыдущих скважин. БР с помощью мощных насосов подают в бурильные трубы (БТ), он опускается вниз, а потом поднимается вверх по затрубному пространству, т.е. пространству между БТ и пробуренной породой. Как известно, существует несколько способов промывки скважин: прямой, обратный и комбинированный. Сегодня повсеместно используется прямой способ очистки скважины [21], при котором через насосно-компрессорные трубы закачивается БР, а вынос шлама происходит через затрубное пространство. Преимуществом такого подхода является увеличенная скорость прохождения скважины, а также то, что при проходе в «рыхлом» грунте есть возможность подобрать такой состав БР, который укрепит стенки скважины и не позволит им размыться. Обратный способ очистки используется реже, так как он технологически сложнее и зачастую при его применении возникают аварийные ситуации, связанные с разрушением стенок скважины на «рыхлом» грунте и разрыве горизонтальных пластов. Комбинированный метод наиболее технологически сложный и используется редко.

Режим течения БР в кольцевом пространстве определяется, в первую очередь, необходимостью гидротранспорта шлама на поверхность. Роль БР значительно возросла также в процессе модернизации буровых установок, увеличения мощностей насосов, внедрения забойных двигателей и скоростных

методов проходки скважин. Буровой раствор должен изготавливаться из недорогих доступных материалов с затратой небольшого количества химических реагентов, обеспечивая при этом необходимые характеристики для выноса шлама на поверхность [48]. Кроме того, сегодня раствор должен обеспечивать лучшее разрушение горных пород, способствовать эффективной работе долота на забое [36, 37], не должен загрязнять окружающую среду, т.е. быть по составу экологически чистым и не выделять токсичных веществ [5]. В зависимости от геологических особенностей местности, специфики применяемого метода промывки скважины, технических особенностей ее проходки, требования к составу и качеству бурового раствора обусловили применение БР нескольких типов [20,47,49].

### **1.1.3. Классификация буровых растворов**

На рис.1.1. приведена классификация БР (предложенная в [21,99]), согласно которой все буровые растворы можно разделить на три типа: растворы на нефтяной основе, газы и водные БР. Анализ показал, что исходя из стоимости, сложности приготовления, сохранности бурильного оборудования, пожароопасности, наиболее распространенными экологически чистыми и экономически выгодными являются БР на водной основе, поэтому их классификация представлена отдельно и более подробно (согласно [22,25,55]) на рис.1.2. Следует отметить, что из БР на водной основе в особый класс выделяются ГР [21,55] на основе глинопорошков [21], обработанные химическими реагентами, которые позволяют бурить на глубине 6000м, экономя количество обсадных труб, при этом стенки скважины не обваливаются [7,21,25,99,118], что играет огромную роль в современном бурении.

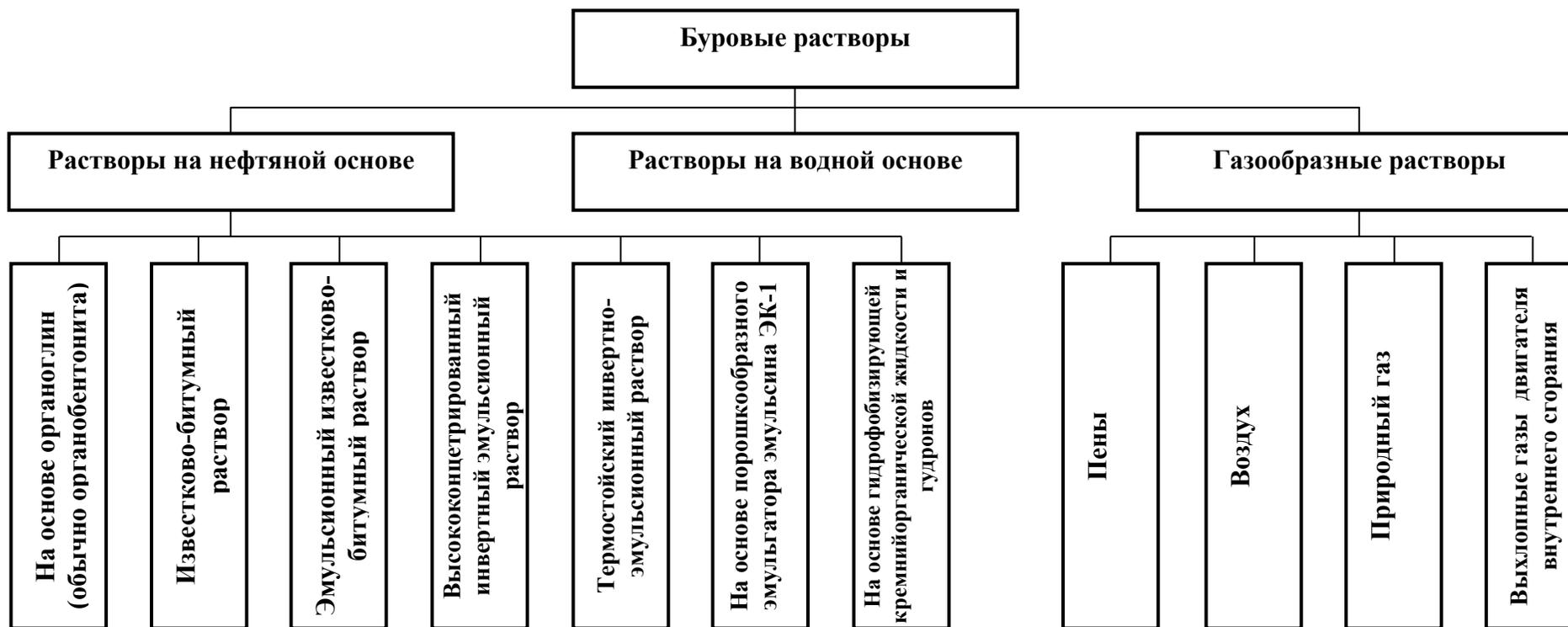


Рис. 1.1. Общая классификация буровых растворов

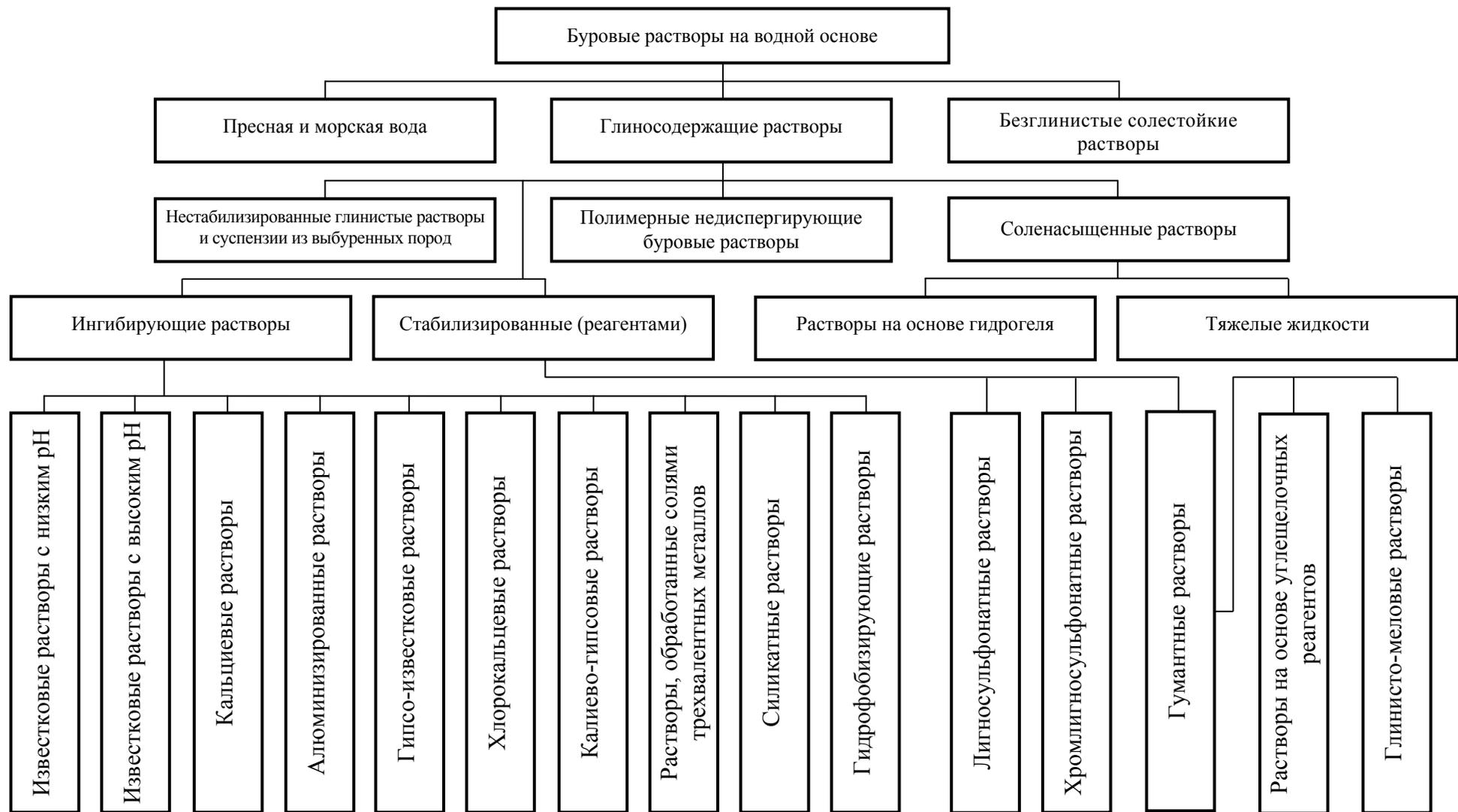


Рис. 1.2. Классификация водных бутовых растворов

Широкое применение глинистых БР обусловлено, прежде всего, обеспечением устойчивости стенки скважины путем коркообразования и способностью удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии. Кроме того, растворы должны выдерживать определенные давления и быть термостойкими. Поэтому в настоящее время практически все глинистые БР перед их использованием обрабатывают химическими реагентами для обеспечения нужных качественных показателей. Основным назначением обработки является стабилизация БР как дисперсной системы, а также изменение ее структурно-механических свойств. При этом эти две задачи взаимосвязаны. Добавляемые к ГР все химические реагенты по их влиянию на структурно-вязкие свойства растворов и водоотдачу делятся на три следующие группы [60, 70, 118]:

- реагенты-стабилизаторы (пептизаторы);
- реагенты, способствующие образованию структур (структурообразователи);
- реагенты-коагуляторы. Следует отметить, что реагенты одной группы в той или иной мере проявляют свойства реагентов другой группы. В одних условиях реагент проявляет в большей степени свойства стабилизатора, в других – структурообразователя или реагента-коагулятора [60].

## **1.2. Анализ методов и средств изучения буровых растворов**

### **1.2.1. Исследование реологических характеристик буровых растворов**

Описанию и исследованию реологических свойств БР посвящено большое количество исследований как в нашей стране, так и за рубежом (реологическими являются свойства БР, связанные с их течением, которые изучаются в науке о течении жидкостей – реологии). Следует отметить, что важнейшим процессом при промывке скважины буровым раствором, в частности глинистым, является сохранение его первоначальной структуры в

процессе циркуляции при воздействии высоких температур и давлений. Поэтому важную роль играет своевременное получение точной информации о РХ БР, к которым относятся, в первую очередь, пластическая вязкость (ПВ) и предельное напряжение сдвига [129]. Следует отметить, ПВ – это та часть сопротивления течению БР, которая вызывается механическим трением слоев раствора, а предельное напряжение сдвига (предел текучести) – вторая составляющая сопротивления течению БР, являющаяся мерой электрохимических сил притяжения в буровом растворе [126]. Для максимального удовлетворения требованиям современного бурения БР должен обладать оптимальными реологическими свойствами [31,33,142,143]. Это означает, что для каждого конкретного условия бурения БР должен иметь определенную вязкость и предельное напряжение сдвига, обладать термостойкостью и противостоять давлению в скважине [15,69].

Первыми исследователями реологических свойств БР были Царевич К.А. [113], Шищенко Р.И. [124-129], Роджерс [97], которые, применив уравнение Шведова-Бингама, положили начало буровой гидравлике. Баранов В.С. [12-13], Кеннон Г. [139] указали на значение водоотдачи и коркообразования раствора. Бабаляном Г.А. [9] с сотрудниками изучены и рассмотрены физико-химические свойства БР и их воздействие на разрушение горных пород. Развитие исследований реологических свойств БР подробно представлено в [4, 20, 97].

Также нужно отметить, что частицы дисперсной фазы в структурированных глинистых БР (порошков глин и других твердых тел) образуют некую пространственную структуру, которая обладает определенной механической прочностью. У данных растворов появляются свойства, присущие твердому телу. Для того чтобы БР вновь имел свойства жидкости, структуру необходимо разрушить, приложив некоторое усилие (которое характеризуется напряжением сдвига).

Для исследования реологических свойств реальных БР следует рассмотреть базовые реологические свойства – упругость, пластичность и

вязкость. Эти свойства описываются с помощью трех идеальных тел. Телами в реологии нередко называют аномальные жидкости, совмещающие в себе свойства жидкостей и твердых тел [45]. Идеальное упругое тело называют телом Гука, пластическое – телом Сен-Венана, вязкое – телом Ньютона [17]. Для моделирования этих идеальных тел используют обычно сталь, пластилин и воду, поскольку каждый из этих материалов обладает одним ярко выраженным свойством (упругостью, пластичностью или вязкостью), хотя как реальные материалы они обладают и другими свойствами. Реологические уравнения являются математическими моделями, отражающими идеальное поведение реальных тел [60]. Практически все природные тела обладают вышеперечисленными основными свойствами: упругостью, вязкостью и пластичностью. Модель идеально упругой среды при простом сдвиге характеризуется законом Гука и является основой линейной теории упругости:

$$\tau = G \cdot \gamma, \quad (1.1)$$

где  $G$  – поперечный модуль упругости (реологическая постоянная для тела);  $\gamma$  – угловая деформация;  $\tau$  – напряжение сдвига. При простом сдвиге, модель идеально вязкой среды определяется законом Ньютона:

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma}, \quad (1.2)$$

где  $\dot{\gamma}$  – скорость деформации, обусловленная касательным напряжением  $\tau$ ;  $\eta$  – реологическая постоянная модели (вязкость). Модель жесткопластической среды описывает тела, которые сопротивляются деформированию до определенного значения напряжения (предела пластичности) при увеличении которого наблюдаются остаточные деформации, а напряжение остается постоянным. Выражения, которые отражают это поведение для простого сдвига, имеют вид:

$$\begin{aligned} \gamma &= 0, \text{ если } \tau \leq \tau_s; \\ \gamma &> 0, \text{ если } \tau > \tau_s, \end{aligned} \quad (1.3)$$

где  $\tau_s$  – предел пластичности (текучести), так называемая реологическая константа.

Представленные выше модели (ньютоновская жидкость, твердые тела Гука и Сен-Венана) описываются только одной реологической постоянной. В то же время буровые растворы, как комплексные системы, обычно не могут быть описаны только одной классической моделью, поэтому применяются сложные модели с несколькими реологическими постоянными. Их можно получить двумя путями: аналитическим (т.е. сочетанием простых моделей) или интегральным (предусматривающим энергетические соотношения между напряжениями, деформациями и временем). Из моделей, созданных экспериментальным или полуэмпирическим путем, для буровой практики подходят, как правило, только те, которые применимы для жидкостей, имеющих неньютоновское поведение, и описываются уравнением

$$\tau = \eta \dot{\gamma} \quad (1.4)$$

с изменяющейся вязкостью  $\eta$ .

Основными проблемами при создании единой реологической классификации буровых растворов являются: разнообразие их типов, регулирование их свойств при бурении, большой разброс скоростей деформации в разных частях скважины, переменные температуры и давления в процессе циркуляции и др. Также есть примеры того, что один и тот же раствор характеризуется различными реологическими уравнениями.

Рассмотрим классификацию БР по их РХ (предложенную Филатовым и на которую ссылается Маковой Н. [61]), согласно которой они делятся на:

- растворы, которые близки к ньютоновским жидкостям по реологическому поведению;
- вязкопластичные или слабо тиксотропные растворы;
- вязкопластичные растворы с выраженными тиксотропными свойствами;
- псевдопластические растворы (ПР).

В первую группу входят такие буровые растворы, которые имеют низкое содержание твердой фазы, часть растворов на углеводородной основе, растворы обработанные разбавителем. Динамическое напряжение сдвига

этих растворов менее 1-2 Па. Ко второй группе относятся растворы с высоким содержанием твердых частиц, таких как низкоколлоидные глины, инертные утяжелители, асбест. Сюда же входят ингибированные растворы с поливалентными катионами (кальция, магния). Растворы данной группы обладают динамическим напряжением сдвига от 2-3 до 10-15 Па, пластической вязкостью от 3-5 до 60-70  $мПа \cdot с$  и более. Растворы третьей группы характеризуются наличием высококоллоидных глин типа На-бентонита и низким содержанием электролитов. К данной категории относится также большое количество тампонажных цементных растворов без добавок. Определение РХ данных растворов существенно затрудняется их тиксотропными свойствами. К последней категории псевдопластических растворов относятся буровые растворы, обработанные разжижителями, эмульсии (например, инвертные), буровые растворы с полимерами и низким содержанием глин, пены. Часто проявляют вязкоупругие свойства и суспензии, содержащие полимерные добавки. Буровые растворы обладают реологическим поведением, которое в меньшей степени соответствует модели Ньютона, чем модели Бингама [61].

Описание реологических свойств БР строится на основе различных моделей [32, 61]. Для выноса мелких частиц достаточно, чтобы раствор был маловязким, а для выноса крупных – более вязким, но при этом не должны нарушаться предельные нормы вязкости [42]. В условиях циркуляции глинистый БР является НЖ [21]. Наиболее точно реологические свойства ГР описываются моделью Шведова – Бингама [32, 107]:

$$\tau = \tau_s + \mu \frac{du}{dt}, \quad (1.5)$$

где  $\tau_s$  – динамическое напряжение сдвига;  $\mu$  – коэффициент структурной (пластической) вязкости. При выборе реологической модели в практической работе нужно придерживаться следующих рекомендаций [94]:

– используемая реологическая модель должна соответствовать теоретическим представлениям о внутренней структуре рассматриваемой

среды, а также изменениям в этой структуре, происходящим под влиянием приложенного напряжения сдвига  $\tau$  и в результате течения, начинающегося после превышения предела текучести (т.е. при  $\tau > \tau_s$ );

– целесообразно использовать наиболее простую реологическую модель, которая имеет наименьшее число параметров.

Величина  $\tau_s$  определяется обычно отрезком  $ON$  (рис.1.3.) на оси напряжений сдвига, отсекаемым при продолжении прямолинейного участка  $BC$  до пересечения с осью абсцисс. Следует отметить, что график  $ONC$  (описываемый уравнением 1.5) является общепринятой классической аппроксимацией реальной реологической кривой  $OABC$  вязкопластического БР (где  $OA$  – статическое напряжение сдвига (СНС), значение которого должно быть минимальным, но достаточным для удержания во взвешенном состоянии в покое БР частиц шлама и утяжелителя).

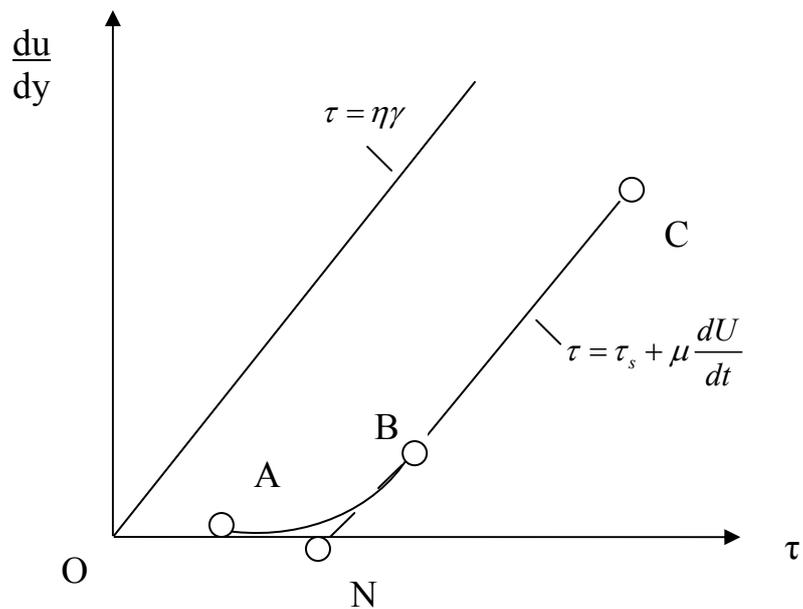


Рис. 1.3. Реологические кривые вязкопластических и ньютоновских жидкостей

Для аппроксимирующего графика  $ONC$  отрезок  $ON = \tau_s$  это динамическое напряжение сдвига (ДНС). Оно соответствует величине усилия, необходимого для возникновения процесса течения БР (движения

частиц относительно друг друга по направлению течения потока).

Большую роль в эффективном осуществлении буровых работ играют реологические свойства БР. От этих свойств, в первую очередь, зависит удаление бурового шлама на поверхность, создание гидродинамических давлений в скважине. Гидродинамические давления, в свою очередь, определяют возможность создания ими технологических осложнений в виде поглощения раствора, гидроразрыва горных пород, но они влияют на процесс бурения и по-другому [26, 61, 63, 70, 78, 116]. По данным Шищенко и Аванесовой [129] повышение давления до 4 МПа не влияет на реологические свойства химически обработанных ГР, ПВ необработанных растворов повышается незначительно. Хиллер также оценил влияние высокого давления и установил, что оно пренебрежимо мало [21, 31].

В забойных условиях реологические свойства БР могут отличаться. В глубоких скважинах давление столба бурового раствора может достигать до 140 МПа. А температура зависит от геотермического градиента, на забое скважины при спуско-подъемных операциях она может достигать и превышать 260°C. Даже небольшие температуры могут оказывать значительное и, в основном, трудно предсказуемое влияние на реологические свойства БР. В стволе скважины вязкость растворов может оказаться больше или меньше, чем изначальная, какая была на поверхности, а вещество, которое на поверхности уменьшает вязкость раствора, в стволе скважины может привести к повышению вязкости. На рис.1.4. показаны расчетные температуры БР во время нормального цикла бурения в скважине глубиной 6100 м.

Высокие температуры и давления могут влиять на реологические свойства буровых растворов по-разному: повышение температуры уменьшает вязкость жидкой фазы, а повышение давления увеличивает плотность жидкой фазы, и следовательно, вязкость БР.

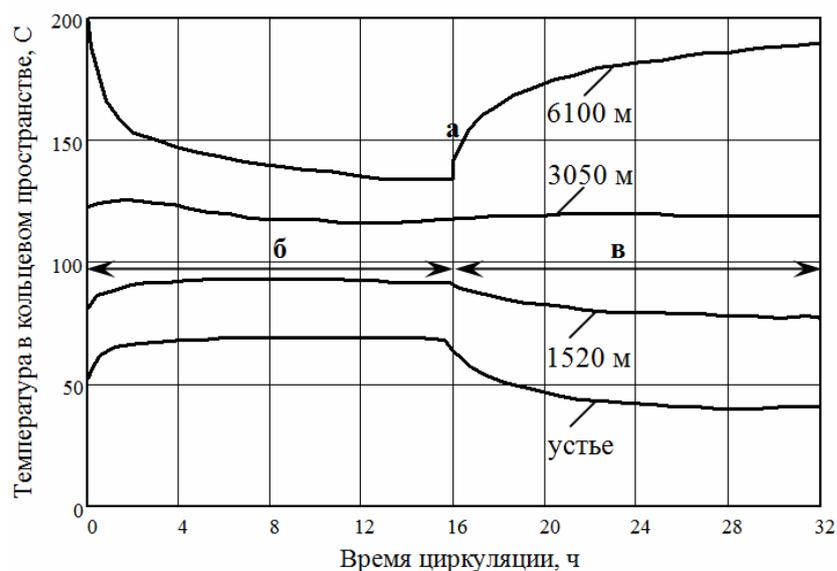


Рис. 1.4. Изменение температуры на различных глубинах в скважине (где а – прекращение циркуляции; б – циркуляция; в – спускоподъемные операции)

В [57] показано, что реологические свойства БР в большей мере зависят от температуры, чем от давления. В результате этого изменяются гидравлические потери, время прокачиваемости БР, седиментационная устойчивость циркулирующих растворов. Именно максимальная температура в скважине является определяющим фактором в выборе типа БР, а также метода его химической обработки [61]. Возникает задача управления РХ буровых растворов в процессе углубления скважины [138].

### 1.2.2. Обзор методов и устройств контроля реологических параметров буровых растворов

Большинство современных устройств для измерения реологических параметров БР используют два основных метода измерений, заключающихся в следующем.

1. Исследуемый раствор располагается между двумя соосными цилиндрами, причем одно из тел неподвижно, а другое вращается. При

измерении определяют момент, который необходим для вращения одного из тел для данного раствора с известной угловой скоростью. Приборы, использующие данный метод измерения, называются ротационными вискозиметрами (РВ).

2. В данном методе раствор продавливается через капиллярные трубки, а характеристики определяются по перепаду давления, необходимому для проталкивания раствора через капиллярную трубку, и по ее расходу. Приборы, в основе работы которых лежит этот метод, называют капиллярными вискозиметрами (КВ).

Капиллярные вискозиметры являются наиболее распространенными ввиду простоты и удобства работы [27]. Большинство всех измерений вязкости производится с их помощью. Представленные приборы отличаются простотой, требуют небольшого количества жидкости, дают достаточно точные результаты. Второе место по применимости занимают РВ. Однако именно сложность конструкции РВ ограничивает область их применения. К недостаткам данного типа вискозиметров также относится накопление в исследуемом растворе диссипированной энергии, тепла. В капиллярных вискозиметрах отсутствует саморазогрев жидкости в капилляре. Также КВ предпочтительнее, если полученные данные используются в задачах течения жидкости по трубам в виде кольцевого зазора [107]. Гораздо реже используются вискозиметры с падающим шариком, вибрационные вискозиметры и вискозиметры, основанные на других принципах. Общая классификация вискозиметров приведена на рис.1.5. Следует отметить, что вискозиметры с падающим шариком относятся к несложным приборам, однако с их помощью получить достоверные результаты можно лишь у вязких и достаточно однородных жидкостей.

В нефтяной вискозиметрии капиллярные и ротационные приборы являются основными типами вискозиметров. С учетом вышеперечисленных достоинств КВ для измерения реологических параметров БР при переменных температурах и давлении (соответствующих условиям в бурящихся скважинах) наиболее целесообразно использовать именно этот тип приборов.

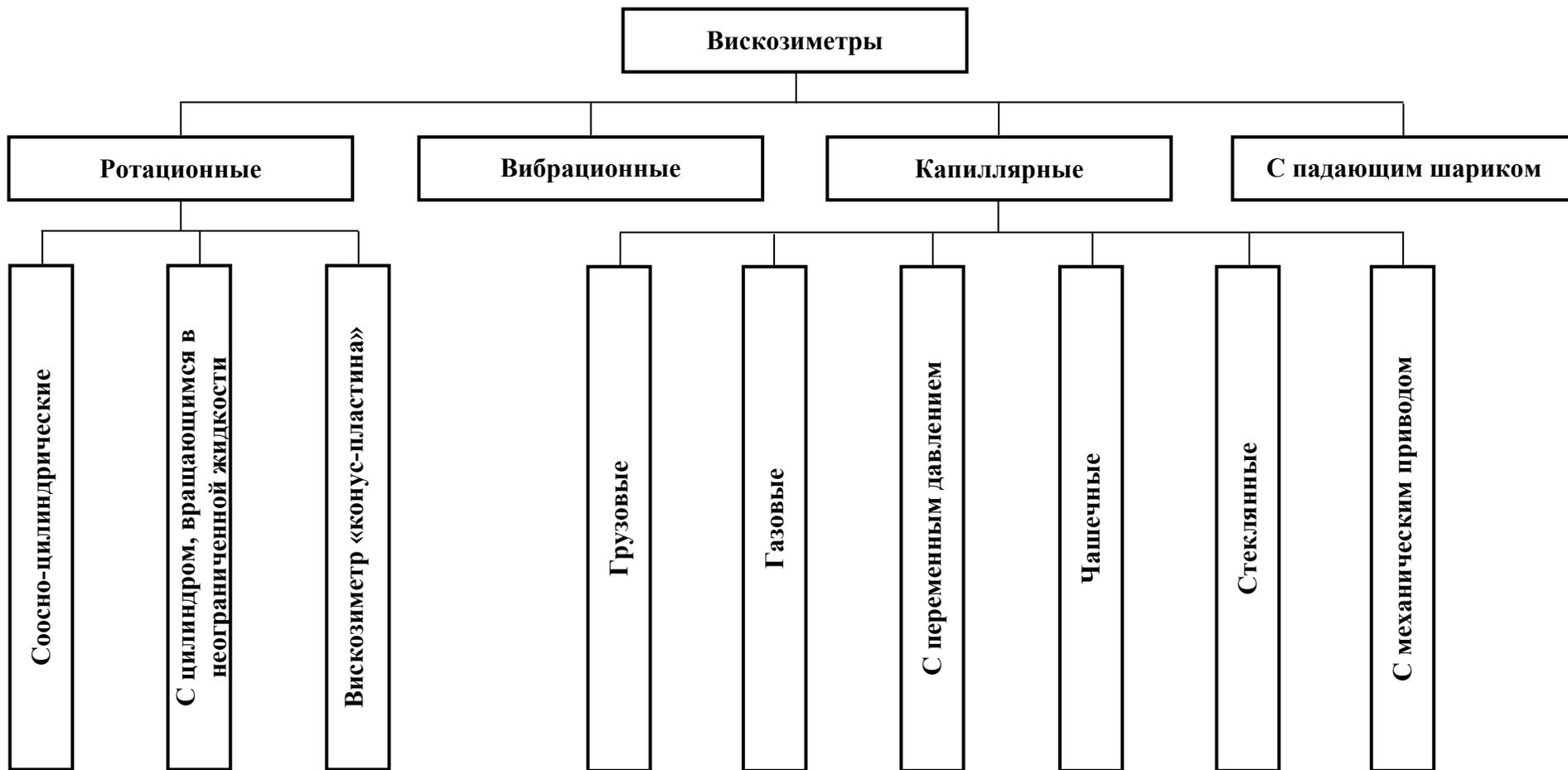


Рис. 1.5. Классификация вискозиметров

При контроле параметров БР в процессе бурения скважин основным руководящим документом для буровых предприятий является «Методика контроля параметров буровых растворов», разработанная институтом ВНИИКрнефть НПО "Бурение", РД 39-00147001-773-2004 [34]. В настоящее время именно она является главным руководящим документом для сотрудников буровых предприятий и определяет методы контроля параметров БР в процессе бурения скважин. Суть методики контроля параметров БР заключается в том, что в заданные моменты времени из циркулирующего раствора отбирается определенное количество проб и производится измерение необходимых параметров.

Реализация контроля параметров БР предусматривает выполнение следующих этапов на буровой.

1. Для занесения измеренных за сутки значений параметров БР к началу работ подготавливаются контрольные карты.

2. Производится сбор проб БР для измерения условной вязкости, плотности, водоотдачи, СНС и других параметров.

3. Контроль параметров БР, который осуществляется в двух режимах. В первом режиме при отсутствии нарушений границ регулирования отбирается одна проба раствора, в которой измеряются параметры, указанные в плане контроля. Во втором режиме при нарушении границ регулирования производится отбор трех проб, в каждом образце БР осуществляется определение значений параметров, для которых была преодолена предупреждающая граница.

4. Нанесение на контрольные карты полученных значений параметров БР при переходе от одного режима контроля к другому, определение момента времени и величины отклонений параметров от плановых значений, также осуществляется принятие решений о потребности корректировки свойств раствора.

## **1.3. Анализ существующих методик регулирования свойств буровых растворов**

### **1.3.1. Факторы, влияющие на качество бурового раствора**

Известно, что изменение свойств БР в процессе бурения происходит в результате влияния следующих факторов [108]:

- обогащение БР частицами глинистого или карбонатного шлама, в большей степени их тонкодисперсной составляющей;
- загрязнения, занесения в раствор солей, сероводорода и других веществ при бурении соленосных пластов, цементных стаканов и мостов, и, как следствие, возникновение электролитной коагуляции;
- влияние температуры (температурная коагуляция), уменьшение концентрации химических реагентов-стабилизаторов вследствие их адсорбации на стенках скважины и выбуренной породе;
- возникновение ферментативной деструкции, которая снижает эффективность химических реагентов;

Следует отметить, что эффективность бурения напрямую зависит от качества используемого раствора, поэтому динамическое регулирование свойств БР является важным процессом. А для обеспечения максимальной продуктивности бурения рецептурный состав БР контролируют посредством ввода специальных реагентов и добавок для улучшения его качества. В результате, от того, какой из параметров БР выбирается в качестве регулирующего параметра, организуется методика динамического регулирования.

Известно, что от режима течения потока БР зависит его поведение. При низких скоростях течения преобладает ламинарный режим, а зависимость давления от скорости устанавливается исходя из вязкостных свойств жидкости. При высоких скоростях превалирует турбулентный режим,

который определяется инерционными свойствами жидкости. Вязкость на него влияет лишь в некоторой степени [21].

Как ранее было обозначено, с позиции реологии оптимальный БР в быстро опускающемся потоке должен обладать эффективной вязкостью, примерно равной вязкости воды, а при подъеме с более низкой скоростью поток должен иметь эффективную вязкость, отвечающую требованию транспортирования шлама на поверхность без накопления его внутри скважины [73].

Процесс циркуляции шлама прежде всего определяется профилем скоростей потока. Профиль скоростей (ПС) показывает непосредственно скорости потока на разных расстояниях от стенок [59]. Вследствие неоднородного распределения скоростей ПС в кольцевом пространстве возникает неравенство сил, которые воздействуют на крупницы шлама. Наибольшее воздействие со стороны раствора приходится на самые крупные частицы шлама, они стремятся к стенке вследствие данного неравенства сил. Крупницы шлама вытесняются из самого быстрого слоя и группируются у стенок ствола скважины, а затем оседают по стволу вниз [59]. Даже при условии высокой средней скорости потока более крупные частицы шлама перемещаются к стенкам скважины, где скорость потока ниже, оседая затем по стволу вниз.

Для плоского ПС характерным является то, что на частицы, которые набирают скорость вниз, начинает влиять гидродинамическая сила (эффект Бернулли), пытающаяся вернуть их в быстрый слой, поэтому они будут снова смещаться вверх. В результате частицы вращаются на небольших отрезках кольцевого пространства, образуя, таким образом, несколько областей с круговоротом частиц породы, этот процесс называется циркуляцией шлама. Для плоского ПС скорость потока у стенок будет выше в отличие от параболического, а силы, отталкивающие частицы к стенкам ствола, будут меньше. Следовательно, концентрация шлама в кольцевом пространстве увеличится. При параболическом ПС циркуляция шлама затрудняется из-за большой разницы скоростей в потоке, и частицы, попавшие в поток у стенки

скважины, не могут вернуться в более быструю струю и постепенно оседают. По этой причине в скважине необходимо устанавливать плоский ПС. Для обеспечения данного требования применяется определенное сочетание скорости работы насоса и характеристик бурового раствора.

Однако циркуляция шлама может происходить и в зонах размыва ствола скважины, при этом частицы как бы застревают на одном уровне и не поднимаются на поверхность. Этот процесс негативно влияет на эффективность промывки. Вероятность возникновения данной проблемы для скважины с большим диаметром выше, так как для неё сложнее обеспечить плоский ПС и неизбежно скорость потока около стенки будет меньше. Также частицы могут прилипать к стенкам скважины. Таким образом, задача моделирования течения бурового раствора в скважине является актуальной [4, 104].

### **1.3.2. Комплексная технология регулирования свойств бурового раствора (предложенная Жуховицким С.Ю.)**

Одной из первых методик управления свойствами буровых растворов является комплексная технология регулирования (ТР), предложенная Жуховицким С.Ю. [42]. Она базируется на разработанном автором методе оценки состояния – степени коагуляции (слипания частиц дисперсной фазы БР под действием молекулярных сил притяжения) БР и методе определения причин, вызывающих отклонение свойств бурового раствора от требуемых. В основу ТР положен принцип разбавления с отслеживанием показателей предельного напряжения сдвига и условной вязкости. Принят показатель коагуляции (показатель коагуляционного структурообразования)  $\Pi_k$  :

$$\Pi_k = \text{СНС}_1 / \text{УВ}, \quad (1.6)$$

где  $\text{СНС}_1$  – статическое напряжение сдвига за 1 мин, дПа; УВ – условная вязкость, с.

Основной операцией регулирования вязкости и  $\text{СНС}_1$  бурового раствора

в данной технологии является приведение степени коагуляции глинистых БР в оптимальную область кривых разбавления (совокупность точек, характеризующих состояние раствора при сохраняющемся соотношении между компонентами раствора) путем применения соответствующей химической обработки; далее вязкость и  $СНС_1$  доводят до требуемых величин путем изменения концентрации твердой фазы. Кривые разбавления характеризуют связь между  $СНС_1$  и вязкостью БР после разбавления. Таким образом, ГР свойств бурового раствора, представленную Жуховицким С.Ю., можно показать в виде следующего алгоритма.

1) Определяются кривые разбавления глинистого БР.

2) Показатель коагуляции  $П_k$  глинистого БР приводится в оптимальную область кривых разбавления путем применения соответствующей химической обработки (для нормальных условий бурения необходимо поддерживать  $П_k$  в диапазоне 0,5-1,02).

3) Вязкость и  $СНС_1$  доводят до требуемых величин путем изменения концентрации твердой фазы (разбавлением БР водой, когда вязкость и  $СНС_1$  превышают нормальные величины; либо добавлением глины, когда вязкость и  $СНС_1$  глинистых БР недостаточны) согласно схемы регулирования (рис.1.6.). При этом качество ГР характеризуется точкой (называемой автором характеристической), несущей информацию о величине  $СНС_1$  рассматриваемого ГР при его разбавлении по данной вязкости. Выделяется участок, отличающийся тем, что вязкость и  $СНС_1$  глинистых растворов (характеристические точки которых находятся на этом участке) удовлетворяют требованиям, предъявляемым к растворам при бурении в осложненных условиях. Величины  $СНС_1$  таких ГР находятся в пределах  $20-50 \text{ мг/см}^2$  при вязкости, не превышающей 30-50 с (для упрощения принимается, что для всех растворов область разжижения начинается с вязкости 30 с).

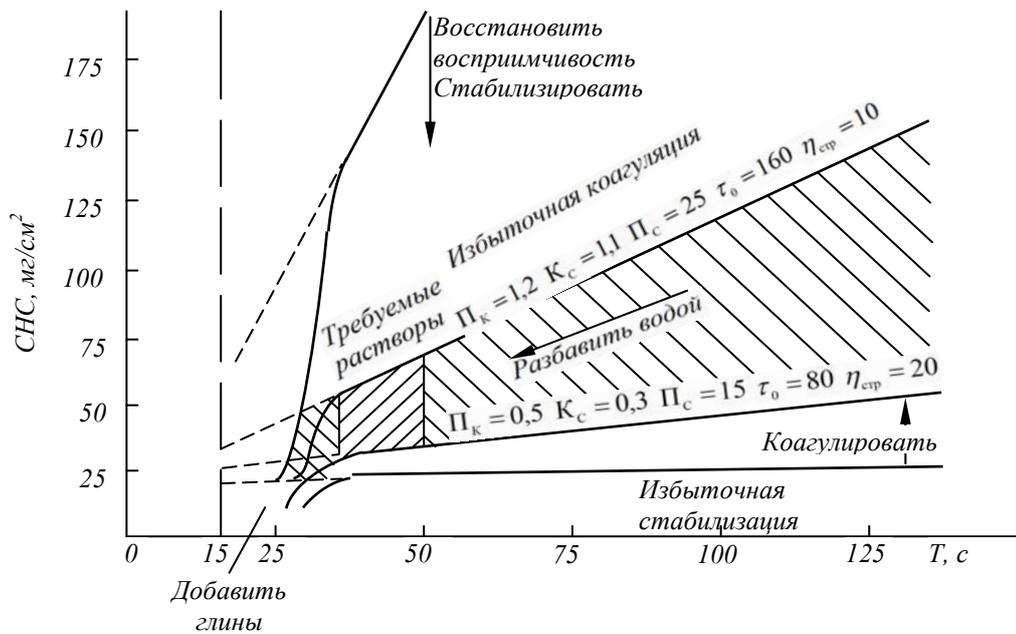


Рис. 1.6. Схема регулирования вязкости и  $СНС_1$  глинистых буровых растворов ( $\eta_{стр}$  дана в сантипуазах).

Возможные кривые разбавления, проходящие через данный участок, занимают на графике заштрихованную область – область оптимальной коагуляции, а граничные кривые разбавления характеризуются следующими параметрами: коэффициентом структурообразования  $K_C$  и прочностью первичной структуры  $P_C$ . При этом коэффициент  $K_C$  характеризует наклон прямолинейного участка кривых разбавления и определяется по формуле:

$$K_C = \frac{Q_1 - Q_2}{T_1 - T_2}, \quad (1.7)$$

где  $Q_1, T_1$  – соответственно,  $СНС_1$  (через 1 мин) и вязкость бурового раствора;  $Q_2, T_2$  – те же параметры после разбавления БР водой.

Отрезок, отсекаемый продолжением прямолинейного участка кривой разбавления на ординате, соответствующей вязкости воды, условно назван автором прочностью первичной структуры  $P_C$ . Для верхней граничной кривой разбавления эти параметры имеют значения –

$P_C = 25 \frac{мг}{см^2}$ ;  $K_C = 1,1 \frac{мг}{см^2 \cdot c}$ , а для нижней кривой –

$$P_c = 15 \frac{мг}{см^2}; K_c = 0,3 \frac{мг}{см^2 \cdot с}.$$

Структурная вязкость  $\eta_{стр}$  раствора для схемы регулирования (рис.1.6.) определяется на РВ по формуле:

$$\eta_{стр} = \frac{\tau(R^2 - r^2) - 2R^2 \ln \frac{R}{r} \tau_0}{2R^2 \Omega}, \quad (1.8)$$

где  $\tau = \varphi \cdot k$  – касательное напряжение,  $мг/см^2$ ;  $\varphi$  – угол закручивания проволоки;  $k$  – коэффициент упругости проволоки;  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига,  $мг/см^2$ ;  $\Omega$  – угловая скорость вращения стакана с раствором,  $рад/с$ ;  $R$  – радиус внутренней поверхности стакана,  $см$ ;  $r$  – радиус подвешенного цилиндра,  $см$ .

Регулировать вязкость и СНС<sub>1</sub> ГР, соответствующих этой области, можно только изменением концентрации твердой фазы: разбавлением БР водой, когда вязкость и СНС<sub>1</sub> растворов превышают нормальные величины; или добавлением глины, когда вязкость и СНС ГР недостаточны.

Недостатками ГР по Жуховицкому С.Ю. являются следующие.

1. Используется показатель БР – условная вязкость, который является менее информативным, чем ПВ. Следует отметить, что пластическая вязкость зависит от наличия в БР твердой фазы, а определяет её активность показатель СНС<sub>1</sub>.

2. Указания по добавлению воды или загущению глинистой фазой не всегда пригодны. Так для обеспечения стабильности БР разбавление необходимо проводить с применением химических реагентов (контролирующих фильтрацию) для недопущения избыточного количества свободной воды. Не желательно производить загущение с применением глинистой фазы (бентонита), избыток которой также ведет к нарушению стабильности БР.

3. Отсутствуют исследования характеристик течения БР в скважине, обеспечивающих оптимальные условия гидротранспорта шлама на поверхность.

### 1.3.3. Технология управления свойствами бурового раствора (разработанная в институте ВНИИКРнефть («НПО «Бурение»))

Эта ТР базируется на том, что РХ БР однозначно определяются концентрацией и активностью твердой коллоидной фазы и химических реагентов. В основу данной технологии положен принцип регулирования компонентного состава БР для поддержания баланса между содержанием твердой фазы и полимеров [108]. Это способ нахождения количества реагента-стабилизатора для обработки БР, содержащий отбор проб в процессе бурения, нахождение коллоидной глинистой составляющей в БР, коэффициента активности используемого реагента и его улучшенной концентрации в БР по формуле 1.9. В качестве основного управляющего параметра предложен показатель  $n$ , характеризующий отношение содержания органического коллоида к неорганическому [96]:

$$n = \frac{C_p \cdot K_p}{C_k}, \quad (1.9)$$

где  $C_p$  – требуемое содержание реагента-стабилизатора в БР,  $K_p$  – коэффициент активности реагента-стабилизатора;  $C_k$  – объемное содержание коллоидной глинистой составляющей в растворе.

В процессе регулирования свойств БР также необходимо поддерживать в заданном диапазоне показатель  $a$  устойчивости грунтов:

$$a_1 \leq P \leq a_2, \quad (1.10)$$

где  $P = C_k \cdot \rho$  – величина, зависящая от содержания коллоидной фазы  $C_k$  и плотности  $\rho$  начального раствора.

Определенное направление обработки БР в процессе углубления скважины зависит от того, каковы рецептурный состав раствора и причины изменения его качества и заключается в загущении (глинистой фазой) или застудневании (реагентами-структурообразователями), а также в разбавлении (водой) или разжижении (химической обработкой понизителями вязкости).

Недостатками данной технологии являются следующие.

1. Для определения зависимости РХ БР от содержания твердой фазы и концентрации полимеров требуются дополнительные экспериментальные исследования.

2. Отсутствуют исследования характеристик течения БР в скважине, обеспечивающих оптимальные условия гидротранспорта шлама на поверхность.

#### **1.3.4. Усовершенствованная технология управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов в неустойчивых глинистых породах (предложенная Пименовым И.Н.)**

Перспективной и соответствующей требованиям промывки скважин при бурении является усовершенствованная ТР управления свойствами малоглинистых полимерных БР в неустойчивых глинистых породах, предложенная Пименовым И.Н. [83]. Необходимость совершенствования известных технологий управления свойствами БР (предложенной Жуховицким С.Ю. и разработанной НПО «Бурение») в значительной мере обуславливается требованиями определения и исключения загрязнений БР твердой фазой (в процессе наработки). Как показала практика строительства скважин, значительно распространенными загрязнениями являются загрязнение пластовыми водами (поступление хлоридов), карбонатное загрязнение, цементное (разбуривание цементного стакана). По мнению автора, управление и контроль параметра рН позволяет исключить большинство возможных загрязнений. Изменение этого параметра сигнализирует о попадании химического загрязнителя, а определить его тип можно в лабораторных условиях. Однако, если значение параметра рН постоянно, а изменились показатели ПВ и СНС, то химического загрязнения нет, и наблюдается воздействие диспергируемой глинистой фазы.

Способ управления свойствами БР по Пименову И.Н. базируется на

необходимости быстрого принятия решения о разбавлении или сжиживании раствора без сложного лабораторного анализа. Контроль удельного веса БР обеспечивается системой его очистки. При необходимости поддержания удельного веса или утяжеления БР проводятся дополнительные расчеты, в основе которых лежат уравнения материального баланса:

$$V_1 \cdot p_1 + V_2 \cdot p_2 + \dots + V_n \cdot p_n = V \cdot p, \quad (1.11)$$

где  $V_1, V_2, \dots, V_n$  и  $p_1, p_2, \dots, p_n$  – объемы и плотность добавляемой суспензии, соответственно;  $V$  и  $p$  – объем и плотность полученного раствора, соответственно.

Кроме того, на основе уравнения (1.11) может осуществляться расчет необходимого количества утяжелителя или, при смешивании разных растворов с разными плотностями, изменение общего удельного веса БР. С применением предложенного алгоритма и реализующих его программно-аппаратных средств получена усовершенствованная методика управления свойствами малоглинистых полимерных БР.

В данном случае в предложенной технологии в качестве управляющих величин используются относительная пластическая вязкость  $\bar{\eta} = \frac{\eta_{тек}}{\eta_{исх}}$  (где

$\eta_{тек}$ ,  $\eta_{исх}$  – соответственно, текущее и исходное значения ПВ) и

относительное значение СНС за 10 минут покоя  $\bar{\Theta} = \frac{\Theta_{тек}}{\Theta_{исх}}$  (где  $\Theta_{тек}$ ,  $\Theta_{исх}$  –

соответственно, текущее и исходное значения СНС).

Разработанный алгоритм по управлению свойствами малоглинистых полимерных БР представлен ниже.

1)  $\bar{\eta} = 1 - 1,3; \bar{\Theta} \leq 2$   $pH = const$  – необходимо лишь поддерживать концентрацию полимеров, в целом; буровой раствор стабилен.

2)  $\bar{\eta} = 1,3 - 2,0; \bar{\Theta} \geq 2$   $pH = const$  – рекомендуется разжижение свежеприготовленным буровым раствором в количестве 10% от циркулирующего объема, произошло загрязнение системы твердой фазой.

3)  $\bar{\eta} = 1,3 - 2,0; \bar{\Theta} \geq 2 \text{ } pH \uparrow$  – изменение рН под влиянием внешнего загрязнителя, реологические величины БР становятся другими. Необходимо провести химический анализ БР, чтобы определить причину загрязнения. Повышение рН свидетельствует о цементном загрязнении. Оно может возникнуть не только вследствие разбухания башмака предыдущей колонны, цементных мостов, но и по причине осыпания цемента из-под башмака колонны.

4)  $\bar{\eta} = 1,3 - 2,0; \bar{\Theta} \geq 2 \text{ } pH \downarrow$  – понижение рН свидетельствует о влиянии бактериального загрязнения БР или загрязнении углекислым газом, при бурении газосодержащих пластов. Надлежит обеспечить повышение рН, путем обработки раствора реагентами-бактерицидами, а также щелочными реагентами. Рекомендуется обрабатывать раствор известью в концентрации, необходимой для повышения значения рН до 9-9,5.

5)  $\bar{\eta} \geq 2; \bar{\Theta} \geq 2 \text{ } pH = const$  – содержание концентрации полимеров значительно меньше твердой фазы. Поэтому нужно осуществить замещение 10% циркулирующего объема свежеприготовленным БР с увеличенной концентрацией реагентов стабилизаторов из расчета, чтобы первоначальная концентрация реагентов стабилизаторов снизилась как минимум на 50%.

6)  $\bar{\eta} \geq 2; \bar{\Theta} \geq 2 \text{ } pH \uparrow$  – зачастую, повышение рН свидетельствует о цементном загрязнении. Осуществляются действия из пункта 3.

7)  $\bar{\eta} \geq 2; \bar{\Theta} \geq 2 \text{ } pH \downarrow$  – понижение рН может свидетельствовать о загрязнении углекислым газом в случае бурения газосодержащих пластов, а также о присутствии бактериального загрязнения бурового раствора. В результате проводятся действия из пункта 4.

К недостаткам данной технологии можно отнести следующие.

1. Технология управления свойствами малоглинистых полимерных БР ориентирована, в основном, на предотвращение осыпания цементных колонн.

2. Отсутствуют исследования характеристик течения БР в скважине, обеспечивающих оптимальные условия гидротранспорта шлама на поверхность.

На основе выполненного анализа существующих технологий управления свойствами БР можно сделать вывод о том, что существующие методы регулирования свойств буровых растворов имеют общие недостатки: отсутствие исследования характеристик течения БР в скважине, обеспечивающих оптимальные условия гидротранспорта шлама на поверхность, а также недостаточно точные средства динамического контроля свойств БР. Поэтому целесообразна разработка нового метода регулирования свойств БР, свободного от этих недостатков.

#### **1.4. Системное представление технологического процесса промывки скважины при бурении**

Известно, что под системой объекта понимается система, которая соответствует самому объекту, его свойствам, у каждого из которых есть свое параметрическое множество. Построение системы объекта требует определения связей объекта с реальным миром, проходящих через систему объекта и канал наблюдения. Применение этого подхода позволяет более тщательно проанализировать объект, выявить большее количество его параметров, и, следовательно, создавать лучшие математические модели.

Для оптимизации способа промывки скважины рекомендовано использовать системный подход, в основе которого лежит исследование объектов как систем. Объектом диссертационного исследования является технологический процесс промывки скважины при бурении. При исследовании объекта ему сопоставляется система, определяемая набором соответствующих свойств объекта [50,93]. В соответствии с терминологией [50,93] построим систему, соответствующую данному объекту. Каждому свойству соответствует определенная переменная. С каждым свойством объекта связано множество его проявлений. Переменной называется образ

свойства объекта, определяемый конкретной процедурой измерения. Выделим основные свойства технологического процесса промывки скважины при бурении:

- реологические характеристики бурового раствора (вязкость, предел текучести);
- гидродинамические характеристики течения бурового раствора в скважине (поля скорости движения, давления, температуры);
- скорость движения шлама.

Операционное представление, используемое для определения различий в наблюдении одного и того же свойства, называется параметром. Параметрическим множеством в данном случае будем считать разновидности буровых растворов. Элементами параметрического множества являются типы растворов: растворы на нефтяной основе, газообразные и водные.

Целью системного моделирования объектов является получение новых знаний об их поведении в виде зависимостей, правил, моделей. Поэтому следующим этапом после системы данных является построение системы с поведением, подразумевающее разработку математических моделей, связывающих все переменные системы. Структурная схема системы, моделирующей объект, показана на рис.1.7.



Рис.1.7. Структурная схема системы

Связи между элементами системы:

- экспериментальная методика определения реологических характеристик БР;
- математическая модель неизотермической гидродинамики бурового раствора в скважине;
- математическая модель и алгоритм управления чистотой забоя на основе контроля и рецептурного регулирования реологических характеристик бурового раствора.

Построенная система предназначена для достижения цели диссертационного исследования: управление качеством промывки скважины при бурении на основе контроля и регулирования РХ бурового раствора, что способствует повышению эффективности бурения за счет создания благоприятных условий работы для породоразрушающего инструмента.

Целью проводимых исследований является установление и описание связей между элементами системы управления качеством промывки скважины при бурении посредством контроля РХ БР [104].

### **1.5. Выводы, постановка цели и задач исследований**

1. При добыче нефти и газа промывка скважины при бурении играет огромную роль. При условии правильно выбранного БР значительно повышается качество добываемого полезного ископаемого. При всем большом разнообразии существующих буровых растворов среди них нет универсальных, способных выполнять большинство основных функций одновременно, поэтому применяются различные растворы, отличающиеся составом, свойствами и областью применения. В настоящее время есть целый ряд различных классификаций БР, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Буровой раствор характеризуется целым рядом признаков: составом дисперсионной среды и дисперсной фазы, степенью и составом минерализации, наполнителями, щелочностью, химической обработкой, способом приготовления. Они определяются, исходя из

геологических условий и технических особенностей проходки скважин. Установлено, что на состав буровых растворов также оказывает влияние температура внутри скважин, которая на многих российских месторождениях при установившемся движении БР достигает 80<sup>0</sup>С. Показано преимущество использования на месторождениях Удмуртии ГР на основе глинопорошков.

2. Среди большого количества различных БР наиболее совершенными остаются растворы на водной основе .

3. Из БР на водной основе в особый класс выделяются ГР, обработанные химическими реагентами, которые позволяют бурить на глубине 6000м, экономя количество обсадных труб, при этом стенки скважины не обваливаются, что играет огромную роль в современном бурении. Поэтому применение ГР обусловлено, прежде всего, обеспечением устойчивости стенки скважины путем коркообразования и способностью сдерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы. Кроме того, они должны быть термостойкими и выдерживать определенные давления, поэтому в настоящее время не обработанные ГР практически не используются.

4. Глина – это дисперсная система, состоящая из воды и взвешенных в ней частичек. Основными характеристиками глинистых дисперсных систем являются вязкость и напряжение сдвига. Для выноса мелких частиц достаточно, чтобы раствор был маловязким, а для выноса более крупных – раствор должен быть более вязким, но не нарушать предельные нормы вязкости. Глинистый раствор в условиях циркуляции – НЖ. Наиболее точно реологические свойства ГР описываются моделью Шведова–Бингама. Нахождение ПВ и предельного динамического напряжения сдвига (ДНС) оправдано только в том случае, когда течение рассматриваемых жидкостей в зазоре вискозиметра описывается моделью Шведова – Бингама.

5. Важнейшим процессом при промывке скважины БР, в частности, глинистым, является сохранение его первоначальной структуры в процессе циркуляции под воздействием высоких температур и давлений. Поэтому важную роль играет своевременное получение точной информации о

реологических свойствах БР, которые оказывают значительное влияние на вынос выбуренной породы на поверхность, порождение гидродинамического давления в скважине, которое, в свою очередь, влияет на возможность возникновения осложнений в процессе строительства скважин (проявление или поглощение БР, гидроразрыв горных пород, а также загрязнение нефтегазосодержащего пласта). Таким образом, возникает задача управления РХ БР в скважине, которая может быть решена химическим путем (обработкой буровых растворов различными химическими реагентами) и аппарано-методическим путем (разработкой метода и устройства для определения реологических свойств).

6. На большинстве буровых для контроля протекания процесса бурения применяют метод визуальной или условной оценки. Эти способы не дают надежные результаты. Для получения функциональной зависимости реологических свойств ГР при промывке скважины необходимо разработать метод и устройство определения вязкости и напряжения сдвига БР, в которых условия течения глинистого раствора, обработанного химическими реагентами, близки к условиям, возникающим при промывке скважины. В бурении чаще приходится иметь дело с течением жидкостей в цилиндрических каналах: внутри колонн бурильных и обсадных труб, в кольцевом пространстве между бурильными и стенками скважины, в трубах и соединительных шлангах. Аналогичное осевое движение жидкостей имеет место и в КВ.

7. Для оценки реологических свойств БР (которые относятся к вязкопластическим) наиболее целесообразно применение ПВ и предела текучести. Эти характеристики являются важными критериями при описании БР. ПВ и предел текучести рассчитываются на основе показаний вискозиметра.

Исходя из вышеизложенного, целью и задачами диссертационной работы являются следующие.

Цель работы – разработка научно-обоснованных технических и методических решений для управления качеством промывки скважины при

бурении на основе контроля и регулирования РХ бурового раствора, что способствует повышению эффективности бурения за счет создания благоприятных условий работы для породоразрушающего инструмента.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить анализ и определить основные показатели буровых растворов, влияющие на качество промывки скважины при бурении.

2. Разработать экспериментальную методику определения РХ бурового раствора – вязкости и предела текучести при переменных температурах и давлении.

3. Построить математическую модель неизотермической гидродинамики бурового раствора в скважине, учитывающую его пластические свойства.

4. Разработать математическую модель и алгоритм оптимального управления качеством технологического процесса промывки скважины на основе контроля и регулирования РХ бурового раствора.

## **ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

В главе рассмотрены основные факторы, влияющие на состав БР, исходя из геологических условий и технических особенностей проходки скважин, изложены требования к их качеству. Показано преимущество применения на месторождениях Удмуртии ГР на основе глинопорошков, представлена методика их приготовления. Разработана методика определения РХ БР, защищенная патентом на изобретение, для установления типа исследуемого раствора (вязкопластического, псевдопластического, дилатантного).

Предложена методика для определения РХ вязкопластических растворов, позволяющая одновременно и точно находить вязкость и предел текучести по предложенным формулам. При этом для её реализации применяется достаточно простая конструкция установки. Применение созданной методики обеспечивает возможность создания прецизионных и одновременно простых вискозиметров.

### **2.1. Реологические свойства буровых растворов**

При бурении скважин реологические характеристики БР играют важную роль. Отрицательные реологические свойства могут привести к формированию пробок в стволе скважины, накоплению шлама в призабойной зоне ствола, замедлению механической скорости бурения, прихвату бурильной колонны, размыву стенок ствола, поглощению промывочной жидкости и даже выбросу. Многообразие типов БР, управление их свойствами за счет добавок в процессе бурения, широкий диапазон скоростей деформации (в кольцевом пространстве, бурильной колонне и насадках долота), переменные температуры и давления в процессе циркуляции – все это осложняет реологическую классификацию, т.е.

описание одного и того же раствора одним реологическим уравнением.

К наиболее важным РХ глинистых БР относятся:

- пластическая вязкость;
- предел текучести (предельное ДНС).

Течение глинистых БР описывается следующим реологическим уравнением:

$$\tau = \tau_s + \mu \dot{\gamma}, \quad (2.1)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига;  $\tau_s$  – динамическое напряжение сдвига;  $\dot{\gamma}$  – СС;  $\mu$  – пластическая вязкость.

При течении раствора проявляется действие сил трения, препятствующее его течению, причем сдвиг легче происходит между слоями раствора, чем между стенкой бурильной колонны и первым слоем раствора. Скорость каждого последующего слоя раствора прогрессивно возрастает в направлении от стенки бурильной колонны к её центру. Скорость, с которой один слой раствора движется относительно соседнего слоя, называется скоростью сдвига.

В циркуляционной системе буровой СС зависит от средней скорости движения раствора в той форме циркуляционного пространства (БТ, затрубное пространство (ЗП)), в которой оно происходит. Так, СС будет выше внутри бурильной колонны и ниже в ЗП. Изменения в подаче насоса влияют на СС БР во всей циркуляционной системе, хотя форма циркуляционного пространства может меняться. Более высокие скорости сдвига обычно вызывают возникновение силы сопротивления напряжению сдвига большей величины. Поэтому напряжения сдвига в бурильной колонне (т.е. там, где скорости сдвига более высокие) превышают напряжения сдвига в ЗП (где скорости сдвига более низкие).

Сумма потерь давления во всей циркуляционной системе (давление на выкиде насоса) часто ассоциируется с напряжением сдвига, в то время, как подача насоса связывается со скоростью сдвига. Это взаимоотношение между скоростью сдвига и напряжением сдвига жидкости и определяет характер её

движения. На рисунке 2.1 приведены профили скоростей и реограммы движения по цилиндрической трубе ньютоновского и бингамовского БР в ламинарном режиме.

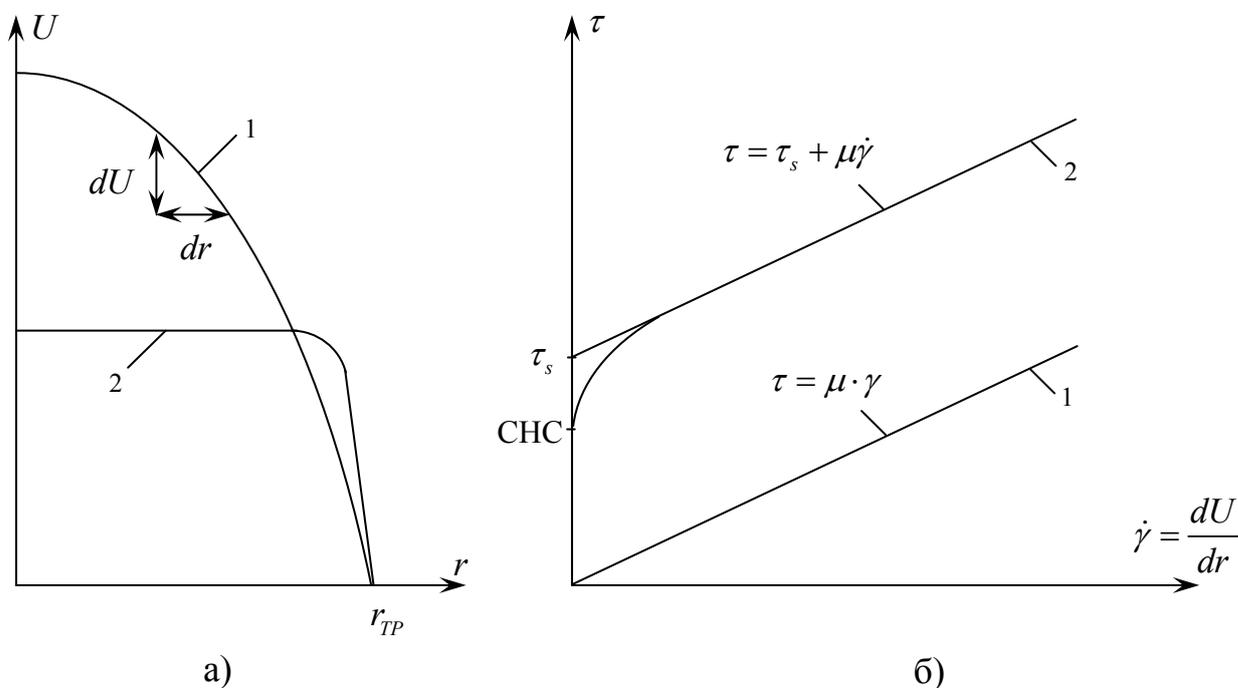


Рис.2.1. Профили скоростей и реограммы ньютоновского (1) и бингамовского (2) БР в ламинарном режиме

Из графиков видно, что степень изменения скорости  $U$  от радиуса  $r$  трубы ( $\frac{dU}{dr}$  – СС) соответствует наклону  $\frac{dU}{dr}$  профиля скорости в данной точке, который имеет максимальную величину на стенке трубы и уменьшается до нуля в центре трубы [45, 107, 117]. При этом профиль скорости для ньютоновского БР имеет вид параболы, а бингамовского БР – плоский профиль, обусловленный структурированностью раствора.

В таких БР, содержащих глинистую фазу (или коллоидные частицы), частицы глины при движении раствора сталкиваются друг с другом, увеличивая напряжение сдвига или силу, необходимую для поддержания данной скорости движения раствора. С ростом скорости сдвига частицы выравниваются по направлению потока раствора и взаимодействие между

ними уменьшается. В центре трубы (где  $SS$  небольшая) взаимодействие частиц довольно значительно, раствор имеет тенденцию к передвижению единой массой и профиль скорости потока становится плоским. Плоский профиль потока скорости повышает качество промывки скважины. При низких скоростях сдвига частицы соединяются под действием электростатических сил друг с другом, повышая сопротивление течению раствора. Однако, при высоких скоростях сдвига эти связи разрушаются и раствор больше напоминает воду, и реограмма течения бингамовского БР с некоторого значения  $\tau_s$  (ДНС) характеризует движение ньютоновской жидкости (рис.2.1.).

Следует отметить, что наилучшими РХ обладают бингамовские БР, имеющие плоский ПС (способствующий наилучшему выносу шлама) и структурированность раствора (указывающую на возможность поддержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции БР).

## **2.2. Обоснование выбора и методика приготовления буровых растворов для месторождений Удмуртии на основе глинопоорошков**

Многие месторождения Удмуртии относятся к трудно извлекаемым запасам нефти, поэтому для вскрытия продуктивных пластов применяются различные виды скважин (вертикальные, горизонтальные, наклонные), что приводит к необходимости решения целого ряда технологических задач. В настоящее время качество бурения в значительной степени зависит от состава используемого БР. Буровые промывочные растворы представляют собой многокомпонентные системы, технология приготовления и регулирование свойств которых приобретает все более самостоятельное научное и практическое значение. В зависимости от геолого-технических условий проходки скважины устанавливаются требования к составу и свойствам БР, тип которого, его компонентный состав и границы требуемого

применения определяются, исходя из физико-химических свойств пород, пластового и горного давления, забойной температуры.

Основные факторы, влияющие на состав буровых растворов следующие:

- окружающая среда (раствор не должен ее загрязнять);
- геология (состав раствора должен как можно лучше соответствовать геологическим требованиям);
- техника безопасности (БР должны быть просты и безопасны в работе, а также они должны быть пожаробезопасными);
- стоимость (раствор должен изготавливаться из недорогих доступных материалов с использованием небольшого количества химических реагентов, обеспечивая при этом необходимые характеристики для выноса шлама на поверхность).

Исходя из стоимости, сложности приготовления, сохранности бурильного оборудования, пожароопасности, наиболее распространенными экологически чистыми и экономически выгодными являются буровые растворы на водной основе [25, 55, 117].

Тип бурового раствора для месторождений Удмуртии, его исследуемый состав и диапазон возможного применения устанавливаются, в первую очередь, исходя из геологических требований [47, 49]. При этом выбранные растворы должны отвечать не только требованию наибольшей эффективности в данных условиях, но и получение их составляющих должно основываться на доступных и дешевых реагентах и материалах. Следует отметить, что в результате неоднородности факторов почвообразования (в том числе, рельефа) почвенный покров Удмуртии разнообразен [51]. В нефтяных районах чаще всего встречаются по механическому составу песчаные и суглинистые почвы (пески, суглинки). Уровень грунтовых вод близок к поверхности [55]. В связи с этим раствор должен обладать, прежде всего, коркообразующими функциями. Этим требованиям отвечают глинистые БР, имеющие ряд свойств, которые отсутствуют у других видов

промывочных жидкостей (способность глинизировать стенки ствола скважины (коркообразование) и поддерживать частицы выбуренного грунта во взвешенном состоянии во время прекращения циркуляции). На глинистый раствор в скважине оказывается давление, равное весу столба раствора. Образовавшаяся корка способствует решению целого ряда задач: сдерживание протекания воды из раствора в пласт, герметизация всех трещин в стенках скважины (при этом стенки становятся прочными и не обваливаются), а также защита от проникновения воды, нефти и газа из различных пластов в скважину. Поэтому применение ГР обусловлено, прежде всего, обеспечением устойчивости стенки скважины путем коркообразования и способностью удерживать во взвешенном состоянии крупницы выбуренной породы, а также быть термостойким и переносить определенные давления [12, 13, 29]. Глинистые растворы на основе глинопорошков, обработанные химическими реагентами, позволяют бурить на глубине до 6000 м, экономя количество обсадных труб (при этом стенки скважины не обваливаются [25], что играет огромную роль в современном бурении).

В современной практике бурения практически не используют комовые глины из карьеров, так как они не соответствуют требованиям, необходимым для создания высококачественных растворов. Использование глинопорошков имеет ряд преимуществ по сравнению с потреблением комовой глины [20]:

- изготовление бурового раствора из глинопорошков выполняется за малое время, а раствор получается высокого качества;
- эмульгирование мелких частиц происходит быстрее и эффективнее, чем крупных;
- транспортировка глинопорошков обходится дешевле;
- благодаря применению глинопорошков удается автоматизировать процесс приготовления бурового раствора на буровой.

Основные виды глинопорошков Удмуртии и их свойства приведены в таблице 2.1 [21,22].

Таблица 2.1. Основные виды и свойства глинопорошков Удмуртии

Глина	Общая обменная емкость, $10^{-3}$ моль/100 г	Состав обменных катионов, $10^{-3}$ моль/100 г		Коэффициент коллоидальности, К	Выход раствора из 1 т глины $\text{м}^3$	Показатели растворов при вязкости 25 с по ПВ-5						
		Ca+M г	Na+K			$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	$\hat{i}$ , см <sup>3</sup> /30 мин	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	$\eta_{пл}$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа	Объемное содержание твердой фазы в суспензии, %
Саригюхский бентонит:												
1-й сорт	85,49	32,89	43,83	0,85	14,0	1,04	11	24,50	56,80	10,0	40,60	3,00
2-й сорт	73,20	-	-	-	10,5	1,06	12	16,23	45,42	12,0	48,0	4,60
3-й сорт	69,80	-	-	-	7,9	1,08	13	-	18,32	12,6	24,90	5,50
Черкасский бентонит:												
1-й сорт	71,54	68,50	3,04	0,89	11,7	1,05	15	94,67	112,94	9,5	42,20	3,41
2-й сорт	68,16	-	-	-	9,8	1,07	14	51,92	85,51	11,5	51,48	4,08
Огланлинский бентонит	76,43	-	-	-	10,6	1,05	24	33,38	38,70	17,5	23,40	3,85
Дружковская	29,30	9,30	19,90	0,2	3,4	1,22	53	34,54	33,77	9,5	79,56	12,87
Куганакская (талалаевская)	31,80	13,73	18,35	0,39	2,9	1,23	30	131,37	137,43	7,0	86,92	15,50
Нефтегабадская	24,08	18,80	5,84	0,20	2,0	1,35	33	48,87	54,97	12,0	118,56	23,3
Палыгорскит	29,80	-	-	-	3,48	1,18	19	155,75	161,86	9,0	358,8	12,87
Биклянская	26,82	-	-	-	2,24	1,28	58	33,59	36,65	6,0	122,60	20,80

\*К – отношение величины адсорбции метиленовой сини 1 г глины к величине адсорбции 1 г коллоидных частей бентонита

Все глинопорошки, используемые для приготовления БР по коллоидным свойствам можно разделить на следующие группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхский (1 сорт) и черкасский (1 сорт) бентониты.

2. Глины средней коллоидности – огланлинский, черкасский (2 сорт), саригюхский (2, 3 сорт) бентониты .

3. Низкоколлоидные глины (дружковская, куганакская, нефтеабдская, биклянская). Они характеризуются высоким содержанием твердой фазы.

Полученные растворы из глинопорошков третьей группы чаще всего обладают вязкопластическими свойствами. А вынос выбуренной породы наиболее эффективен, если БР относится к вязкопластическим жидкостям [21]. При этом раствор не должен быть излишне высоковязким, поскольку скорость бурения зависит от вязкости бурового раствора. На рис. 2.2. представлен график влияния вязкости бурового ГР на скорость бурения [90]. Вязкость должна поддерживаться минимально необходимой для обеспечения процесса бурения.

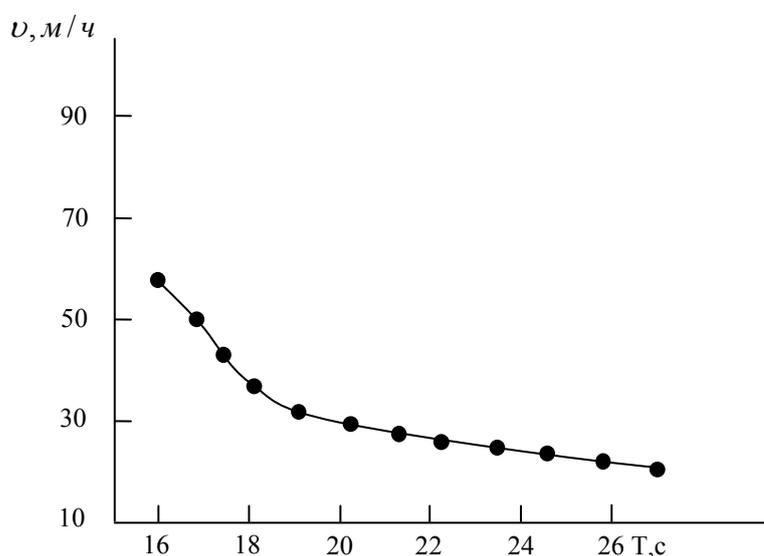


Рис. 2.2. Влияние условной вязкости глинистого раствора на скорость бурения

При больших гидравлических сопротивлениях в кольцевом пространстве и, как следствие, слишком высокой вязкости возможны раскрытие трещин в слабых пластах (гидроразрыв) и поглощение, раствор хуже очищается от

шлама и газа, повышается дифференциальное давление на забое, понижается подача бурового насоса. Также при повышенной вязкости БР при прочих равных условиях поглощается менее интенсивно и вынос шлама осуществляется при меньшей скорости восходящего потока [61].

Традиционные ГР во многих случаях практически непригодны для бурения. Высокие температуры и давления вызывают повышение водоотдачи и снижение вязкости раствора. При этом предельное напряжение сдвига, как правило, повышается, однако иногда с повышением температур может и снижаться [2, 6, 99].

Основное назначение обработки химическими реагентами бурового раствора – это его стабилизация как дисперсной системы, либо изменение структурно-химических свойств этой системы. Реагенты, добавляемые к ГР, можно условно разделить по влиянию их на структурно – вязкие свойства растворов и водоотдачу на три группы [48, 78].

1. Реагенты-стабилизаторы (пептизаторы). В результате их влияния снижается водоотдача ГР, они сами по себе не повышают, а иногда даже значительно уменьшают величину напряжения сдвига. К реагентам-стабилизаторам принадлежат химические реагенты, снижающие водоотдачу и вязкость: углещелочной реагент (УЩР); сульфидно-спиртовая база (ССБ); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ); оксил; нитролегнин; сунил и т.д.

Чтобы увеличить вязкость и уменьшить водоотдачу обычно добавляют КМЦ, которая уменьшает водоотдачу и увеличивает вязкость пресных растворов. При высокой степени минерализации растворов необходимо увеличить ее добавку. Данный реагент является универсальным и улучшает почти все параметры ГР [30, 43].

2. Реагенты, способствующие образованию структур, к которым относятся кальцинированная сода, некоторые фосфаты, жидкое стекло, а также едкий натр. При незначительных добавках данных реагентов (0,1...0,2%) снижается вязкость и водоотдача. При избыточных добавках происходит загустевание раствора. Кальцинированная сода (углекислый

натрий)  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  применяется для смягчения воды и является одним из наиболее используемых реагентов, которые употребляют для улучшения диспергирования глин при приготовлении ГР. Если в буровых организациях для приготовления растворов применяются низкокачественные глины, то для улучшения ГР применяются реагенты общеулучшающего действия, обычно кальцинированная сода.

3. Реагенты-коагуляторы. К этой группе относятся нейтральные или кислые соли или кислоты (сульфаты натрия, кальция, магния и др.), которые при значительных концентрациях приводят к ухудшению качества ГР. Поэтому данная группа реагентов не применяется при изготовлении бурового раствора.

Условность представленного деления состоит в том, что реагенты одной группы в той или иной мере проявляют свойства реагентов другой группы. В одних условиях реагент проявляет в большей степени свойства стабилизатора, в других – структурообразователя или реагента специального назначения [52, 60].

Технологии подготовки значительного числа реагентов просты и сводятся к растворению их в воде, после чего их вводят в ГР. Процесс изготовления глинистого БР состоит из следующих операций [4]:

- смешивание воды с глиноматериалами;
- стабилизация глинистой суспензии химическими реагентами;
- утяжеление стабилизированного БР.

Состав наиболее эффективного глинистого раствора на основе Куганакского глинопорошка приведен в таблице 2.2.

Методика приготовления раствора заключается в следующем. В пресную водопроводную воду вводят соду кальцинированную, перемешивают 5-10 минут, добавляют Куганакский глинопорошок, интенсивно перемешивают не менее 2-3 часов, добавляют КМЦ в виде 2% водного раствора (медленно вливают) при постоянном перемешивании.

Таблица 2.2. Состав ГР на основе Куганакского глинопорошка

№ п/п	Наименование реагента	Расход на 1 литр пресной водопроводной воды, г	
		Низковязкий раствор*	Высоковязкий раствор**
1	Сода кальцинированная	5	5
2	КМЦ	2	4-5
3	Глинопорошок	250	250

\*- условная вязкость в пределах 25-40 секунд;

\*\* - условная вязкость 60 секунд и более.

Перемешивают 20-30 минут. Куганакский глинопорошок – природный глинистый материал с Талалаевского месторождения, Республика Башкортостан, с.Большой Куганак, ООО «Стерлитамакский завод НефтеСпецМатериалов». Выпускаемые предприятием глинопорошки применяются для приготовления буровых растворов на ОАО «Башнефть», ОАО «Удмуртнефть». Химический состав глины представлен в таблице 2.3:

Таблица 2.3. Химический состав глины

Вещество	Содержание, %
$SiO_2$	58,5-61,1
$Al_2O_3$	28,3-30,3
$F_2O_3$	4,54-5,04
$CaO$	1,37-1,47
$MgO$	0,78-1,09
$Na_2O, K_2O$	1,44-1,48
ППП	10,4-11,7

В результате проведенного анализа можно сделать следующий вывод. БР на водной основе наиболее приемлемы для Удмуртских месторождений, при этом в особый класс необходимо выделить ГР на основе глинопорошков, обработанные химическими реагентами. Среди них наиболее эффективным является Куганакский глинопорошок, который изготавливается в Башкирии и позволяет получить значительную экономию за счет его стоимости и транспортных расходов. Следует отметить, что растворы из Куганакского глинопорошка отличаются некоторой гидрофильностью, что благоприятно влияет на промывку скважины в данной местности (так как почвенный покров Удмуртии разнообразен, а грунтовые воды близки к поверхности). Токсичность данного БР очень низка, что позволяет уменьшить его загрязняющее воздействие на окружающую среду. Следует отметить, что для качественной промывки скважины при бурении БР должен обладать свойствами вязкопластической жидкости.

### **2.3.Методика определения типа бурового раствора**

При промывке скважин в большинстве случаев применяются БР на водной основе (примерно в 98% случаев), которые относятся к НЖ [25, 99, 117]. К неньютоновским относится такой раствор, кривая течения которого не является линейной, т.е. вязкость данного раствора не является постоянной при заданных температуре и давлении, а зависит от других факторов (скорость деформации сдвига, предыстория жидкости и др.). Для определения, к какому типу НЖ относится БР, необходимо найти кривую его течения. Реологические свойства каждого отдельного раствора зависят от скорости сдвига. Раствор, ведущий себя как бингамовский в одном диапазоне сдвигов, в другом диапазоне становится псевдопластическим, а при больших скоростях сдвига начинает проявлять свойства ньютоновской жидкости [71]. Поэтому при исследовании возможностей регулирования свойств БР важную роль играет своевременное получение точной информации о его РХ.

Проанализируем ЛТ неньютоновского раствора, свойства которого не зависят от времени. В данном случае реологическое уравнение, связывающее касательное напряжение и скорость сдвига в этой точке, можно показать в виде [107]:

$$\dot{\gamma} = f(\tau), \quad (2.2)$$

где  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига;  $\tau$  – напряжение сдвига.

Функция  $f$  реализует взаимосвязь между напряжением сдвига и скоростью сдвига, графическое отображение которой называют кривой течения неньютоновского раствора. При определении аналитического выражения функции  $f$  можно применить следующий способ: выполнить эксперименты с изучаемым неньютоновским раствором; далее по точкам построить кривую его течения (каждая точка соответствует выполненному эксперименту) и, аппроксимируя полученную кривую, найти аналитическое выражение для  $f$ .

Определим формулы для нахождения скорости сдвига и напряжения сдвига по результатам эксперимента.

При течении в КК будем иметь:

$$-\frac{du}{dr} = f(\tau), \quad (2.3)$$

где  $u$  – скорость;  $r$  – радиус;  $\tau$  – напряжение сдвига на радиусе  $r$ .

Распределение сил трения при течении неньютоновского раствора в КК найдем из баланса сил, действующих на кольцевой элемент по осевой длиной  $dL$  между радиусами  $r$  и  $dr$  (рис.2.3.) [86]:

$$2\pi r dr dP = 2\pi dL \frac{d}{dr}(\tau r) dr, \quad (2.4)$$

где  $dp$  – перепад давлений на длине  $dL$ . Тогда  $\frac{dP}{dL}$  – продольный градиент давления в КК. Проинтегрировав выражение (2.4), получим:

$$\tau r = \frac{1}{2} r^2 \frac{dP}{dL} + const. \quad (2.5)$$

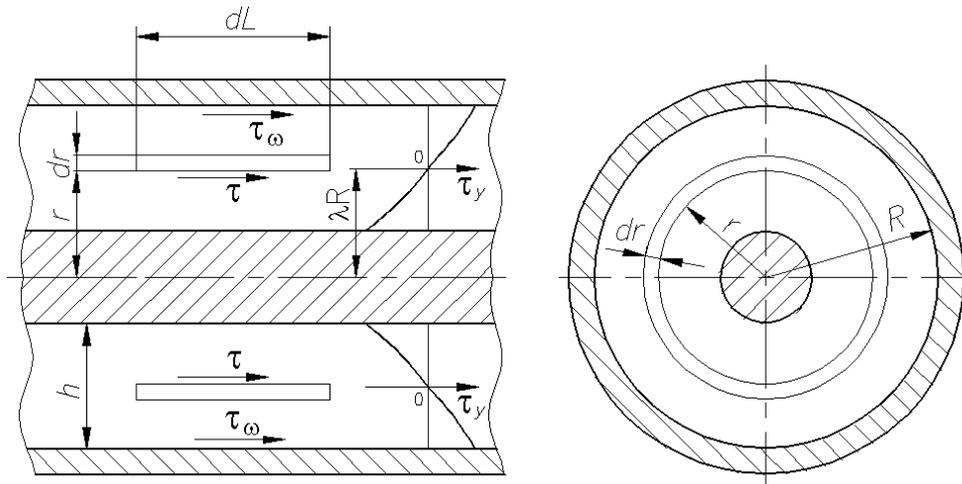


Рис. 2.3. Схема кольцевого зазора

Если  $\tau = 0$  (когда  $r = \lambda R$ , т.е. на радиусе, где скорость максимальная), то константа в выражении (2.4) будет равна  $-\frac{1}{2}(\lambda R^2) \frac{dP}{dL}$ .

Отсюда следует:

$$\tau = \frac{1}{2} \left( \frac{dP}{dL} \right) \left[ r - \frac{(\lambda R)^2}{r} \right]. \quad (2.6)$$

Определяем напряжение трения на стенке:

$$\tau_{\omega} = \frac{1}{2} \left( \frac{dP}{dL} \right) \left[ R - \frac{(\lambda R)^2}{R} \right]. \quad (2.7)$$

Преобразуем выражение (2.6) к следующему виду:

$$\tau = \frac{1}{2} \left( \frac{dP}{dL} \right) \left[ \frac{(r - \lambda R)(r + \lambda R)}{r} \right] \quad (2.8)$$

Обозначим  $r - \lambda R = y$ , где  $y$  – текущая координата слоя раствора. Тогда выражение (2.8) будет иметь вид:

$$\tau = \frac{1}{2} \left( \frac{dP}{dL} \right) y \left( 1 + \lambda \frac{R}{r} \right). \quad (2.9)$$

Формулу (2.7) представим как

$$\tau_{\omega} = \frac{1}{2} \frac{dP}{dL} \frac{(R - \lambda R)(R + \lambda R)}{R}. \quad (2.10)$$

Обозначим  $R - \lambda R = \frac{h}{2}$ , где  $h$  – толщина кольцевого зазора. В результате получим:

$$\tau_{\omega} = \frac{1}{2} \frac{dP}{dL} \frac{h}{2} (1 + \lambda). \quad (2.11)$$

Таким образом, на основании формул (2.9) и (2.11) отношение  $\frac{\tau}{\tau_{\omega}}$  можно записать в виде:

$$\frac{\tau}{\tau_{\omega}} = \frac{y}{h/2} \frac{\left(1 + \lambda \frac{R}{r}\right)}{(1 + \lambda)}. \quad (2.12)$$

Выражение (2.12) преобразуем следующим образом:

$$\frac{\tau}{\tau_{\omega}} = \frac{y}{h/2} \cdot \frac{1 + \frac{\lambda R}{r}}{1 + \frac{\lambda R}{R}} = \frac{y}{h/2} \cdot \frac{1 + \frac{\lambda R}{\lambda R + y}}{1 + \frac{\lambda R}{\lambda R + h/2}} = \frac{y}{h/2} \cdot \frac{1 + \frac{1}{1 + y/\lambda R}}{1 + \frac{1}{1 + h/2/\lambda R}}. \quad (2.13)$$

Как правило, величина кольцевого зазора  $h$  значительно меньше радиуса  $R$  и слагаемыми, содержащими множители  $\frac{h}{R}$  и  $\frac{y}{R}$ , можно пренебречь из-за их незначительности. Таким образом, приходим к случаю течения жидкости в плоской трубе и выражение (2.13) запишется следующим образом:

$$\tau = \tau_{\omega} \frac{y}{h/2}. \quad (2.14)$$

С учетом (2.14) формулу (2.3) можно записать так:

$$-\frac{du}{dy} = f\left(\tau_{\omega} \frac{y}{h/2}\right). \quad (2.15)$$

Интегрируя данное выражение получаем:

$$u(y) = \int_0^{h/2} f\left(\tau_{\omega} \frac{y}{h/2}\right) dy. \quad (2.16)$$

Согласно условию прилипания жидкости к стенке трубы ( $u\left(\frac{h}{2}\right)=0$ ) постоянная интегрирования будет равна нулю.

Определим величину объема раствора, протекающего через кольцевое сечение в единицу времени с учетом (2.16):

$$Q = 2\pi R \int_0^h u dy = 2\pi R \int_0^h f\left(\tau_\omega \frac{y}{h/2}\right) dy. \quad (2.17)$$

Дифференцируя формулу(2.14) находим:

$$d\tau = \frac{\tau_\omega}{h/2} dy. \quad (2.18)$$

Подставив (2.18) в (2.17) получаем:

$$Q = \frac{\pi R h}{\tau_\omega} \int_0^{\tau_\omega} f(\tau) d\tau. \quad (2.19)$$

Преобразуем последнее выражение к виду:

$$\frac{Q}{\pi R h} = F(\tau_\omega) = \frac{1}{\tau_\omega} \int_0^{\tau_\omega} f(\tau) d\tau. \quad (2.20)$$

Продифференцировав это выражение получаем:

$$d\left[\tau_\omega F(\tau_\omega)\right] = d \int_0^{\tau_\omega} f(\tau) d\tau, \quad (2.21)$$

откуда

$$f(\tau_\omega) = \frac{d\left[\tau_\omega F(\tau_\omega)\right]}{d\tau_\omega}. \quad (2.22)$$

Подставляем значение  $f(\tau_\omega)$  в (2.15), в результате чего получаем:

$$-\frac{du}{dy} = \frac{d\left[\tau_\omega F(\tau_\omega)\right]}{d\tau_\omega}. \quad (2.23)$$

Продифференцировав, имеем:

$$-\frac{du}{dy} = F(\tau_\omega) + \tau_\omega \frac{dF(\tau_\omega)}{d\tau_\omega}. \quad (2.24)$$

В результате подстановки в (2.24) значений  $F(\tau_\omega)$  и  $\tau_\omega$  получаем систему:

$$\begin{cases} \frac{du}{dy} = \frac{Q}{\pi Rh} + \frac{h\Delta P}{L} \frac{d\left(\frac{Q}{\pi Rh}\right)}{d\left(\frac{h\Delta P}{2L}\right)}; \\ \tau_\omega = \frac{h\Delta P}{2L}. \end{cases} \quad (2.25)$$

По полученным при проведении экспериментов значениям  $Q$  и  $\Delta P$  система (2.25) позволяет построить кривую течения исследуемой НЖ в координатах  $\dot{\gamma} - \tau$ . На рис.2.4 [107] приведены реологические кривые течения для различных типов неньютоновских БР. По внешнему виду кривой можно определить тип исследуемого раствора.

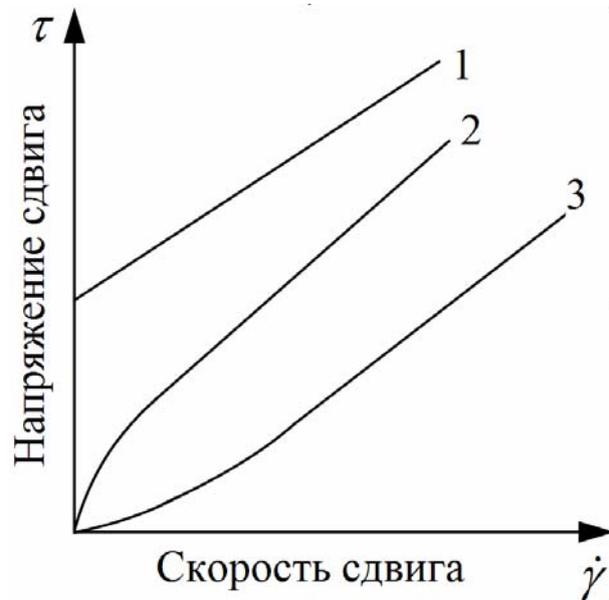


Рис. 2.4. Кривые течения различных типов неньютоновских БР (где 1 – бингамовский пластик; 2 – псевдопластический; 3 – дилатантный)

Аппроксимируя полученные экспериментальные значения  $Q$  и  $\Delta P$  (например, методом наименьших квадратов), можно найти аналитическую зависимость  $\frac{du}{dy} = f(\tau)$  для исследуемого раствора. Изучим типы неньютоновских БР, представленных на рис. 2.4, более подробно.

### 2.3.1. Бингамовские вязкопластические растворы

К бингамовским БР относят растворы, имеющие начальный предел текучести  $\tau_s$ , ниже которого они не проявляют себя как твердые тела [80, 82, 102, 107]. Поэтому график консистенции *бингамовского раствора* должен описываться двумя параметрами – предельным ДНС и ПВ.

Кривая течения для этих растворов выглядит как прямая линия, пересекающая ось напряжения сдвига на расстоянии  $\tau_s$  от ее начала. Напряжение текучести  $\tau_s$  есть предел, при превышении которого происходит возникновение вязкого течения. Для бингамовских растворов реологическое уравнение можно записать в виде:  $\tau - \tau_s = \mu \dot{\gamma}$ ,  $\tau > \tau_s$ , где  $\mu$  – ПВ, которая численно равна тангенсу угла наклона кривой течения.

Для практики весьма удобно понятие идеализированного бингамовского раствора, потому что многие реальные растворы очень близки к этому типу. В качестве примера могут служить: шламы, буровые растворы, масляные краски, зубная паста и сточные грязи. Разъяснение поведения бингамовских растворов основывается на предположении о наличии у неподвижного раствора пространственной структуры, в достаточной степени жесткой, чтобы противодействовать любому напряжению, не превышающему по величине  $\tau_s$ . В случае превышения напряжения величины  $\tau_s$  структура полностью разрушается, и система, в данном случае, ведет себя как обыкновенная ньютоновская жидкость. Если же напряжение сдвига становится меньше  $\tau_s$ , структура восстанавливается. Следует отметить, что аналогичная зависимость была предложена в 1889г. Ф.Н.Шведовым задолго до появления работы Бингама (1916 г.).

### 2.3.2. Псевдопластические буровые растворы

К псевдопластическим растворам относят такие, которые имеют несимметричные частицы или молекулы высокополимеров, например,

суспензии или растворы полимеров, похожие на производные целлюлозы.

При незначительных изменениях скоростей деформации молекулы высокополимеров или несимметричные частицы своими большими осями ориентируются вдоль направления движения, в связи с чем возрастает напряжение внутри. По окончании завершения ориентирования поведение раствора не отличается от ньютоновского. Иначе говоря, если нажимать на псевдопластический раствор не резко, то его вязкость будет высока, а если резко – то будет уменьшаться. Для таких растворов кривая течения показывает, что отношение напряжения сдвига к скорости сдвига уменьшается по мере увеличения скорости сдвига. Также у них отсутствует предел текучести, а реологическая кривая течений становится линейной только на самых больших скоростях деформации сдвига.

### **2.2.3. Дилатантные растворы**

К дилатантным растворам относятся растворы с большим содержанием твердых частиц. При движении с небольшим градиентом скорости раствор играет роль смазки между твердыми частицами и снижает трение. В случае дальнейшего увеличения градиента скорости раствор ведет себя, как ньютоновский [107].

Характерным примером дилатантных растворов является крахмальное молочко (2 части крахмала на одну часть воды) или охлажденная карамель. У дилатантных растворов, как и у псевдопластических, отсутствует предел текучести, однако, они отличаются тем, что кажущаяся вязкость не уменьшается, а наоборот увеличивается с повышением скорости сдвига. Этот вид течения был открыт Рейнольдсом в суспензиях с высоким содержанием твердой фазы. Он высказал предположение о том, что эти суспензии в состоянии покоя имеют очень небольшую прослойку между твердыми частицами, жидкости хватает лишь на заполнение этих прослоек. А при сдвиге с незначительной скоростью деформации, жидкость играет роль

смазки, которая снижает трение частиц суспензии друг о друга, поэтому напряжения небольшие. При возрастании скорости деформации упаковка частиц теряет свою прочность, раствор разбухает, следовательно, увеличиваются прослойки с жидкостью. При получившейся в результате этого процесса структуре жидкости уже недостаточно для смазки трущихся друг о друга частиц. Поэтому текущие напряжения должны быть значительно увеличены. Именно процедура структурообразования является причиной быстрого нарастания кажущейся вязкости при увеличении скорости сдвига. Большинство из дилатантных растворов (такие, как крахмальные клейстеры) нельзя отнести к суспензиям, так как они не увеличиваются в объеме при сдвиге.

#### **2.4. Методика измерения вязкости и предела текучести вязкопластических растворов**

В настоящее время наибольшее распространение получили бингамовские БР, относящиеся к НЖ. При проведении их анализа основными являются параметры, характеризующие реологические свойства растворов, а именно, вязкость и предел текучести [76, 107]. Созданная методика имеет отличительную особенность, заключающуюся в возможности одновременного определения этих реологических характеристик с высокой точностью, при достаточно простой технической конструкции [89]. Методика может быть применена при разработке вискозиметров для определения вязкости и предела текучести вязкопластических сред при различных температурах и давлении и заключается в следующем. Исследуемый раствор нагревают до необходимой температуры и прокачивают через два одинаковых капилляра кольцевого сечения разной длины. Затем измеряют перепады давления на концах этих капилляров и по предложенным формулам вычисляют величины вязкости и предела текучести исследуемого раствора.

На рис.2.5. приведена схема устройства для реализации предложенной методики (где 1, 2 – одинаковые капилляры кольцевого сечения различной длины  $l_1, l_2$ ; 3, 4 – дифференциальные манометры (с электрическими выходами); 5, 6 – выходные камеры; 7, 8 – входные камеры с измерителями расхода жидкости; 9 – бак с исследуемой жидкостью; 10 – цифровой вычислитель со встроенным АЦП).

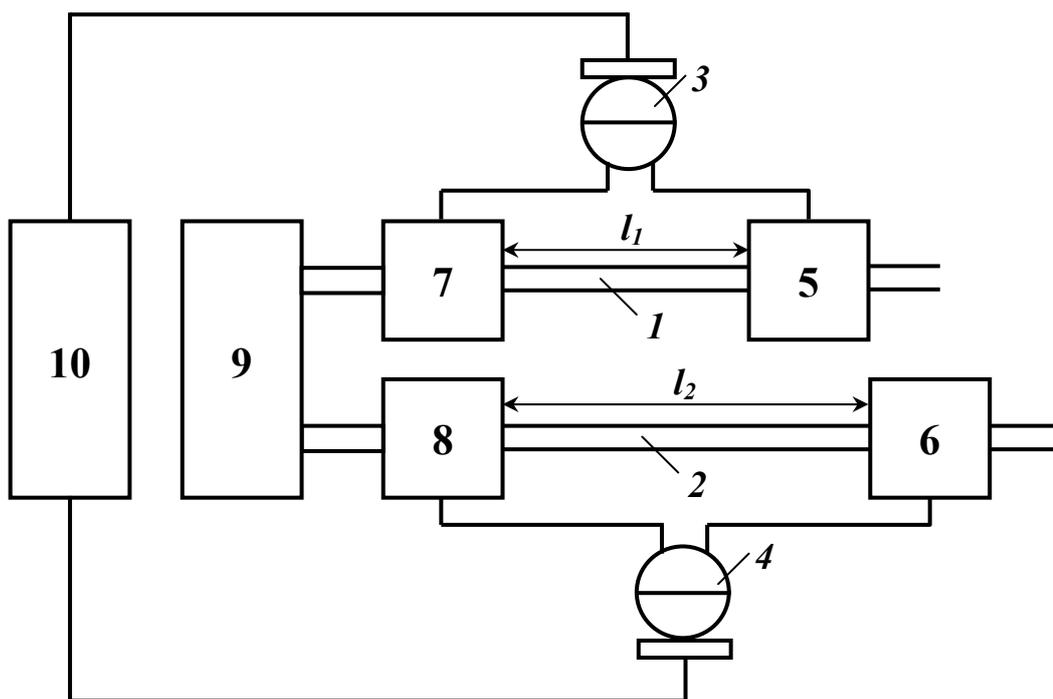


Рис. 2.5. Схема устройства для определения вязкости и предела текучести вязкопластической жидкости

Устройство работает следующим образом. Исследуемый раствор прокачивают через капилляры 1, 2, при этом дифференциальные манометры 3, 4 измеряют перепады давления на концах этих капилляров, которые подсоединены соответственно к выходным камерам 5, 6 и входным камерам 7, 8 с измерителями расхода жидкости. Бак с исследуемым раствором 9 подключен к входным камерам. На основании проведенных измерений цифровой вычислитель 10 (например, микропроцессор) со встроенным АЦП по предложенным формулам вычисляет величины вязкости и предела

текучести исследуемого раствора [131].

Течение вязкопластического раствора в КК иллюстрируется рис.2.6 (где  $R_1$  – радиус внутреннего цилиндра;  $R$  – радиус внешней стенки капилляра;  $h$  и  $r$  – толщина и текущий радиус слоя вязкопластического раствора в КК, соответственно).

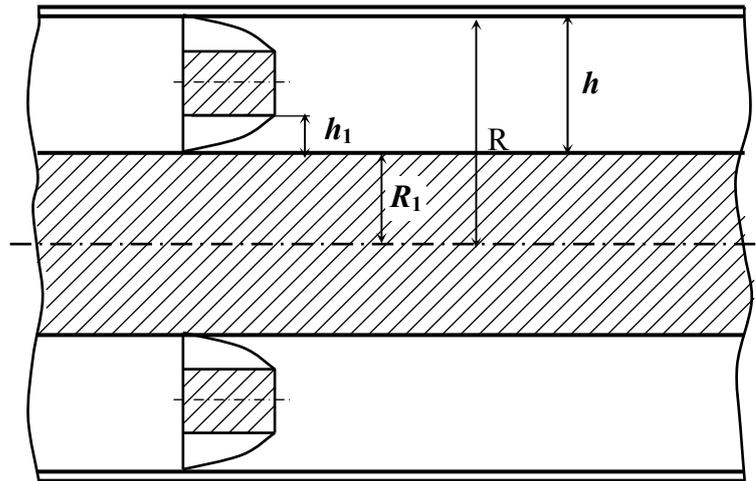


Рис. 2.6. Течение вязкопластической жидкости в кольцевом канале

Из физических соображений область течения раствора в КК разбита на три зоны и представлена эпюрой скоростей [46]:

1) зона I сдвигового течения:  $0 \leq y \leq h_1$ , где  $0 \leq v \leq v_0$ ;  $\frac{\partial v}{\partial y} > 0$ ;  $\tau > 0$ ;

$\frac{\partial v}{\partial y}$  – градиент скорости  $v$  в перпендикулярном ей направлении;  $y = r - R_1$  –

текущая координата слоя вязко–пластического раствора;  $\tau$  – напряжение сдвига;

2) зона II (ядро течения):  $h_1 < y < h_2$ , где  $v = v_0 = const$ ;  $\frac{\partial v}{\partial y} = 0$ ;

3) зона III сдвигового течения:  $h_2 \leq y \leq h$ , где  $0 \leq v \leq v_0$ ;  $\frac{\partial v}{\partial y} < 0$ ;  $\tau < 0$ .

Согласно [102] скорость и напряжение сдвига вязкопластического раствора в КК определяются по формулам:

$$v = \frac{\Delta p}{2\mu l}(hy - y^2); \quad (2.26)$$

$$\tau = \mu \frac{\partial v}{\partial y} = \frac{\Delta p}{2l}(h - 2y), \quad (2.27)$$

где  $\mu$  – вязкость раствора;  $\Delta p$  – перепад давлений на концах капилляра;  $l$  – длина капилляра. Напряжение сдвига достигает предельного значения  $\tau_s$  в координате  $y = h_1$ :

$$\tau_s = \frac{\Delta p}{2l}(h - 2h_1), \quad (2.28)$$

откуда

$$h_1 = -\frac{(2\tau_s l - \Delta p h)}{2\Delta p}. \quad (2.29)$$

Объемный расход раствора определяется выражением:

$$Q = 2\pi(R - \frac{h}{2}) \int_0^h v dy = \pi(2R - h) \left( 2 \int_0^{h_1} \left[ \left( \frac{\Delta p}{2\mu l} \right) (hy - y^2) \right] dy + \int_0^{h-2h_1} \left[ \left( \frac{\Delta p}{2\mu l} \right) (hy - y^2) \right] dy \right) = \pi \Delta p h_1 (2R - h) \frac{(3h^2 - 6hh_1 + 4h_1^2)}{6\mu l}. \quad (2.30)$$

Обозначим координату  $h_1$  для двух различных капилляров через  $h_1'$  и  $h_1''$ . Тогда объемный расход раствора для этих капилляров запишется следующим образом:

$$Q_1 = \pi \Delta p_1 h_1' (2R - h) \frac{(3h^2 - 6hh_1' + 4h_1'^2)}{6\mu l_1}; \quad (2.31)$$

$$Q_2 = \pi \Delta p_2 h_1'' (2R - h) \frac{(3h^2 - 6hh_1'' + 4h_1''^2)}{6\mu l_2}. \quad (2.32)$$

Из уравнения (2.31) выразим  $\mu$ :

$$\mu = \pi \Delta p_1 h_1' (2R - h) \frac{(3h^2 - 6hh_1' + 4h_1'^2)}{6Q_1 l_1}. \quad (2.33)$$

Подставим полученное выражение в уравнение (2.32):

$$Q_2 = Q_1 \frac{l_1 \Delta p_2 h'' (3h^2 - 6hh_1'' + 4h_1''^2)}{l_2 \Delta p_1 h_1' (3h^2 - 6hh_1' + 4h_1'^2)}. \quad (2.34)$$

Согласно (2.29) можно записать:

$$h_1' = -\frac{(2\tau_s l_1 - \Delta p_1 h)}{2\Delta p_1}; \quad (2.35)$$

$$h_1'' = -\frac{(2\tau_s l_2 - \Delta p_2 h)}{2\Delta p_2}. \quad (2.36)$$

Подставим выражения (2.35) и (2.36) в уравнение (2.34):

$$Q_2 = Q_1 \frac{\Delta p_1^2 l_1 (8\tau_s^3 l_2^3 - h^3 \Delta p_2^3)}{\Delta p_2^2 l_2 (8\tau_s^3 l_1^3 - h^3 \Delta p_1^3)}. \quad (2.37)$$

Решая это уравнение относительно  $\tau_s$  (предела текучести), получаем три корня, два из которых комплексные. Единственный действительный корень имеет следующий вид:

$$\tau_s = \frac{h \left[ \Delta p_1^2 \Delta p_2^2 (Q_2 l_2 \Delta p_1 - Q_1 l \Delta p_2) l_1^2 l_2^2 (Q_2 \Delta p_2^2 l_1^2 - Q_1 \Delta p_1^2 l_2^2) \right]^{\frac{1}{3}}}{2l_1 l_2 (Q_2 \Delta p_2^2 l_1^2 - Q_1 \Delta p_1^2 l_2^2)}. \quad (2.38)$$

Подставив (2.35), (2.36), (2.38) в (2.33), получим выражение для вязкости  $\mu$ :

$$\mu = \frac{\pi h^3 (2\Delta p_1^3 l_2^3 R + h\Delta p_1^3 l_2^3 - 2\Delta p_2^3 l_1^3 R - h\Delta p_2^3 l_1^3)}{12l_1 l_2 (Q_1 l_2^2 \Delta p_1^2 - Q_2 l_1^2 \Delta p_2^2)}. \quad (2.39)$$

Запишем выражение для объемного расхода раствора  $Q$ , подставив (2.29) в (2.30):

$$Q = \frac{\pi(\Delta p^3 h^3 - 8\tau_s^3 l^3)(2R - h)}{12\Delta p^2 \mu l}. \quad (2.40)$$

Аналогично, решая (2.40) относительно  $\tau_s$ , выбираем действительный корень:

$$\tau_s = \frac{\left[ \Delta p^2 (2\pi \Delta p h^3 R - 12Q\mu l - \pi \Delta p h^4)(2R - h)^2 \right]^{\frac{1}{3}}}{2\pi^{\frac{1}{3}} l (2R - h)}, \quad (2.41)$$

где в качестве  $\Delta p$ ,  $l$  и  $Q$  можно использовать данные, полученные для любого из используемых капилляров.

Таким образом, предложенная методика обеспечивает одновременное точное определение по формулам (2.3.14) и (2.3.16) вязкости и предела текучести вязкопластических растворов при достаточно простой конструкции установки для ее реализации.

Работоспособность данной методики проверена экспериментально на макете реализующего ее устройства [85]. Макет включает цилиндрическое основание, в который встроены стержень и плунжер с уплотнениями. Капилляр выполнен в виде кольцевого зазора между цилиндрическим корпусом и находящимся внутри него стержнем. Макет оснащен системой циркуляции раствора, который включает в себя обратный клапан, сливной и нагнетающие трубки, бак с исследуемым раствором. На описанном макете проводились последовательно два опыта, в каждом из которых использовался стержень одного диаметра и разной длины. На плунжер передавалось усилие, при котором он начинал сжимать исследуемый раствор и прокачивать его через капилляр. При проведении эксперимента на концах капилляра измерялся перепад давлений, при котором происходила прокачка раствора. Вязкость  $\mu$  и предел текучести  $\tau_s$  исследуемых растворов вычислялись согласно выражений (2.3.14) и (2.3.16). Результаты испытаний показали высокую точность предложенной методики определения вязкости и предела текучести (погрешность их нахождения составила  $\sim 5\%$ ). На рис.2.7. приведена схема устройства для реализации предложенной методики (где РЖ – резервуар с исследуемым раствором; СУ – силовая установка для обеспечения прокачивания раствора через капилляры К1, К2 одинакового кольцевого сечения различной длины  $l_1, l_2$ ; ВХК1, ВХК2 – входные камеры; ВК1, ВК2 – выходные камеры с измерителями расхода раствора; ДМ1, ДМ2 – дифференциальные манометры (с электрическими выходами); МП – микропроцессор со встроенным аналого-цифровым преобразователем). На рис. 2.8а приведены построенные с использованием формул (2,3) графики зависимостей погрешностей определения вязкости бурового раствора от погрешностей изготовления капилляров (1, 2 – для короткого и длинного капилляров, соответственно), на рис.2.8б – от толщины зазора (1) и радиуса (2) капилляров).

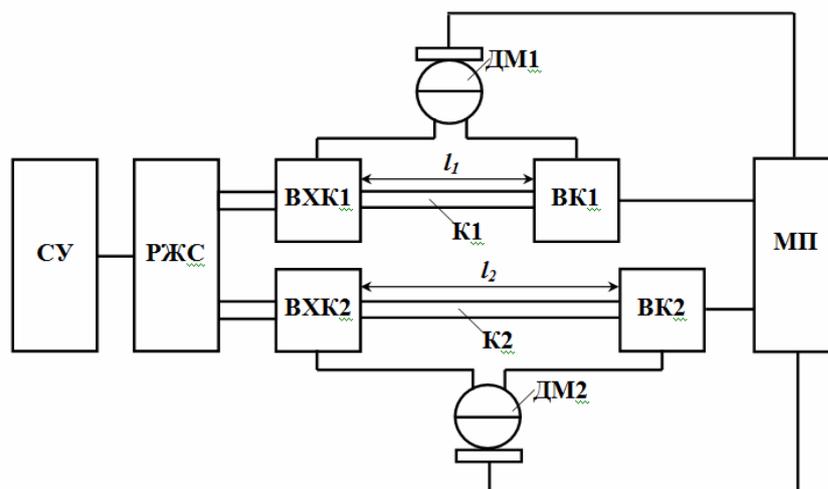


Рис. 2.7. Структурная схема устройства для определения реологических характеристик буровых растворов

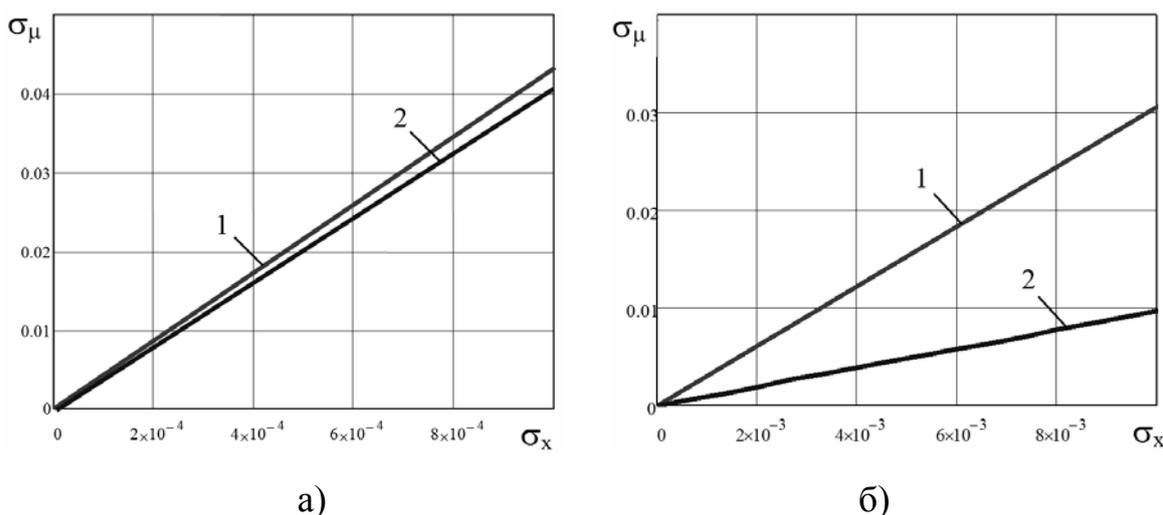


Рис.2.8. Зависимости погрешностей определения вязкости бурового раствора от погрешностей изготовления капилляров: а – длины капилляров; б – толщины зазора и радиуса капилляров

Из анализа графиков следует, что погрешность измерения РХ БР в значительной мере зависит от точности изготовления капилляров вискозиметра, которые определяются следующими геометрическими параметрами – длиной, толщиной кольцевого зазора и радиусом. Для обеспечения погрешности определения вязкости БР на уровне  $\sim 3-5\%$  с применением предложенного вискозиметра необходимо обеспечить следующие погрешности при изготовлении капилляров: для длины – не более  $\sim 0,1\%$ ; для толщины

кольцевого зазора –  $\sim 1,5\%$ ; для радиуса –  $\sim 5\%$ . Для определения предела текучести требования по точности изготовления капилляров значительно ниже, поэтому обеспечение вышеприведенной точности геометрических параметров капилляров является достаточной для определения обеих характеристик БР [121]. На рис. 2.9 приведены графики зависимостей погрешностей определения вязкости бурового раствора от погрешностей датчиков давления и расхода раствора (1, 2 – для короткого и длинного капилляров, соответственно).

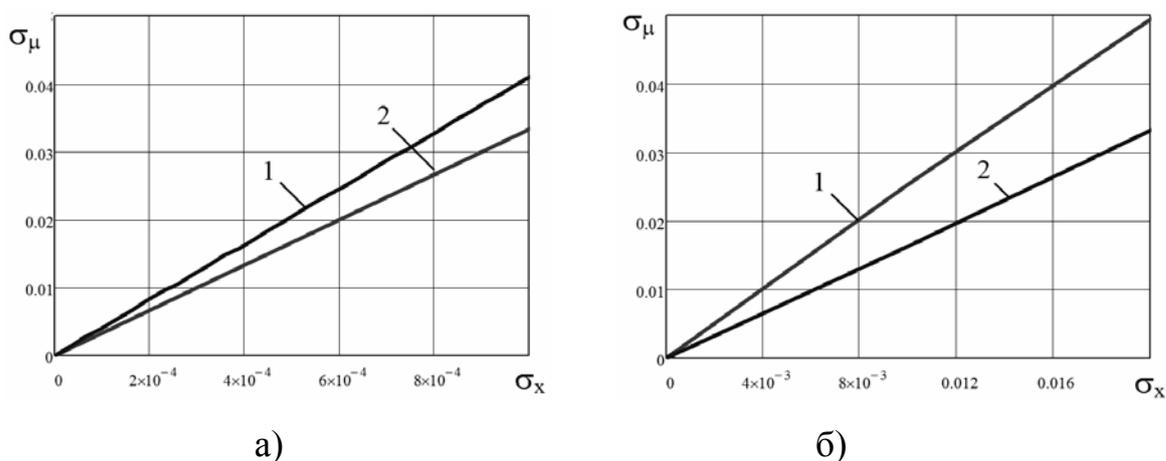


Рис.2.9. Зависимости погрешностей определения вязкости бурового раствора от погрешностей датчиков: а – давления; б – расхода жидкости

Анализ показал, что погрешность определения РХ БР в различной степени зависит от точности датчиков давления и расхода жидкости. Для обеспечения достаточно низкого уровня погрешностей определения вязкости БР на уровне  $\sim 3-5\%$  погрешность измерения датчиков давления должна быть не более  $\sim 0,1\%$ , а датчиков расхода жидкости –  $\sim 2\%$ . Для определения предела текучести требования по точности к датчикам ниже (как и для случая с конструктивными параметрами), поэтому обеспечение вышеприведенной точности датчиков является достаточной для определения обеих характеристик БР.

Применение предложенной методики обеспечивает возможность создания не сложных и одновременно высокоточных вискозиметров. Более высокая точность определения вязкости и предела текучести вязкопластических буровых растворов дает возможность более точно назначать технологические

режимы бурения, зависящие от  $\mu$  и  $\tau_s$ , повысить качество бурения, снизить износ породоразрушающего инструмента и расход БР.

## 2.5. Выводы по главе 2

1. На основании проведенного анализа установлено, что буровые растворы на водной основе наиболее приемлемы для Удмуртских месторождений, при этом в особый класс необходимо выделить ГР на основе глинопорошков, обработанных химическими реагентами. Среди них наиболее эффективным является Куганакский глинопорошок, который изготавливается в Башкирии и позволяет получить значительную экономию за счет стоимости глинопорошка и транспортных расходов. Следует отметить, что растворы из Куганакского глинопорошка отличаются некоторой гидрофильностью, что благоприятно влияет на промывку скважины в данной местности, так как почвенный покров Удмуртии разнообразен, а грунтовые воды близки к поверхности. Токсичность данного бурового раствора очень низка, что позволяет уменьшить его загрязняющее воздействие на окружающую среду. Успешность процесса промывки скважин зависит от оптимальных показателей реологических свойств бурового раствора, в первую очередь, от предела текучести и вязкости.

2. Разработана методика определения РХ БР, позволяющая определить его тип: вязкопластический, псевдопластический или дилатантный. После этого, исходя из типа исследуемого раствора, даются рекомендации по выбору контролируемых параметров раствора на буровой.

3. Создана методика определения РХ вязкопластических растворов, позволяющая одновременно измерять вязкость и предел текучести при условной простоте технического устройства. Также методика может применяться для создания вискозиметров для нахождения вязкости и предела текучести различных вязкопластических сред при переменных температурах и давлении.

### **ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

Рассмотрены различные типы вискозиметров для исследования реологических свойств вязкопластических БР. Предложен новый КВ, позволяющий определять вязкость и напряжение сдвига при переменных температуре и давлении. Описаны его конструкция и принцип работы, приведены выражения для определения необходимых реологических параметров исследуемого раствора. Разработана методика проведения экспериментов по исследованию зависимости вязкости и ДНС БР от температуры. Приведены результаты экспериментов по исследованию вязкости и предела текучести ГР.

#### **3.1. Устройство для определения вязкости и напряжения сдвига при высоких температурах и давлении**

Экспериментальные исследования реологических свойств вязкопластических БР производят с помощью различных контрольно-измерительных приборов [18, 35]. Для определения основных реологических параметров – предельного СНС и ДНС, эффективной и пластической вязкости – используют вискозиметры. К наиболее широко используемым типам вискозиметров относятся следующие: ротационные, с падающим шариком (цилиндром), капиллярные, вибрационные [53, 62]. Данные вискозиметры обеспечивают надежные количественные реологические данные. При этом они взаимно дополняют друг друга, так как каждый тип имеет характерные, свойственные только ему преимущества. Существует большое количество разнообразных конструкций вискозиметров для нахождения вязкости растворов при нормальном атмосферном давлении, однако число приборов для определения вязкости при переменных

температурах и давлениях невелико и их конструкции являются довольно сложными.

Различают три вида РВ: соосно-цилиндрические; с цилиндром, вращающимся в неограниченной жидкости, и вискозиметры типа «конус-пластина». Они имеют сложную конструкцию и достаточно трудоемки при изготовлении. При этом схема течения БР в ротационных приборах не соответствует его течению в кольцевых трубах.

Вискозиметры, использующие для измерения вязкости жидкости определение скорости падения шарика или груза, приспособлены для изучения материалов, имеющих относительно небольшие вязкости. При больших давлениях применять вискозиметры этого типа неудобно, так как с увеличением давления вязкость жидкости значительно возрастает и шарик падает очень медленно [107]. Также применение этого способа нахождения вязкости не целесообразно в том случае, если его результаты предполагается использовать при исследовании процессов устанавливающегося течения в потоке заданной формы с определенной конфигурацией рабочих органов вискозиметра. У приборов для условных измерений с падающим шариком кроме неоднородности сдвига отсутствует стационарность. Этот недостаток относится также и к вибрационным вискозиметрам, которые дают лишь относительное значение эффективной вязкости. Вибрационный способ вискозиметрии основывается на нахождении изменений параметров вынужденных колебаний тела правильной геометрической формы (зонда вибрационного вискозиметра) при опускании его в исследуемую среду, при этом вязкость исследуемой среды находится по величинам этих параметров.

Высокая достоверность результатов измерений реологических характеристик БР обеспечивается только в состоянии стационарного ЛТ. Следовательно, методики измерений этих параметров должны удовлетворять требованиям стационарности потоков исследуемого БР и независимости результатов измерений от размеров измерительной части прибора, а кроме того должны быть исключены искажающие эффекты

(концевые, пристенного скольжения и др.).

При нахождении реологических характеристик БР наиболее целесообразно применять капиллярные вискозиметры, так как полученные данные применяются в задачах течения жидкости по трубам в виде кольцевого зазора. Для решения подобных задач был разработан КВ [87], который позволяет находить вязкость и напряжение сдвига при переменных температурах и давлении (рис.3.1). Данный прибор имеет толстостенный цилиндрический корпус 1 (в который вставлен стержень 2 и плунжер 3), устройство контроля и поддержания заданной температуры (состоящий из датчика температуры 4, нагревательного элемента 5, теплоизоляционного кожуха 6), систему циркуляции жидкости (состоящую из обратного клапана 7, сливной 8 и нагнетающей 9 трубок, бака с исследуемым раствором), а также три электронных датчика давления 10, 11, 12 (расположенных вдоль капилляра и связанных с вычислительным устройством), при этом выходное отверстие капилляра укомплектовано дросселем 13, настраиваемым на давление, при котором исследуется БР. Капилляр изготовлен в виде кольцевого зазора между цилиндрическим корпусом и установленным внутри него стержнем. Течение жидкости по такому капилляру наилучшим образом соответствует схеме течения БР при промывке скважины. Применение стержней разной длины позволяет реализовать способ измерения реологических параметров вязкопластических жидкостей, предложенный в главе 2 (с реализацией двухкапиллярной системы). На рис.3.2. представлены используемые в разработанном вискозиметре длинный и короткий стержни, а также плунжер в сборе с уплотнениями. Плунжер выполнен ступенчатым, с центрирующим пояском (необходимым для исключения заклинивания плунжера при работе), длиной 25 мм и зазором 0.05 мм относительно отверстия в корпусе. Давление БР в полости А создается при движении плунжера 3 вниз.

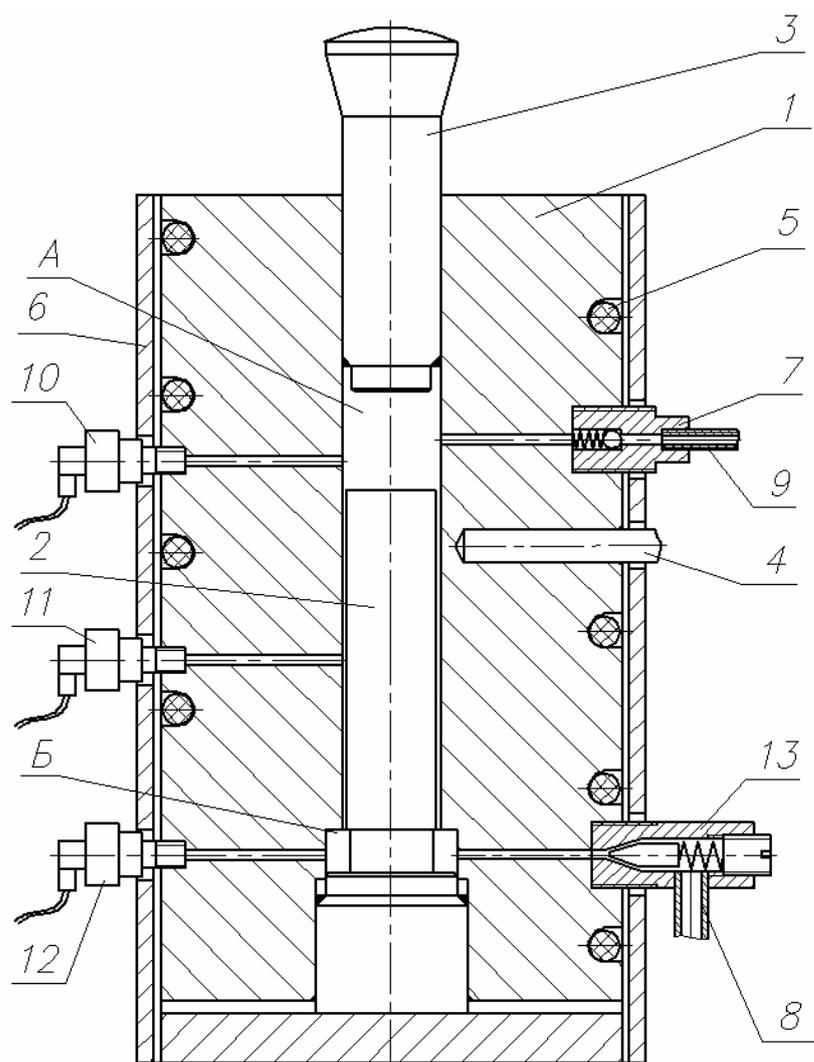


Рис. 3.1. Общий вид капиллярного вискозиметра

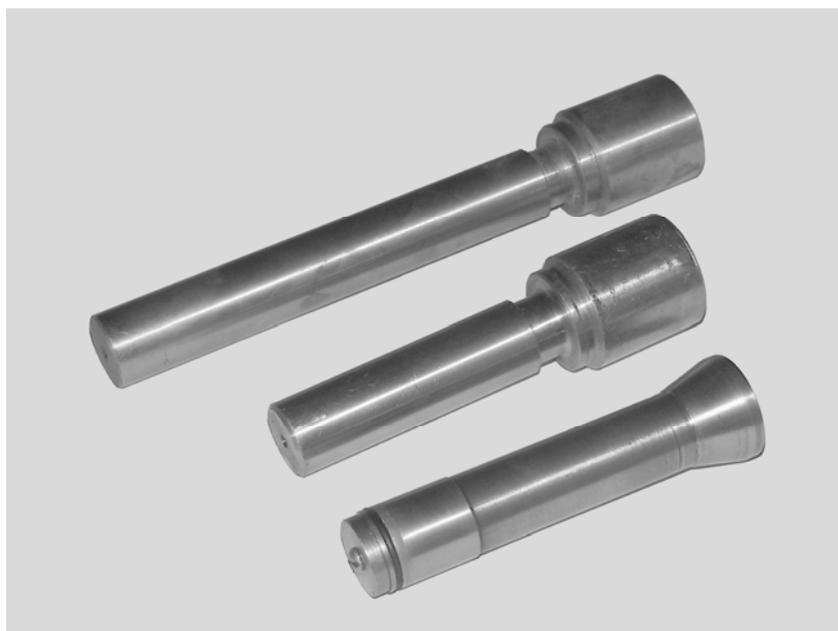


Рис. 3.2. Детали капиллярного вискозиметра

Разработанный вискозиметр работает следующим образом. Он крепится на стол испытательной машины УИМ-50 и в него заливают исследуемый БР, при этом концы сливной 8 и нагнетающей 9 трубок опускают в бак с этим раствором. Подключают нагревательный элемент 5 и увеличивают температуру вискозиметра до уровня, при котором нужно измерить вязкость БР. Температуру контролируют датчиком температуры 4. Давление раствора можно регулировать с помощью дросселя 13, настраиваемого на давление, при котором исследуется вязкость жидкости. На плунжер 3 сверху передают некоторое постоянное усилие от ползуна испытательной машины, при этом плунжер начинает двигаться вниз, сжимая исследуемый раствор и создавая в нем давление. Раствор из верхней полости А через кольцевой капиллярный зазор между цилиндрическим корпусом 1 и размещенным внутри него стержнем 2 поступает в нижнюю полость Б, откуда поступает через дроссель 13 по сливной трубке 8 в бак с исследуемым раствором. При помощи электронных датчиков давления 10, 11, 12 находят величины давления БР по длине капилляра. При перемещении плунжера 3 вверх обратный клапан 7 открывается, и исследуемая жидкость наполняет верхнюю полость А, после этого вискозиметр готов к очередному опыту. Внешний вид установки для проведения эксперимента представлен на рис. 3.3.

### **3.2. Методика проведения экспериментов по исследованию зависимостей пластической вязкости и динамического напряжения сдвига БР от температуры**

Для исследования зависимости вязкости  $\mu$  и предела текучести  $\tau_s$  от температуры БР с применением разработанного вискозиметра была разработана следующая методика проведения экспериментов. На начальном этапе приготавливается исследуемый раствор (по соответствующей методике).

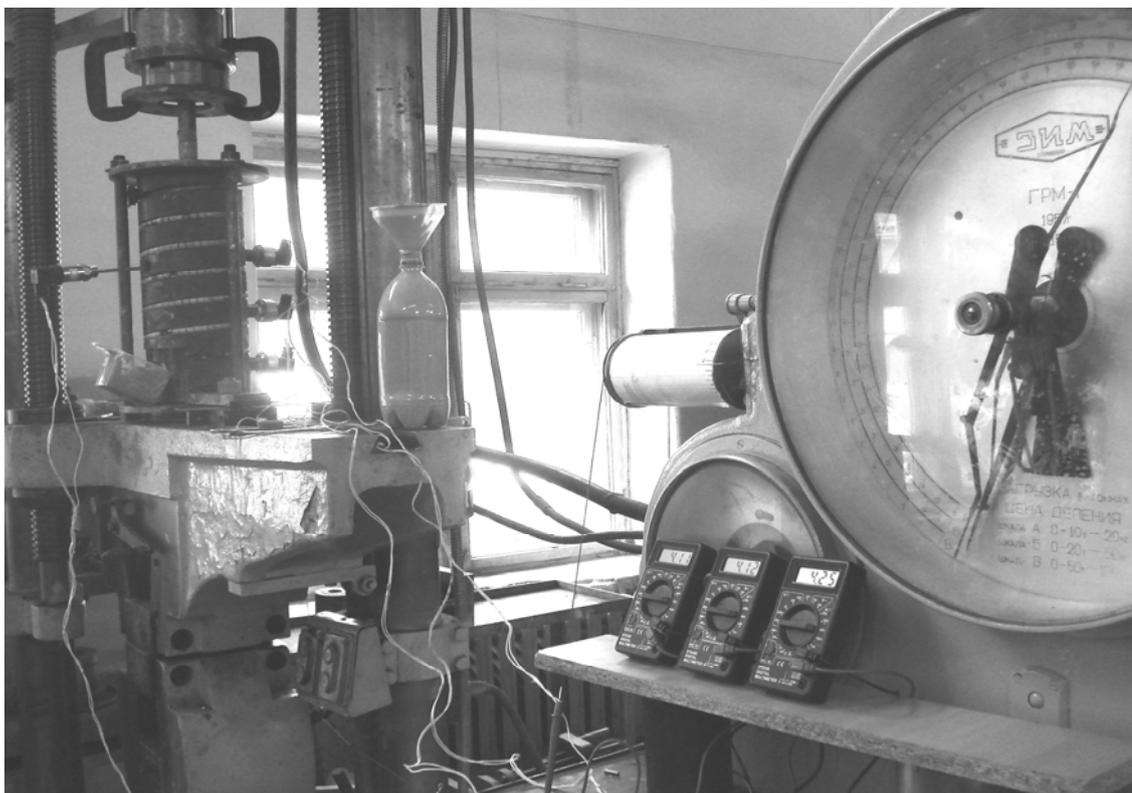


Рис. 3.3. Внешний вид установки для проведения эксперимента

Далее эксперимент проводится в два этапа.

На первом этапе в вискозиметр устанавливается стержень длиной  $l_1$  и при помощи универсальной испытательной машины УИМ-50 через него несколько раз прокачивается приготовленный БР при различных температурах. На втором этапе осуществляется замена стержня длины  $l_1$  на стержень длины  $l_2$  и эксперимент повторяется для тех же температур, при которых производилась прокачка раствора с первым стержнем.

Температура  $t$  установки в процессе эксперимента контролируется с помощью встроенного датчика температур «Wika TR223». При проведении эксперимента на индикаторе испытательной машины УИМ-50 фиксируется усилие  $F$ , при котором происходит слив жидкости. В процессе прокачки БР через капилляр вискозиметра определяется величина хода плунжера установки  $H$  и время  $T$ , в течение которого этот ход выполнялся. Время контролируется с помощью электронного секундомера. Давление

измеряется с помощью встроенных в вискозиметр датчиков давления «Wika Transmitter ECO-1». На заключительном этапе производятся следующие вычисления. Сначала определяется объёмный расход раствора для каждого эксперимента:

$$Q = V \cdot S_{nl} = \frac{H}{T} S_{nl}, \quad (3.1)$$

где  $V$  – скорость перемещения плунжера;  $S_{nl}$ ,  $H$  и  $T$  – соответственно, его площадь, ход и время движения. Затем определяется перепад давлений на концах капилляра (также для каждого эксперимента) на основании показаний встроенных датчиков давления:

$$\Delta p_1 = p_1 - p_3; \quad (3.2)$$

$$\Delta p_2 = p_2 - p_3, \quad (3.3)$$

где  $\Delta p_1$ ,  $\Delta p_2$  – перепады давлений на концах длинного капилляра длиной  $l_1$  и короткого длиной  $l_2$ , соответственно;  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $p_3$  – показания верхнего, среднего и нижнего датчиков давления (соответствуют позициям 10, 11, 12 на рис.3.1.).

Вязкость  $\mu$  и предел текучести  $\tau_s$  исследуемого БР определялись по предложенным в главе 2 формулам:

$$\mu = \frac{\pi h^3 (2\Delta p_1^3 l_2^3 R + h\Delta p_1^3 l_2^3 - 2\Delta p_2^3 l_1^3 R - h\Delta p_2^3 l_1^3)}{12l_1 l_2 (Q_1 l_2^2 \Delta p_1^2 - Q_2 l_1^2 \Delta p_2^2)}; \quad (3.4)$$

$$\tau_s = \frac{\left[ \Delta p^2 (2\pi \Delta p h^3 R - 12Q\mu l - \pi \Delta p h^4) (2R - h)^2 \right]^{\frac{1}{3}}}{2\pi^{\frac{1}{3}} l (2R - h)}, \quad (3.5)$$

где  $l_1$  и  $l_2$  – длина капилляров (соответствуют длинам используемых в вискозиметре стержней);  $h$  – зазор между цилиндрическим корпусом и установленным внутри него стержнем;  $R$  – радиус цилиндрического

отверстия в корпусе;  $Q_1$  и  $Q_2$  – объёмные расходы растворов для капилляров длиной  $l_1$  и  $l_2$ , соответственно.

Таким образом, используя предложенную методику проведения экспериментов для разработанного вискозиметра, можно проводить исследования зависимостей вязкости  $\mu$  и предела текучести  $\tau_s$  БР от температуры.

### **3.3. Результаты экспериментов по исследованию вязкости и предела текучести глинистого раствора**

По предложенной в §3.2 методике были проведены исследования по определению вязкости и напряжения сдвига БР при различных температурах и давлении на КВ (рис.3.1.). Исследуемым был ГР на основе куганакского глинопорошка с добавлением реагента КМЦ (для смягчения воды была введена кальцинированная сода). Для исследования данного БР использовались стержни длиной  $L_1=95$ мм и  $L_2=190$  мм с рабочим диаметром 29,8 мм при отверстии в дросселе 30 мм.

После установления заданного усилия по индикатору испытательной машины с помощью дросселя и секундомера измерялось время движения плунжера (рабочий ход которого составил 30 мм). Эксперименты проводились при температурах раствора 23<sup>0</sup>С, 50<sup>0</sup>С, 80<sup>0</sup>С с повторениями (три раза) с каждым из стержней при одних и тех же условиях.

Результаты экспериментов приведены в таблицах 3.1, 3.2, 3.3, (где использовались следующие обозначения: № – номер серии экспериментов и опыта в этой серии; t – время рабочего хода плунжера;  $\Delta P_1$  и  $\Delta P_2$  – перепады давления, соответственно, при  $L_1$  и  $L_2$ ;  $\mu$  – вязкость бурового раствора;  $\tau_s$  – напряжения сдвига).

Таблица 3.1 Результаты эксперимента по определению  $\mu$  и  $\tau_s$  при  $t^o = 23^o C$  ( $\bar{\mu}=0,009438$ ;  $\bar{\tau}_s =7,4103$ )

№ эксперимента	L <sub>2</sub> , м	Ход плунжера Н, м	Показатели датчиков при эксперименте		Начальные показатели датчиков		P <sub>1</sub> кПа	P <sub>2</sub> кПа	ΔP кПа	время прохождения t, с	Объемный расход при капилляре Q, м <sup>3</sup> /с	Вязкость μ, Па·с	Напряжение сдвига τ <sub>s</sub> , Па·
	L <sub>1</sub> , м		N1	N2	n1	n2							
1	0,19	0,03	4,80	4,32	4,03	4,00	5,2745	2,1920	3,0825	14	1,5130*10 <sup>-6</sup>	0,00948	7,77
	0,095	0,03	4,63	4,35	4,03	3,98	4,1100	2,5345	1,5755	9	2,354*10 <sup>-6</sup>		
2	0,19	0,03	4,61	4,15	4,03	4,00	3,9730	1,0275	2,9455	14	1,5130*10 <sup>-6</sup>	0,00944	7,41
	0,095	0,03	4,45	4,18	4,03	3,98	2,8770	1,3700	1,5070	9	2,354*10 <sup>-6</sup>		
3	0,19	0,03	4,72	4,28	4,03	4,00	4,7265	1,9180	2,8085	14	1,5130*10 <sup>-6</sup>	0,00939	7,05
	0,095	0,03	4,55	4,29	4,03	3,98	3,5620	2,1235	1,4385	9	2,354*10 <sup>-6</sup>		

Таблица 3.2. Результаты эксперимента по определению  $\mu$  и  $\tau_s$  при  $t^o = 50^o C$  ( $\bar{\mu}=0,0077446$ ;  $\bar{\tau}_s =6,3662$ )

№ эксперимента	L <sub>2</sub> , м	Ход плунжера Н, м	Показатели датчиков при эксперименте		Начальные показатели датчиков		P <sub>1</sub> кПа	P <sub>2</sub> кПа	ΔP кПа	время прохождения t, с	Объемный расход при капилляре Q, м <sup>3</sup> /сек	Вязкость μ, Па·с	Напряжение сдвига τ <sub>s</sub> , Па
	L <sub>1</sub> , м		N1	N2	n1	n2							
1	0,19	0,03	4,80	4,40	4,03	4,00	5,2745	2,7400	2,5345	13	1,630·10 <sup>-6</sup>	0,00775	6,37
	0,095	0,03	4,59	4,35	4,03	3,98	3,8360	2,5345	1,3015	8	2,649·10 <sup>-6</sup>		
2	0,19	0,03	4,77	4,39	4,03	4,00	5,069	2,6715	2,3975	13	1,630·10 <sup>-6</sup>	0,00770	6,01
	0,095	0,03	4,55	4,32	4,03	3,98	3,562	2,3290	1,2330	8	2,649·10 <sup>-6</sup>		
3	0,19	0,03	4,59	4,17	4,03	4,00	3,8360	1,1645	2,6715	13	1,630·10 <sup>-6</sup>	0,00779	6,73
	0,095	0,03	4,45	4,20	4,03	3,98	2,8770	1,5070	1,3700		2,649·10 <sup>-6</sup>		

Таблица 3.3. Результаты эксперимента по определению  $\mu$  и  $\tau_s$  при  $t^o = 80^o C$  ( $\bar{\mu}=0,006209$ ;  $\bar{\tau}_s =5,3221$ )

№ эксперимента	L <sub>2</sub> , м	Ход плунжера Н, м	Показатели датчиков при эксперименте		Начальные показатели датчиков		P <sub>1</sub> кПа	P <sub>2</sub> кПа	ΔP кПа	время прохождения t, с	Объемный расход при капилляре Q, м <sup>3</sup> /сек	Вязкость μ, Па·с	Напряжение сдвига τ <sub>s</sub> , Па
	L <sub>1</sub> , м		N1	N2	n1	n2							
1	0,19	0,03	4,61	4,25	4,03	4,00	3,973	1,7125	2,2605	12	1,766*10 <sup>-6</sup>	0,00625	5,68
	0,095	0,03	4,39	4,17	4,03	3,98	2,4660	1,3015	1,1645	7	3,027*10 <sup>-6</sup>		
2	0,19	0,03	4,57	4,23	4,03	4,00	3,699	1,5755	2,1235	12	1,766*10 <sup>-6</sup>	0,00621	5,32
	0,095	0,03	4,36	4,15	4,03	3,98	2,2605	1,1645	1,096	7	3,027*10 <sup>-6</sup>		
3	0,19	0,03	4,55	4,23	4,03	4,00	3,5620	1,5755	1,9865	12	1,766*10 <sup>-6</sup>	0,00617	4,96
	0,095	0,03	4,34	4,14	4,03	3,98	2,1235	1,096	1,0275	7	3,027*10 <sup>-6</sup>		

### 3.4. Обработка результатов экспериментов и определение погрешностей

#### 3.4.1. Исследования вязкости БР от температуры

Эксперименты по изучению зависимости вязкости раствора от температуры проводились при разном перепаде давлений и одинаковом объемном расходе на каждом из капилляров. Поскольку точки на корреляционном поле сгруппировались вокруг прямой линии, уравнение регрессии подбиралось в виде:

$$\bar{y}_x = \epsilon_0 + \epsilon_1 x, \quad (3.6)$$

Обозначим:  $X$  – температура раствора  $t^\circ C^\circ$ ;  $Y$  – вязкость раствора ( $\mu \times 10^3$ ) (таблица 3.4).

Таблица 3.4. Средние значения  $\mu$  для разных температур (из табл. 3.1-3.3)

$X_i$	23	50	80
$Y_i$	9.438	7.745	6.209

В качестве  $Y_i$  использовалось среднее значение вязкости по трем испытаниям, проведенным на длинном капилляре  $L_1$ . Оценки  $\epsilon_0$  и  $\epsilon_1$  коэффициентов  $\beta_0$  и  $\beta_1$  предполагаемой линейной регрессионной зависимости  $\mu(y|x) = \beta_0 + \beta_1 x$  находились методом наименьших квадратов (МНК) из решения системы уравнений:

$$\begin{cases} \epsilon_1 \sum x_i^2 + \epsilon_0 \sum x_i = \sum x_i y_i; \\ \epsilon_1 \sum x_i + n \epsilon_0 = \sum y_i. \end{cases} \quad (3.7)$$

Исходные данные и промежуточные расчеты сведены в таблицу 3.5. В результате имеем следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} 9429e_1 + 153e_0 = 1101,044; \\ 153e_1 + 3e_0 = 23,392, \end{cases} \quad (3.8)$$

откуда  $e_0 = 10,681$ ;  $e_1 = -0,0565$ .

Таблица 3.5. Исходные и промежуточные данные для определения зависимости  $\mu = \beta_0 + \beta_1x$

Исходные данные			Данные для расчета			Данные для оценки точности		
№	$x_i$	$y_i$	$x_i y_i$	$x_i^2$	$y_i^2$	$\bar{y}_x = 10,681 - 0,0565x$	$e_i = y_i - \bar{y}_x$	$e_i^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	23	9,438	217,074	529	89,076	9,3815	0,0565	0,003192
2	50	7,745	387,25	2500	59,985	7,856	-0,111	0,01232
3	80	6,209	496,72	6400	38,552	6,161	0,048	0,002304
$\Sigma$	153	23,392	1101,044	9429	187,613			0,017816

Таким образом, эмпирическое уравнение регрессии для вязкости исследуемого БР имеет вид:

$$\bar{y}_x = 10,681 - 0,0565x. \quad (3.9)$$

Для нахождения средних квадратических ошибок  $s_{e_0}$  и  $s_{e_1}$ , характеризующих точность найденных коэффициентов  $e_0$  и  $e_1$ , вычислим среднюю квадратическую ошибку, характеризующую рассеивание эмпирических точек вокруг линии регрессии. Для этого оценим значения зависимой переменной по формуле  $\bar{y}_x = 10,681 - 0,0565x$  и вычислим отклонения  $e_i = y_i - (10,681 - 0,0565x_i)$ . Определим несмещенную оценку дисперсии зависимой переменной  $y$ , очищенной от влияния переменной  $x$ , по формуле:

$$s_{y \cdot x}^2 = \frac{1}{n-2} \sum (y_i - \bar{y}_x)^2 = \frac{1}{3-2} \cdot 0,017816 = 0,017816. \quad (3.10)$$

Далее вычислим эмпирические дисперсии точечных коэффициентов регрессии:

$$s_{\epsilon_0}^2 = \frac{s_{y \cdot x}^2 \sum x_i^2}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} = \frac{0,017816 \cdot 9429}{3 \cdot 9429 - 153^2} = \frac{167,987}{4878} = 0,03444; \quad (3.11)$$

$$s_{\epsilon_1}^2 = \frac{ns_{y \cdot x}^2}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} = \frac{3 \cdot 0,017816}{4878} = 0,0000109. \quad (3.12)$$

Следовательно:  $s_{\epsilon_0} = \sqrt{s_{\epsilon_0}^2} = 0,1855801$ ;  $s_{\epsilon_1} = \sqrt{s_{\epsilon_1}^2} = 0,0033015$ .

Для построения доверительных интервалов для  $\beta_0$  и  $\beta_1$  зададимся доверительной вероятностью  $1 - \alpha = 0,95$ . Если считать, что оценки коэффициентов регрессии  $\epsilon_0$  и  $\epsilon_1$  являются нормально распределенными случайными величинами с математическими ожиданиями  $\beta_0$  и  $\beta_1$  с неизвестными дисперсиями  $\sigma_{\epsilon_j}^2$ , то статистика  $t = \frac{\epsilon_j - \beta_j}{s_{\epsilon_j}}$  имеет распределение Стьюдента с  $k = n - 2$  степенями свободы [101]. Используем эту статистику для нахождения интервальных оценок коэффициентов линейного уравнения регрессии:

$$P \left( -t_{\frac{\alpha}{2}}(n-2) < \frac{\epsilon_j - \beta_j}{s_{\epsilon_j}} < t_{\frac{\alpha}{2}}(n-2) \right) = 1 - \alpha, \quad (3.13)$$

откуда для полученных данных:

$$\epsilon_0 - t_{0,025}(1) \cdot s_{\epsilon_0} < \beta_0 < \epsilon_0 + t_{0,025}(1) \cdot s_{\epsilon_0};$$

$$\epsilon_1 - t_{0,025}(1) \cdot s_{\epsilon_1} < \beta_1 < \epsilon_1 + t_{0,025}(1) \cdot s_{\epsilon_1}.$$

По таблицам квантилей  $t$ -распределения найдем  $t_{0,025}(1) = 12,71$ . Тогда для  $\beta_0$  доверительный интервал запишется как:

$$10,681 - 12,71 \cdot 0,1855801 < \beta_0 < 10,681 + 12,71 \cdot 0,1855801;$$

$$\text{или } 8,322 < \beta_0 < 13,040, \quad (3.14)$$

а для  $\beta_1$ :

$$\begin{aligned} -0,0565 - 12,71 \cdot 0,0033015 < \beta_1 < -0,0565 + 12,71 \cdot 0,0033015; \\ \text{или } -0,0985 < \beta_1 < -0,0145. \end{aligned} \quad (3.15)$$

Так как уравнение регрессии подбирается по небольшому числу данных, то нормальность распределения  $Y$  при заданных значениях  $X$  трудно проверить. Поэтому проверялась гипотеза линейности регрессии, т.е. нулевая гипотеза вида  $H_0: \beta_1 = 0$  против альтернативной  $H_1: \beta_1 \neq 0$ . Если гипотеза  $H_0$  принимается, то считается, что уравнение регрессии либо нелинейно, либо переменные независимы.

Одним из методов проверки гипотезы  $H_0: \beta_1 = 0$  является дисперсионный анализ. Суть метода заключается в разбиении полной суммы квадратов  $A = \sum (y_i - \bar{y})^2$  на два слагаемых:  $B = \sum (\bar{y}_x - \bar{y})^2$  и  $C = \sum (y_i - \bar{y}_x)^2$ .

Критерий дисперсионного анализа основывается на сравнении суммы квадратов регрессии  $B$  с остаточной суммой квадратов  $C$ , т.е. на вычислении

$$\text{наблюдаемого значения критерия } F_{\text{набл.}} = \frac{B(n-2)}{C} = \frac{(n-2) \sum (\bar{y}_x - \bar{y})^2}{\sum (y - \epsilon_0 - \epsilon_1 x)^2}.$$

Если нулевая гипотеза верна, то выборочная статистика  $F$  имеет распределение Фишера с  $\kappa_1 = 1$  и  $\kappa_2 = n - 2$  степенями свободы. Гипотеза отсутствия линейной связи между  $X$  и  $Y$  отвергается, если  $F_{\text{набл.}} \geq F_\alpha(1, n - 2)$  (где  $F_\alpha(1, n - 2)$  – квантиль  $F$ -распределения).

Вычислим значения  $A$ ,  $B$ , и  $C$ :

$$A = \sum (y_i - \bar{y})^2 = \sum y_i^2 - \frac{1}{n} (\sum y_i)^2 = 187,613 - \frac{1}{3} \cdot (23,392)^2 = 5,2177; \quad (3.16)$$

$$B = \sum (\bar{y}_x - \bar{y})^2 = \epsilon_1^2 \sum (x_i - \bar{x})^2. \quad (3.17)$$

Или учитывая, что

$$b_1 = r_{xy} \frac{S_y}{S_x}; \quad (3.18)$$

$$B = \frac{(\sum x_i y_i - \frac{\sum x_i \sum y_i}{n})^2}{\sum x_i^2 - \frac{(\sum x_i)^2}{n}} = \frac{(1101,044 - \frac{1}{3} \cdot 153 \cdot 23,392)^2}{9429 - \frac{1}{3} \cdot (153)^2} = \frac{8454,4347}{1626} = 5,19953; \quad (3.19)$$

$$C = \sum (y_i - \bar{y}_x)^2 = \pm \sum e_i^2 = 0,017816. \quad (3.20)$$

Контроль  $A = B + C = 5,19953 + 0,017816 = 5,217$ .

Составим таблицу 3.6 дисперсионного анализа. По таблицам квантилей  $F$ -распределения находим критическое значение  $F_{0,05}(1,1) = 161,45$ . Так как  $F_{набл.} > F_{0,05}(1,1)$ , то гипотеза об отсутствии линейной зависимости отвергается. Следовательно, статистически доказано, что существует линейная зависимость между  $x$  и  $y$ .

Таблица 3.6. Результаты дисперсионного анализа зависимости  $\mu = f(t^0C)$

Источник изменчивости	Сумма квадратов	Число степеней свободы	Средние квадраты	Отношение средних квадратов
Линейная регрессия	$B=5,19953$	1	$M_1 = B = 5,19953$	$F_{набл.} = \frac{M_1}{M_2} = \frac{5,19953}{0,017816} = 291,8$
Остаток	$C = 0,017816$	$n - 2 = 1$	$M_2 = \frac{C}{n - 2} = 0,017816$	

С учетом введенных обозначений, в конечном виде эмпирическая регрессионная зависимость вязкости  $\mu$  от температуры  $t^0C$  имеет вид:

$$\mu = (10,681 - 0,0565t^0)10^{-3}. \quad (3.21)$$

### 3.4.2. Исследования напряжения сдвига БР от температуры

Обозначим:  $x$  – температура ( $t, ^\circ C$ );  $y$  – напряжение сдвига ( $\tau_s, Pa \cdot c$ ). Определяем средние значения по трем наблюдениям на длинном стержне. Зависимость напряжения сдвига  $\tau_s$  от температуры также предполагается линейной. Оценки  $\epsilon_0$  и  $\epsilon_1$  коэффициентов  $\beta_0$  и  $\beta_1$  регрессионной модели  $\mu(y|x) = \beta_0 + \beta_1 x$  и ее статистический анализ проведены по использованной выше методике. Сначала была составлена расчетная таблица 3.8.

Система нормальных уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} 9429\epsilon_1 + 153\epsilon_0 = 914,5149; \\ 153\epsilon_1 + 3\epsilon_0 = 19,0986. \end{cases} \quad (3.22)$$

Из решения системы находим:  $\epsilon_0 = 8,2329$ ;  $\epsilon_1 = -0,0366$ . Эмпирическое уравнение искомой регрессии можно записать в следующем виде:

$$y_x = 8,2329 - 0,0366x. \quad (3.23)$$

Определим оценку дисперсии зависимой переменной  $y$ , используя промежуточные вычисления, приведенные в таблице 3.8:

$$s_{y \cdot x}^2 = \frac{1}{n-1} \sum (y_i - \bar{y}_x)^2 = \frac{0,0020324}{1} = 0,0020324. \quad (3.24)$$

Далее находим дисперсии коэффициентов регрессии:

$$s_{\epsilon_0}^2 = \frac{s_{yx}^2 \sum x_i^2}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} = \frac{0,0020324 \cdot 9429}{3 \cdot 9429 - 153^2} = \frac{19,1635}{28287 - 23409} = 0,003929; \quad (3.25)$$

Таблица 3.7. Средние значения  $\tau_s$  для разных температур (из табл.3.1-3.3)

$x_i$	23	50	80
$y_i$	7,4103	6,3662	5,3221

Таблица 3.8. Исходные и промежуточные данные  
для определения зависимости  $\tau_s = \beta_0 + \beta_1 x$

Исходные данные			Данные для расчета			Данные для оценки точности		
№	$x_i$	$y_i$	$x_i y_i$	$x_i^2$	$y_i^2$	$\bar{y}_x = 8,2329 - 0,0366 - 3,668x$	$e_i = y_i - \bar{y}_x$	$e_i^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	23	7,4103	170,4369	529	54,9125	7,3911	0,0192	0,0003686
2	50	6,3662	318,310	2500	40,5285	6,4029	-0,0367	0,0013680
3	80	5,3221	425,768	6400	28,3247	5,3049	0,0172	0,1002958
$\Sigma$	153	19,0986	914,5149	9429	123,7657			0,0020324

$$s_{e_0} = \sqrt{0,003929} = 0,0626777; \quad (3.26)$$

$$s_{e_1}^2 = \frac{n \cdot s_{yx}^2}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} = \frac{3 \cdot 0,0020324}{4878} = 0,0000012; \quad (3.27)$$

$$s_{e_1} = 0,0010954.$$

Доверительные интервалы для  $\beta_0$  и  $\beta_1$  находим, задаваясь доверительной вероятностью  $1 - \alpha = 0,95$ . Считая, что коэффициенты  $e_0$  и  $e_1$  распределены нормально, воспользуемся статистикой  $t = \frac{e_j - \beta_j}{S_{e_j}}$  с  $k = n - 2$

степенями свободы:

$$P \left( -t_{\frac{\alpha}{2}}(n-2) < \frac{e_j - \beta_j}{s_{e_j}} < t_{\frac{\alpha}{2}}(n-2) \right) = 1 - \alpha. \quad (3.28)$$

По таблицам квантилей t-распределений найдем  $t_{0,025}(1) = 12,71$ .

Тогда  $e_j - t_{0,025}(1)s < \beta_j < e_j + t_{0,025}(1)s$ , откуда для  $\beta_0$ :

$$8,2329 - 12,71 \cdot 0,0626777 < \beta_0 < 8,2329 + 12,71 \cdot 0,0626777 \quad (3.29)$$

$$\text{или } 7,4363 < \beta_0 < 9,0295$$

Для  $\beta_1$ :

$$-0,0366 - 12,71 \cdot 0,0010954 < \beta_1 < -0,0366 + 12,71 \cdot 0,010954, \quad (3.30)$$

$$\text{или } -0,0505 < \beta_1 < -0,0227.$$

Проверим гипотезу линейности регрессии с помощью дисперсионного анализа, использованного при статистическом анализе зависимости вязкости раствора от температуры.

Вычислим необходимые квадраты разностей:

$$A = \sum (y_i - \bar{y})^2 = \sum y_i^2 - \frac{1}{n} (\sum y_i)^2 = 123,7657 - \frac{1}{3} \cdot (19,0986)^2 = 2,1802; \quad (3.31)$$

$$B = \sum (\bar{y}_x - \bar{y})^2 = \frac{(\sum x_i y_i - \frac{\sum x_i \sum y_i}{n})^2}{\sum x_i^2 - \frac{1}{n} (\sum x_i)^2} = \frac{(914,5149 - \frac{153 \cdot 19,0986}{3})^2}{9429 - \frac{1}{3} \cdot 153^2} = \frac{3541,8804}{1626} = 2,17827; \quad (3.32)$$

$$C = \sum (y_i - \bar{y}_x)^2 = \sum e_i^2 = 0,0020324. \quad (3.33)$$

Контроль  $A = B + C = 2,17827 + 0,002032 = 2,180302$ . Вычислим наблюдаемое значение  $F$ -критерия:

$$F_{\text{набл.}} = \frac{B}{C / (n - 2)} = \frac{2,17827 \cdot 1}{0,0020324} = 1071,8. \quad (3.34)$$

Критическое значение  $F_{0,05}(1,1) = 161,45$ .

Так как  $F_{\text{набл.}} > F_{0,05}(1,1)$ , то нулевая гипотеза  $H_0: \beta_1 = 0$  отвергается и, следовательно, можно считать зависимость линейной.

Таким образом, эмпирическая регрессионная зависимость напряжения сдвига от температуры раствора имеет вид:

$$\tau_s = 8,2329 - 0,0366 \cdot t^\circ. \quad (3.35)$$

### Выводы по главе 3

1. Выполнен анализ различных типов вискозиметров для исследования реологических свойств вязкопластических БР, который показал, что для решения задач течения раствора по кольцевым трубам целесообразно использовать КВ.

2. Предложена новая конструкция капиллярного вискозиметра, изготовленного в виде кольцевого зазора между цилиндрическим корпусом и установленным внутри него стержнем, позволяющего определять вязкость и предел текучести вязкопластических жидкостей при изменяющихся температурах и давлении.

3. Создана методика выполнения экспериментов по исследованию зависимости вязкости и динамического напряжения сдвига БР от температуры .

4. Проведены экспериментальные исследования вязкости и предела текучести глинистого БР при разных температурах. На основе полученных экспериментальных данных с применением метода наименьших квадратов определена зависимость вязкости и предела текучести раствора от температуры в виде уравнений регрессии. Проведен статистический анализ коэффициентов линейной модели, адекватно аппроксимирующей экспериментальные данные. Доказано, что существует линейная зависимость между вязкостью и температурой, напряжением сдвига и температурой и, следовательно, расчет параметров течения ГР при промывке скважины необходимо вести с учетом этих зависимостей.

## **ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

В главе рассмотрена специфика течения глинодержащих БР в типовых конструкциях современной нефтяной скважины. Разработана математическая модель движения БР в кольцевом канале. Рассмотрена гидродинамика глинодержащего раствора в нефтяных скважинах. Для турбулентного режима из постановки вариационной задачи рассчитаны характеристики течения. Для ламинарного течения выполнено сравнение аналитической и полученной численно зависимостей коэффициента сопротивления от ПП для круглой трубы. Выявлено влияние ПП на распределение скорости в круглой трубе и кольцевом пространстве. Проведены исследования для неизотермического осесимметричного течения бурового раствора в круглой трубе и кольцевом пространстве при турбулентном режиме с использованием вариационного подхода решения задачи. Получена зависимость перепада давления от реологических свойств БР при распределении температуры по глубине нефтескважины при промывке.

### **4.1. Математическая модель движения глинистого БР в нефтяных скважинах**

Строительство буровой скважины (БС) основывается на поэтапном разрушении горных пород и их выносе на поверхность. Её устанавливают в толще земной коры, она имеет круглое сечение с определенным диаметром, ее глубина варьируется в диапазоне от нескольких метров до нескольких километров. Существует три типа скважин: вертикальные, наклонные и горизонтальные. Начало скважины называют устьем, дно – забоем, а боковую поверхность – стволом. Длина скважины – это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а глубина – проекция длины на вертикальную ось. Строительство скважины состоит из следующих этапов:

- возведение необходимых наземных сооружений;
- заглубление ствола скважины (одновременное углубление и промывку скважины);
- разобщение пластов (последовательное укрепление ствола скважины опускаемыми трубами, соединенными в колонну, и цементирование заколонного пространства);
- освоение скважины (вскрытие пласта, крепление призабойной зоны, перфорация, вызов и интенсификация притока).

Типовая конструкция БС изображена на рис.1 [88] (где 1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – цементный камень; 6 – пласт; 7 – перфорация в обсадной трубе и цементном камне [55, 64]).

Изначально при строительстве скважины осуществляется бурение на глубину 50-100 м, далее опускается стальная труба диаметром 500 мм, и затем объем между стенками трубы и скважины заполняется цементным раствором. Этот первоначальный участок 1 (рис.4.1.) называется *направлением* и предназначен для сохранения устья скважины от размыва циркулирующим раствором. Далее скважина бурится меньшим диаметром долота (породоразрушающего инструмента) на глубину 500-600 м, в нее опускается труба диаметром 250-270 мм и цементируется, как и направление, до устья. Эта колонна 2 называется *кондуктором* и служит для предотвращения размыва верхних пластов. На следующем этапе не всегда получается пробурить скважину до проектной глубины, так как не удастся преодолеть новые осложняющие горизонты. В этом случае закладывают и цементируют еще одну колонну 3, называемую *промежуточной*. И только потом монтируют и цементируют *эксплуатационную* колонну 4. Именно она служит для подъема нефти и газа от забоя к устью.

При бурении нефтяных скважин используются, в основном, два метода – ударный и вращательный. В России применяют исключительно вращательный метод бурения [25]. Различают два его вида – роторный и с забойными двигателями.

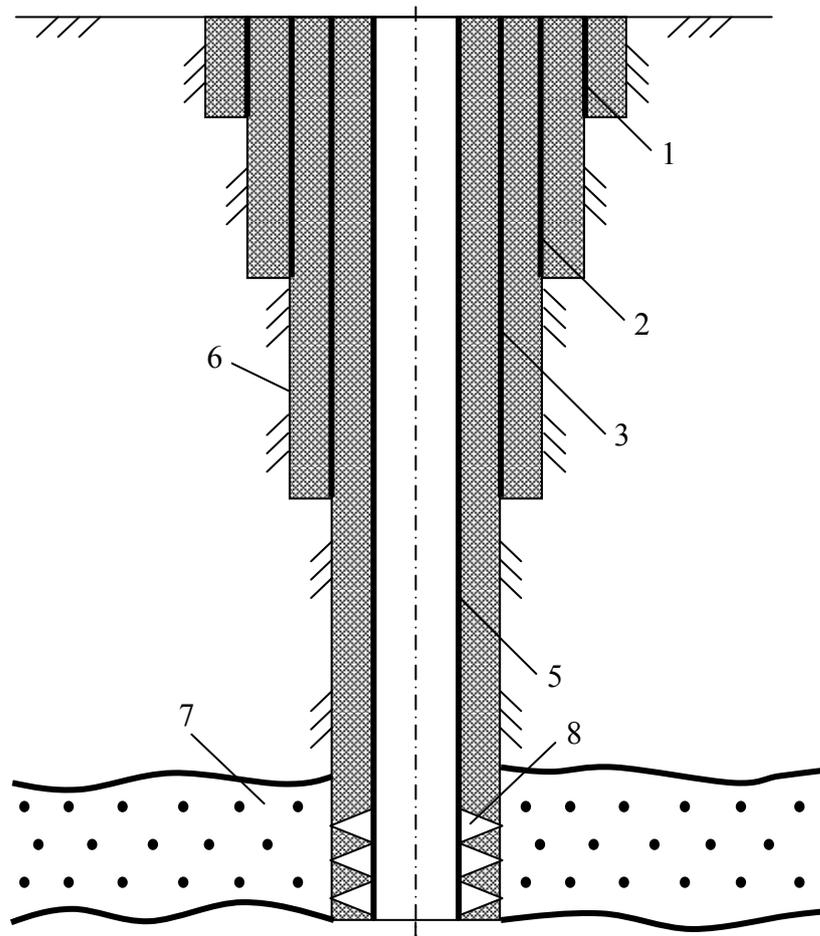


Рис.4.1. Типовая конструкция БС (где 1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна; 4 – стенки скважины; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – цементный камень; 7 – пласт; 8 – перфорация в обсадной трубе и цементном камне)

Долота могут получать вращение либо от двигателей, установленных на поверхности, через колонну труб (роторное бурение), либо от забойных двигателей, расположенных над долотом в скважине (турбинное, электробурение). В случае роторного бурения долота углубляются в породу за счет движения вдоль оси скважины вращающейся буровой колонны, а при турбинном электробурении – не вращающейся буровой колонны.

Промывка скважины является характерной особенностью ВБ, при котором разрушение горной породы происходит за счет вращающегося долота. Удаление разбуренной породы из скважины и вынос ее на поверхность осуществляется потоком БР, который движется вниз по

бурильной колонне до достижения долота, затем проходит через имеющиеся в нем отверстия и выносится на поверхность по кольцевому участку между стенкой скважины и бурильной колонной [24, 91, 92]. Промывка скважины БР осуществляется в течение всего времени работы долота на забое. Следует отметить, что в процессе турбинного бурения раствор также приводит в движение гидравлический забойный двигатель – турбобур – многоступенчатую осевую турбину, вращающую буровое долото. Таким образом, при промывке скважин БР выполняет разные функции. Поведение БР в скважине обусловлено режимом его течения. Различают два режима течения: ламинарный режим при низких скоростях течения (обусловленный вязкостными свойствами раствора) и турбулентный – при высоких скоростях (обусловленный, в основном, инерционными свойствами БР, вязкость на него влияет лишь косвенно [117]). Движение глинистых БР имеет специфические особенности. Благодаря наличию пространственной студневой структуры движение ГР начинается только тогда, когда величина приложенного давления становится больше некоторого определенного значения  $p_0$ . В первый момент весь создаваемый напор идет на преодоление касательных напряжений на стенках трубы, при этом масса раствора, отрываясь от стенок, движется как единое целое с сохранением пространственной структуры. Такой вид ЛТ называют структурным режимом, а ненарушенную (студневую) часть – его ядром. По мере увеличения приложенного давления диаметр ядра раствора будет увеличиваться. Скорость в слоях пограничного градиентного слоя будет изменяться от нуля на стенке трубы до скорости ядра потока, при этом продольная скорость ядра является одновременно и максимальной продольной скоростью течения раствора (ПСР). С дальнейшим ростом скорости и уменьшением диаметра ядра раствора возникает перемешивание его частиц, изменение их скоростей как по величине, так и по направлению. Течение приобретает все более турбулентный характер. Переход от ЛТ к турбулентному совершается при определенной средней скорости раствора, называемой критической. Различают верхнюю и нижнюю критические

скорости, в промежутке между которыми возможны как ламинарные, так и турбулентные движения. Перераспределение скоростей потока, обусловленное изменением режимов течения, вызывает изменение величины гидравлических сопротивлений. Для вязкопластических БР критерием перехода одного режима в другой является численное значение обобщенного безразмерного параметра Рейнольдса  $Re^*$ :

$$а) \text{ при течении в трубах } Re^* = \frac{\omega \cdot d_0 \cdot \rho}{\mu \left(1 + \frac{\tau_s \cdot d_0}{6\mu\omega}\right)};$$

$$б) \text{ при течении в кольцевом пространстве } Re^* = \frac{\omega(D_{скв} - d)\rho}{\mu \left(1 + \frac{\tau_s(D_{скв} - d)}{6\mu\omega}\right)},$$

где  $\mu$  – пластическая вязкость БР;  $\tau_s$  – его предельное динамическое напряжение сдвига;  $\rho$  – плотность БР;  $\omega$  – средняя по сечению скорость раствора;  $d_0$  – внутренний диаметр трубы;  $D_{скв}$  – диаметр скважины;  $d$  – наружный диаметр трубы.

Для вязкопластических БР численное значение  $Re^*$  лежит в пределах 2500-4000, для кольцевого пространства – 1600 [124-129]. Следует отметить что параметр  $Re^*$  при больших значениях скоростей стремится к  $Re$  (где  $Re = (\rho \cdot \omega \cdot d) / \mu$  – параметр Рейнольдса для ньютоновских жидкостей). Применение безразмерных комплексов (критериев подобия) увеличивает общность принимаемых решений. В частности, одному и тому же значению числа Рейнольдса  $Re^*$  может соответствовать любая комбинация физических параметров  $\rho, \omega, d, \mu, \tau_s$ , удовлетворяющая уравнению  $Re^*$ . В теории подобия течений ВПЖ также широко используется критерий подобия – параметр пластичности  $\Pi = \frac{\tau_s \cdot d}{\mu \cdot \omega}$ , определяющий эффект пластичности жидкости.

Следует отметить, что величины гидравлических сопротивлений БР во многом зависят от перераспределения скоростей, возникающего в растворе при смене режимов. Поэтому актуальной является задача моделирования

особенностей течения БР в скважине, обеспечивающих оптимальные условия её бурения.

Наибольшее распространение в Удмуртии получили глиносодержащие БР, которые относятся к классу ВПЖ. В них, вместе с вязкостью, проявляются пластические свойства, заключающиеся в наличии предельного напряжения сдвига, при достижении которого возникает текучесть среды [59]. Реологическое уравнение такой жидкости имеет вид:

$$\dot{\gamma} = -\frac{du}{dr} = \begin{cases} \frac{\tau - \tau_s}{\mu}, & \tau_s < \tau < \tau_w, \\ 0, & \tau \leq \tau_s \end{cases}, \quad (4.1)$$

где  $\tau$  – напряжение трения в любой точке;  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига;  $u$  и  $r$  – скорость раствора и радиус сечения трубы, соответственно.

Вид реологического закона (4.1) создает определенные трудности при расчете гидродинамики НЖ. Установившееся течение на продолжительных отрезках БТ и кольцевого пространства с постоянной площадью проходного сечения удовлетворяет безынерционному приближению Стокса [68]:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \sigma + f &= 0; \\ \nabla \cdot V &= 0, \end{aligned} \quad (4.2)$$

где  $\sigma$  – тензор напряжений.

В соответствии с вариационным принципом [16, 67] решение дифференциального уравнения  $L(v) = f$  (где  $L$  – положительно определенный оператор) эквивалентно нахождению минимума функционала

$$F(v) = (L(v), v) - 2(v, f),$$

где  $(L(v), v)$  – внутреннее произведение [111].

Вместо уравнения (4.2) получим для течения в трубах следующую оптимизационную задачу:

$$\int_S \left[ \frac{1}{2} \mu \left( \frac{du}{dr} \right)^2 + \tau_s \left| \frac{du}{dr} \right| - \nabla p \cdot u \right] ds \rightarrow \min; \quad (4.3)$$

$$\int_s u ds = Q, \quad (4.4)$$

где  $s$  – область интегрирования (проходное сечение);  $Q$  – объемный расход жидкости;  $u$  – продольная скорость;  $p$  – давление.

Основная проблема при решении задачи (4.3,4.4) заключается в том, что функционал (4.3) недифференцируем в смысле Фреше в том случае, когда функция  $u$  тождественно равна постоянной в некоторой области  $z \in S$  [109]. При заданном расходе градиент давления выступает в роли множителя Лагранжа. В случае  $\mu = \mu_0 = const$  имеем ламинарный режим течения. При турбулентном режиме коэффициент вязкости зависит от параметров течения.

В работе [106] для решения задачи (4.3) при заданном градиенте давления предложено применять гибридный генетический алгоритм, преодолевающий трудности, связанные с недифференцируемостью функционала. Для сведения вариационной задачи (4.3, 4.4) к задаче нелинейного программирования в области  $s$  вводится разностная сетка  $\{r_j, j = \overline{0, n}\}$  и сеточная функция  $\{u_j, j = \overline{0, n}\}$ . Производная скорости

аппроксимируется конечно-разностной формулой  $\frac{du}{dr} \approx \frac{u_j - u_{j-1}}{r_j - r_{j-1}}$ ,

интегрирование (4.3), (4.4) проводится методом Симпсона. Далее решается задача оптимизации с неизвестными переменными  $u_j$ .

## 4.2. Гибридный генетический алгоритм

Генетический алгоритм относится к эвристическим алгоритмам, применяемым для нахождения решения задач оптимизации. Данный метод моделирует «естественный отбор» в природе. Классические методы оптимизации не справляются с определением глобального минимума многоэкстремальных функций, поэтому предложено использовать для решения многоэкстремальной задачи гибридный генетический алгоритм.

Задача оптимизации формализуется таким образом, чтобы её решение могло быть представлено в виде вектора «генотипов», в нашем случае вектора вещественных чисел  $\{C^s, s = \overline{1, m}\}^k$ . На первом этапе работы алгоритма случайным образом создается множество генотипов начальной популяции и для них отбирается наилучшая особь (называемая лидером), которая обучается отдельно по дополнительному методу. В том случае, если качественный показатель лидера при этом лучше, нежели у всех прочих особей в популяции, то вводится в популяцию и принимает участие в воспроизводстве потомков. Если же в популяции появляется особь, полученная в результате эволюции и имеющая лучший показатель, то она становится лидером [106].

Чтобы улучшить работу оптимизационных методов, применяются гибридные алгоритмы, в которых сочетаются свойства градиентных и эволюционных алгоритмов. Находится начальное приближение, локализованное в области экстремума с помощью генетического алгоритма, а затем уточняется положение экстремума градиентным методом. Алгоритм работы генетического гибридного алгоритма, применяемого в работе, представлен ниже и на рис. 4.2.

1)  $k=0$ . Создается популяция, которая состоит из  $m$  особей  $\{C^s, s = \overline{1, m}\}^k$  по BGA- или RGA-методу. Первый номер принимает особь  $C^1$  с лучшим показателем (минимальным значением функции (1)). Используя преобразования  $\Psi^{-1}$  получаем вектор  $x_b^k$  и  $x^k = x_b^k$ ;

2)  $k=k+1$ . С помощью метода переменной метрики (МПМ) вычисляется следующее приближение вектора  $x^k$ . С применением генетического алгоритма создается следующая популяция  $\{C^s, s = \overline{1, m}\}^k$  и выделяется лучшая особь, которая определяет очередной вектор  $x_b^k$ ;

3) если  $F(x_b^k) < F(x^k)$ , то  $x^k = x_b^k$ ;

4) если  $F(x_b^k) \geq F(x^k)$ , то  $C^1 = [x^k, \psi]$ ;

5) если выполняется условие остановки, то конец, иначе на пункт 2.

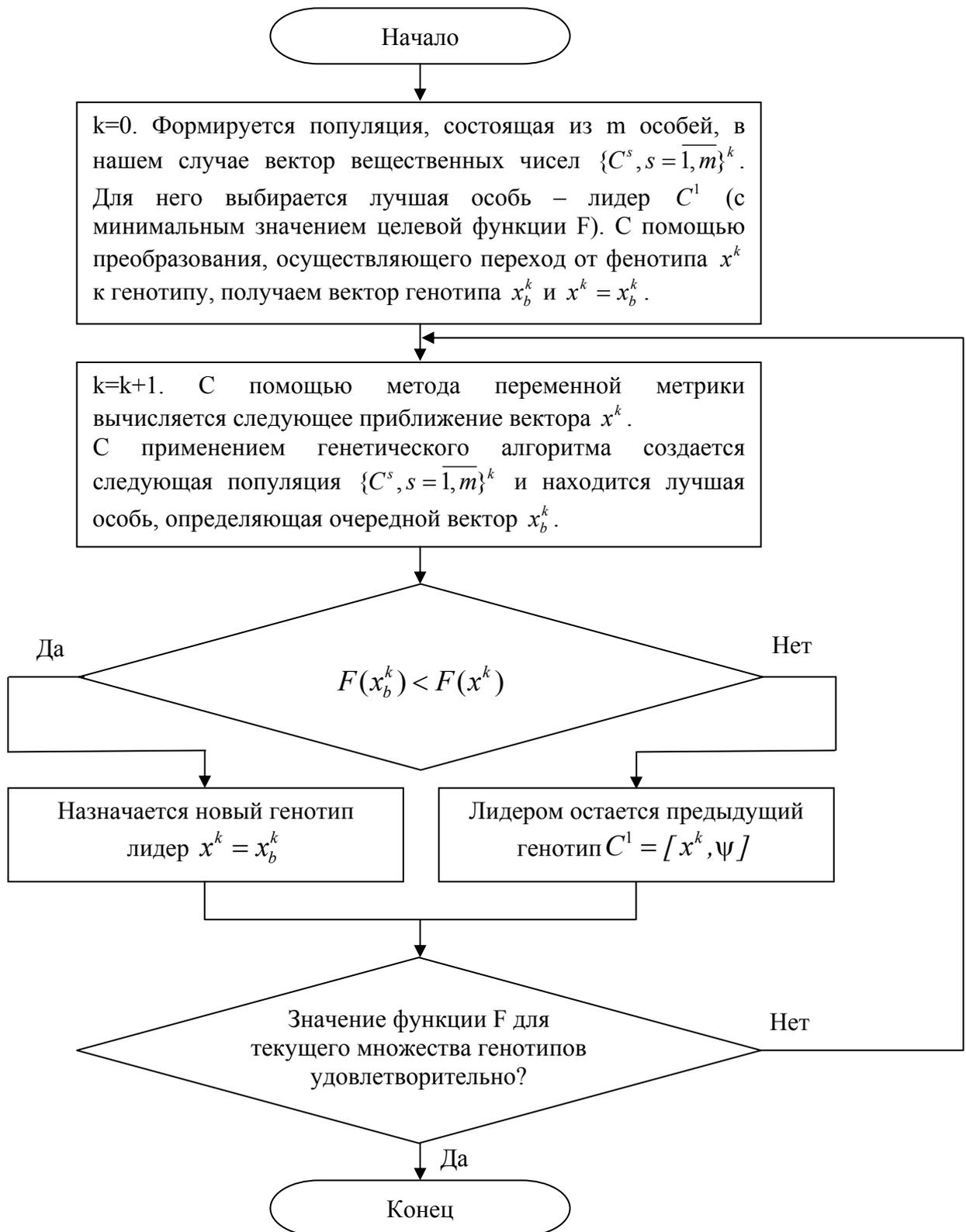


Рис. 4.2. Блок-схема гибридного генетического алгоритма

### 4.3. Гидродинамика циркулирующего в скважине бурового раствора

Для ламинарного режима течения ( $\mu = \mu_0 = const$ ) в круглой трубе полученный профиль скорости с погрешностью до  $\sim 0,1\%$  согласуется с известным аналитическим решением (предложенным Лойцянским Л.Г. [59]), при числе Рейнольдса  $Re^* = 1600$  и ПП  $\Pi = \frac{\tau_s D}{\mu \omega} = 27$  (где применяются

обозначения:  $D$  – диаметр трубы;  $\omega = \frac{4Q}{\pi D^2}$  – средняя по сечению скорость).

На рис.4.3. приведены зависимости ПСР от радиуса сечения трубы, которые имеют плоский участок от его центра (при  $r = 0$ ) до значения  $r = 0,65$  с последующим уменьшением до нуля (при  $r = 1$ ). Такую зависимость, иллюстрирующую распределение продольной скорости потока на различных расстояниях от стенки трубы, принято называть профилем скоростей потока. Продольная скорость равна нулю у стенки и возрастает до максимального значения с удалением от неё к центру трубы. Плоский профиль свидетельствует об одинаковой скорости частиц БР, (без разрушения пространственной структуры раствора) как твердого тела (ядра потока).

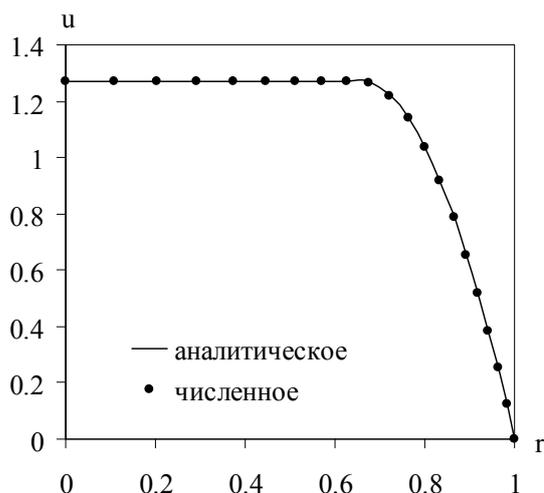


Рис. 4.3. Зависимости продольной скорости от радиуса сечения трубы

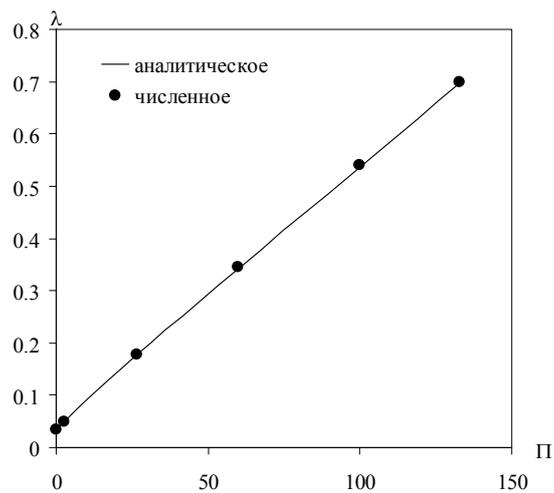


Рис. 4.4. Зависимости коэффициента сопротивления  $\lambda$  от параметра пластичности  $\Pi$

Следует отличать продольную скорость  $u$  от её скорости сдвига  $\dot{\gamma} = \frac{du}{dr}$  (т.е. от степени изменения скорости с расстоянием), которая в ядре потока равна нулю ( $\dot{\gamma} = 0; \tau = 0$ ). При низких скоростях сдвига частицы БР соединяются друг с другом под действием электростатических сил (образуя ядро раствора), однако при высоких скоростях сдвига эти связи разрушаются и реограмма течения раствора становится ньютоновской, где СС и напряжение сдвига будут максимальными у стенки трубы ( $\dot{\gamma} = \dot{\gamma}_{\max}, \tau = \tau_{\max}$ ).

Рассчитанный ПС имеет пограничный слой ( $r = 0,65 \div 1$ ), где БР движется как жидкость с разными скоростями её частиц (от нулевой на поверхности трубы из-за «прилипания» жидкости к поверхности – до максимальной и равной скорости ядра БР в центре трубы). Плоский ПС в круглой трубе свидетельствует о наличии ядра и значительной вязкости БР, хотя в круглой трубе бурильной колонны, а также в гидравлическом забойном двигателе, насадках долота раствор должен обладать минимальной эффективной вязкостью, близкой к вязкости воды (ньютоновский БР). Для достижения этой цели циркулирующий в скважине БР должен, по возможности, изменять свои реологические свойства в широком диапазоне за счет резкого снижения вязкости раствора при высоких скоростях сдвига в БТ и тиксотропного восстановления структуры при низких скоростях восходящего потока БР в кольцевой трубе [75]. Это позволяет обеспечить эффективную работу породоразрушающего инструмента в БТ, и хорошую способность БР выноса шлам в ЗП.

На рис. 4.4. приведено сравнение аналитической и полученной численно зависимостей коэффициента сопротивления  $\lambda$  от параметра пластичности  $\Pi$ . Коэффициент сопротивления для ЛТ при  $\Pi = 0$  описывается известной зависимостью  $\lambda = \frac{64}{\text{Re}^*}$  и представляет собой отношение сил внутреннего трения (вязкости) к силам инерции [59]. При установившемся движении БР по цилиндрической трубе перепад давления  $\Delta p$ , умноженный

на площадь сечения  $S$ , играет роль движущей силы  $\Delta p \cdot S$ , уравновешиваемой силами сопротивления раствора. Из сравнения аналитической и полученной численно зависимостей следует, что они совпадают с погрешностью  $\sim 0,1\%$ , а также, что коэффициент  $\lambda$  сопротивления движению БР по цилиндрической трубе при  $\Pi = 0$  имеет значение 0,03 и линейно возрастает в  $\sim 20$  раз при увеличении ПП от нуля до значений  $\Pi = 130$ . В целом, коэффициент  $\lambda$  зависит от ряда факторов: плотности, вязкости, скорости раствора и диаметра трубы.

Для турбулентного режима, характерного для течения в буровых трубах, аналитические зависимости для коэффициента сопротивления при ПП  $\Pi > 0$  отсутствуют. Для получения значений коэффициента сопротивления в круглой трубе и кольцевом пространстве в случае  $\Pi > 0$  задачу (4.3,4.4) будем решать с использованием модели турбулентности, использующей понятие длины пути смешения  $l$  [59]. В соответствии с этой моделью

$$\mu_c = \mu \left( 1 + l^2 \left| \frac{du}{dr} \right| \right). \quad (4.5)$$

Путь смешения определяется формулой:

$$l = R \left[ 0,14 - 0,08 \left( \frac{r}{R} \right)^2 - 0,06 \left( \frac{r}{R} \right)^4 \right], \quad (4.6)$$

где  $R = \frac{D}{2}$  – радиус трубы.

Для нулевого ПП (рис.4.5.) показано сравнение профилей скорости в круглой трубе, полученных численно из решения задачи (4.3, 4.4) и эмпирически [102]. Анализ полученных зависимостей показывает, что при ТТ в круглой трубе полученный численно профиль скорости расположен на  $\sim 2,2\%$  ниже эмпирического (что соответствует меньшим продольным скоростям потока). Однако спад плоской вершины профиля начинается позже (при  $r \approx 0.95$ ) по сравнению с эмпирическим ( $r \approx 0,8$ ), что соответствует меньшему разбросу скоростей внутри ядра. По сравнению с

аналогичной зависимостью в ламинарном режиме (рис.4.3.) (где плоская вершина профиля расположена горизонтально, что соответствует одинаковой скорости всех частиц ядра) при турбулентном режиме плоский участок графика имеет отклонение от горизонтальной прямой в виде наклона от центра к поверхности трубы (что свидетельствует об уменьшении на ~20% скорости частиц внутри квазитвердого ядра: в центре потока она больше, а у границ ядра меньше).

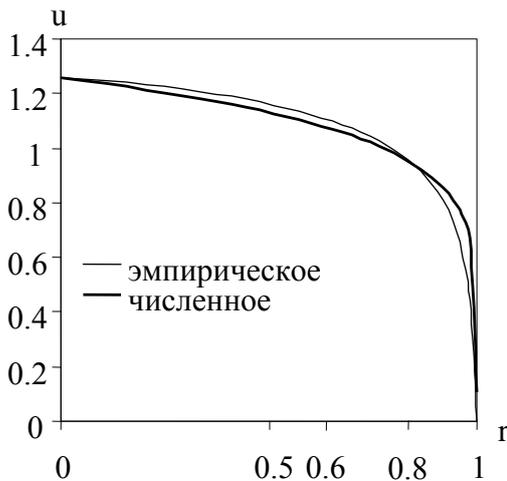


Рис.4.5. Профили скоростей в круглой трубе для нулевого параметра пластичности

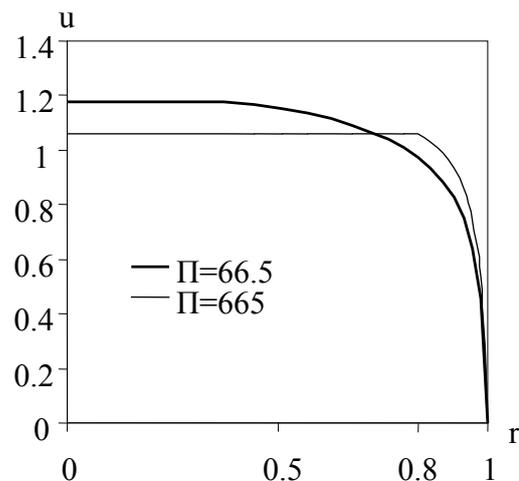


Рис.4.6. Зависимости продольной скорости от радиуса сечения трубы

Удовлетворительное согласование по распределению скорости и удовлетворение эмпирическому закону сопротивления для ТТ в круглых трубах

$\lambda = \frac{0,316}{(Re^*)^{0,25}}$  дает возможность вычислять коэффициент

сопротивления из решения задачи (4.3, 4.4) при  $\Pi > 0$ . Влияние параметра

пластичности  $\Pi = \frac{\tau_s D}{\mu_0 \omega}$  на распределение ПСР в круглой трубе показано на

рис. 4.6. Большие значения предельного напряжения  $\tau_s$  (также, как и при ламинарном режиме) приводят к течению с выраженным ядром, где вязкопластический раствор движется как твердое тело.

Анализ представленных зависимостей (рис.4.6.) показывает, что при ТТ

в цилиндрической трубе ПС при больших значениях ПП ( $\Pi = 665$ ) находится ниже на  $\sim 10\%$ , чем профиль при меньших на порядок его значениях ( $\Pi = 66,5$ ). Это свидетельствует об уменьшении продольной скорости на  $\sim 10\%$  у более пластичных БР, однако резкий спад профиля (граница ядра) у них начинается позже на  $\sim 25\%$  (при  $r = 0,8$ ) по сравнению с менее пластичными растворами (при  $r = 0,5$ ). Таким образом, толщина градиентного жидкого слоя БР в трубе увеличивается от  $0,2r$  до величины  $0,5r$ , а диаметр ядра уменьшается на  $\sim 38\%$  при уменьшении ПП на порядок (от 665 до 66,5). Также по сравнению с зависимостью (где  $\Pi = 665$  и плоская вершина профиля расположена горизонтально) при уменьшении  $\Pi$  на порядок плоский участок профиля приобретает наклон от центра сечения трубы (что свидетельствует о том, что скорость частиц квазитвердого ядра неодинакова: в центре она больше, а у границ ядра меньше).

В кольцевом пространстве влияние ПП на профиль скорости показано на рис. 4.6. Расчеты проведены для числа Рейнольдса  $Re^* = 3700$ . Анализ показал, что с ростом параметра пластичности  $\Pi$  профиль скорости становится все более пологим и увеличивается длина его пологой части. Однако для всех значений  $\Pi$  совпадают конечные участки профиля (соответствующие низким, в том числе, нулевым, значениям ПСР). Также профиль скорости, рассчитанный при больших значениях ПП ( $\Pi = 2118$ ), расположен ниже на  $\sim 12\%$  менее пластичных БР. Для кольцевых труб плоский участок профиля при всех значениях параметра пластичности (от  $\Pi = 4$  до  $\Pi = 2118$ ) представляет собой горизонтальную линию, что свидетельствует об одинаковой скорости всех частиц ядра (от центра сечения до его границ). Этот плоский центральный участок сечения ядра представляет собой наилучшие условия для выноса шлама на поверхность. В кольцевом пространстве область краевых пограничных жидких слоев БР уменьшается (с ростом ПП от  $\Pi = 4$  до  $\Pi = 2118$ ) от  $\Delta r = 0,05$  до  $\Delta r = 0,03$ , при этом диаметр ядра увеличивается от  $\Delta r = 0,08$  до  $\Delta r = 0,12$  (т.е. на  $\sim 30\%$ ).

Таким образом, оптимальный с точки зрения реологии БР в быстро опускающемся потоке (в бурильной колонне, гидравлическом забойном двигателе, на забое) должен обладать эффективной вязкостью, стремящейся к вязкости воды (т.е. при высокой скорости – это ньютоновский БР с параболическим законом изменения продольной скорости от радиальной координаты; рис.4.7.,  $\Pi=0$ ). А при подъеме с более низкой скоростью поток должен иметь эффективную вязкость, отвечающую требованию транспортирования шлама на поверхность без накопления его внутри скважины (т.е. при низкой скорости – это ламинарный режим с плоской вершиной профиля скоростей) [73].

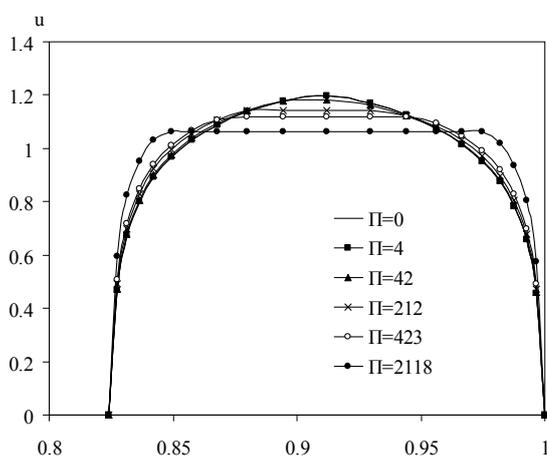


Рис. 4.7. Зависимости продольной скорости от радиальной координаты

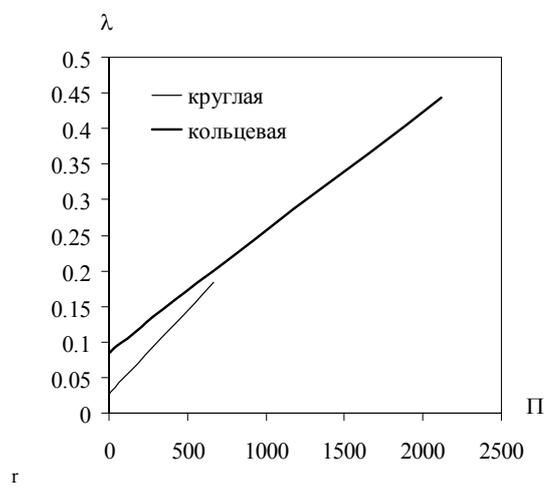


Рис. 4.8. Зависимости  $\lambda(\Pi)$  для круглой трубы и кольцевого пространства при турбулентном течении

Коэффициент сопротивления при турбулентном режиме течения вязкопластического раствора существенно зависит от величины ПП. На рис.4.8. показаны зависимости  $\lambda(\Pi)$  для круглой и кольцевой трубы [120].

Коэффициент сопротивления для кольцевой трубы при  $\Pi=0$  в несколько раз выше, чем для круглой трубы (значения 0,085 и 0,023, соответственно). При увеличении предельного напряжения до значений  $\tau_s \approx 500$  коэффициенты сопротивления возрастают в  $\sim 2,3$  и  $\sim 6,5$  раз (значения 0,19 и 0,15, соответственно).

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости проведения гидравлических расчетов характеристик течения БР и учета их пластических свойств в процессе бурения скважины.

#### 4.4. Неизотермический режим промывки ствола скважины при бурении

Промывка БС от разрушенной породы осуществляется подачей БР в кольцевой зазор через колонну БТ. Если применяется турбинный способ бурения, то энергия движения БР используется для вращения долота турбобуром.

Установившееся течение глинистых БР на продолжительных отрезках БТ и кольцевого пространства с постоянной площадью проходного сечения удовлетворяет безынерционному приближению Стокса [68]:

$$\begin{aligned}\nabla \cdot \sigma + f &= 0; \\ \nabla \cdot V &= 0,\end{aligned}\tag{4.7}$$

где  $\sigma$  – тензор напряжений.

Разобьем скважину на несколько отрезков с постоянными величинами площади проходного сечения. Длину каждого отрезка обозначим  $\Delta x_i$ ,  $i = \overline{1, m}$ . Для решения задачи (4.7) используем вариационный подход [111]. Вместо уравнений (4.7) для расчета течения в трубе с произвольным сечением решается следующая оптимизационная задача:

$$\int_{s_i} \left[ \frac{1}{2} \mu \left( \frac{du}{dr} \right)^2 + \tau_s \left| \frac{du}{dr} \right| - \nabla p \cdot u \right] ds \rightarrow \min ;\tag{4.8}$$

$$\int_{s_i} u ds = Q ,\tag{4.9}$$

где  $s_i$  – область интегрирования (проходное сечение);  $Q$  – объемный расход раствора;  $u$  – продольная скорость;  $p$  – давление.

Для сведения вариационной задачи (4.8), (4.9) к задаче нелинейного программирования в области  $s$  вводятся разностная сетка  $\{r_j, j = \overline{0, n}\}$  и

сеточная функция  $\{u_j, j = \overline{0, n}\}$  [103, 105]. Производная скорости аппроксимируется конечно-разностной формулой  $\frac{du}{dr} \approx \frac{u_j - u_{j-1}}{r_j - r_{j-1}}$ , интегрирование (4.8), (4.9) проводится методом Симпсона. Далее решается задача оптимизации с неизвестными переменными  $u_j$  численным методом [40].

В уравнении (4.8) коэффициенты  $\mu$ ,  $\tau_s$  зависят от температуры вязкопластического раствора. При турбулентном режиме течения коэффициент  $\mu$  определяется также градиентом скорости движения и расстоянием до границы области течения. Для получения значений коэффициента сопротивления в круглой трубе и кольцевом пространстве в случае  $\Pi > 0$  ( $\Pi = \frac{2\tau_s R}{\mu_0 \omega}$  – параметр пластичности) задача (4.8), (4.9) решается с использованием модели турбулентности, использующей понятие длины пути смешения  $l$  [102]. В соответствии с этой моделью:

$$\mu_c = \mu \left( 1 + l^2 \left| \frac{du}{dr} \right| \right) = \mu \phi_l. \quad (4.10)$$

Обозначим  $R_1, R_2$  – радиусы внутренней и внешней границы кольцевого пространства;  $Q$  – часовой расход жидкости (часовая производительность) в кг/ч;  $R$  – внутренний радиус буровой трубы;  $h = R_2 - R_1$ ;  $\chi = 1 - \frac{R_2}{R_1}$ . Функция  $\phi_l$ , характеризующая турбулентность, определяется формулой:

$$\phi_l = 1 + \text{Re}^* \delta \eta (0,14 - 0,08z^2 - 0,06z^4) \left| \frac{du}{dr} \right|, \quad (4.11)$$

$$\text{где } \delta = \begin{cases} \frac{\chi}{8}, & R_1 \leq r \leq R_2 \\ \frac{1}{2}, & r \leq R \end{cases}; \quad z = \begin{cases} 2 \left( 1 - \frac{\chi}{2} - \frac{r}{R_1} \right), & R_1 \leq r \leq R_2; \\ \frac{r}{R}, & r \leq R \end{cases}$$

$$\eta = \begin{cases} \sqrt{1-|z|}, & R_1 \leq r \leq R_2 \\ \sqrt{1-\frac{r}{R}}, & r \leq R \end{cases}; \quad \text{Re} = \begin{cases} \frac{2\rho h\omega}{\mu_0}, & R_1 \leq r \leq R_2 \\ \frac{2\rho R\omega}{\mu_0}, & r \leq R \end{cases} \quad - \text{ число Рейнольдса};$$

$$\omega = \begin{cases} \frac{Q}{\pi(R_2^2 - R_1^2)}, & R_1 \leq r \leq R_2 \\ \frac{G}{\pi R^2}, & r \leq R \end{cases} \quad - \text{ средняя по сечению скорость.}$$

Скважина проходит через пласты породы с разной температурой, повышающейся с увеличением глубины бурения, что приводит к нагреву БР при течении в кольцевом зазоре и к изменению РХ  $\mu, \tau_s$  [39-41]. Потери давления при подаче БР в скважину определяются этими характеристиками. При большой глубине бурения необходимо рассматривать процесс прогрева ствола скважины.

Если  $x$  – координата, отсчитываемая вдоль оси скважины, то осесимметричное уравнение переноса температуры можно записать в виде:

$$r\rho_s c_s \frac{\partial T}{\partial t} + r\rho_s c_s u \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial r} \left( r\lambda_s \phi_l \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (4.12)$$

где  $\rho_s, c_s, \lambda_s$  – соответственно, плотность, коэффициенты теплоемкости и теплопроводности для раствора ( $s=1$ ), материала трубы ( $s=2$ ), окружающей породы ( $s=3$ ). Граничные условия для уравнения (4.12):

$$t = 0, T = T_0; \quad x = 0, r \leq R, T = T_0; \quad r = \infty, T = T_w(x).$$

Для численного решения уравнения (4.12) вводится разностная сетка  $\{\Delta t, \Delta x, \Delta r\}$ . Коэффициент теплопроводности вязкопластического раствора определяется через функцию  $\phi_l$ . При этом  $\lambda_1 = \lambda_{10}\phi_l$  (где  $\lambda_{10}$  – коэффициент теплопроводности для ламинарного режима). Коэффициенты  $\mu_0(T), \lambda_{10}(T), \tau_s(T)$  зависят от температуры раствора. Уравнение (4.12) аппроксимируется дискретным аналогом по неявной разностной схеме. На временном шаге  $\Delta t$  система линейных алгебраических уравнений решается методом Зейделя [100]. На каждом шаге  $\Delta x$  рассчитывается скорость движения раствора из решения уравнений (4.8), (4.9).

Для определения зависимости РХ БР от температуры проведена серия экспериментов на вискозиметре в диапазоне температуры 23-80°C. Результаты измерений описываются уравнениями регрессии

$$\mu_0(T) = \mu_0(T_0)(1,213 - 0,0107(T - T_0)); \quad (4.13)$$

$$\tau_0(T) = \tau_0(T_0)(0,892 - 0,0054(T - T_0)). \quad (4.14)$$

с коэффициентами корреляции 0,91 и 0,93, соответственно.

Задача (4.8) – (4.11) решалась с применением полученных зависимостей для скважины глубиной 2400 м при следующих размерах трубы:  $R = 0,055$ ;  $R_1 = 0,063$ ;  $R_2 = 0,108$ . Для утяжеленной БТ (УБТ)  $R = 0,04$ ;  $R_1 = 0,089$ . Изменение окружающей температуры ствола скважины задавалось уравнением  $T_w(x) = T_0 + 0.025x$ ,  $T_0 = 20$ .

Изменение профиля температуры в сечении УБТ в окрестности ствола скважины при разных моментах времени показано на рис.4.9. (где  $r$  – радиальное расстояние в метрах,  $T$  – температура в градусах Цельсия. При этом каждый температурный профиль соответствует времени, в часах).

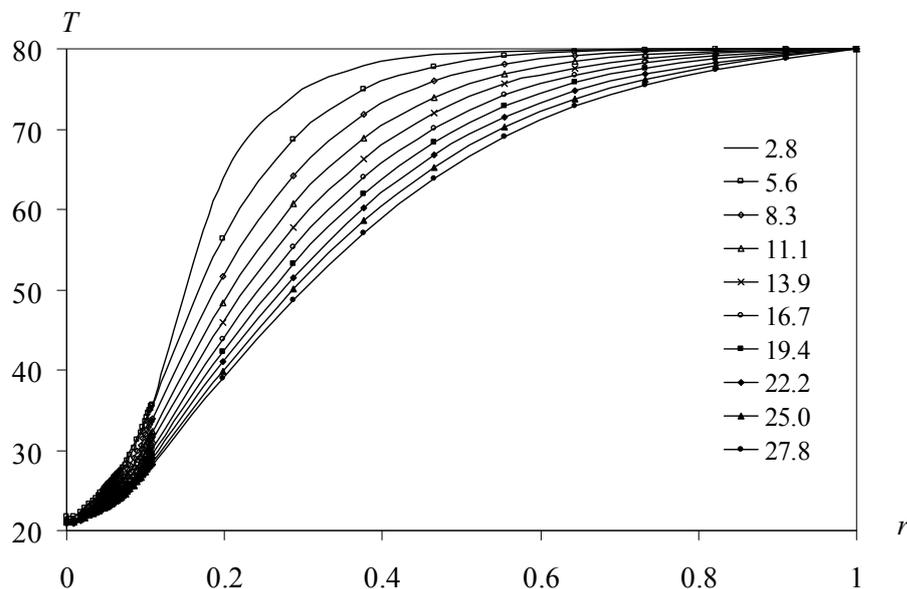


Рис.4.9. Изменение профиля температуры в окрестности ствола скважины

Более подробно температурные профили для трубы и кольцевого зазора показаны на рис.4.10. Температура раствора в кольцевом зазоре повышается за счет нагрева от окружающей породы.

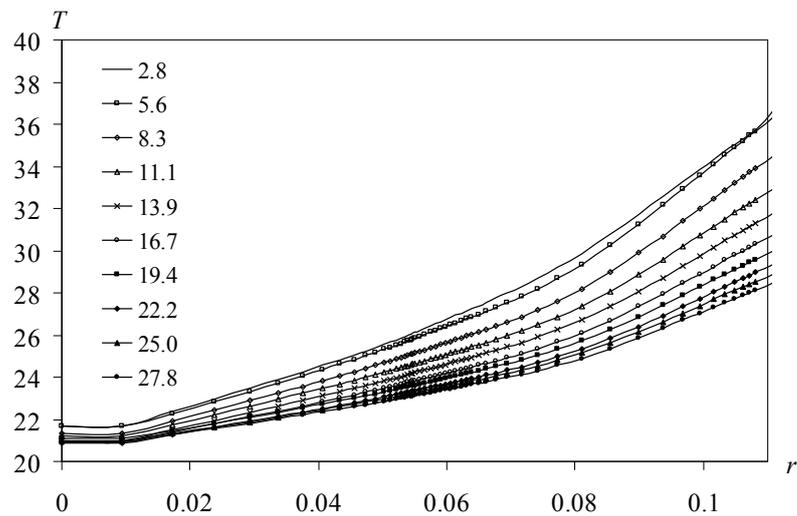


Рис.4.10. Изменение профиля температуры в трубе и кольцевом зазоре

Со временем температура снижается из-за охлаждения породы подаваемым в скважину раствором [121]. Температура в разных сечениях скважины по глубине представлена на рис. 4.11. (где зависимость 1 соответствует устью скважины; 2 – середине скважины; 3 – УБТ). Зависимость относительного перепада давления от времени приведена на рис.4.12.

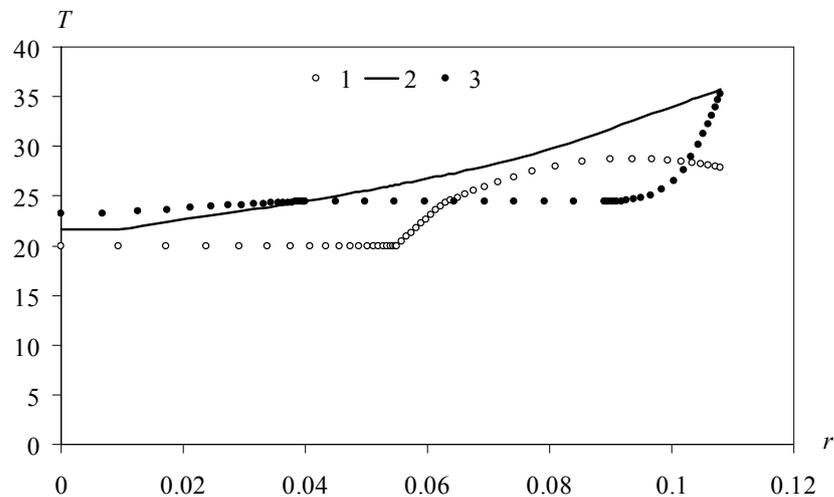


Рис.4.11. Температура в разных сечениях скважины

Таким образом, рассмотрено неизотермическое осесимметричное течение БР в круглой трубе и кольцевом пространстве при турбулентном режиме с использованием вариационного подхода решения задачи.

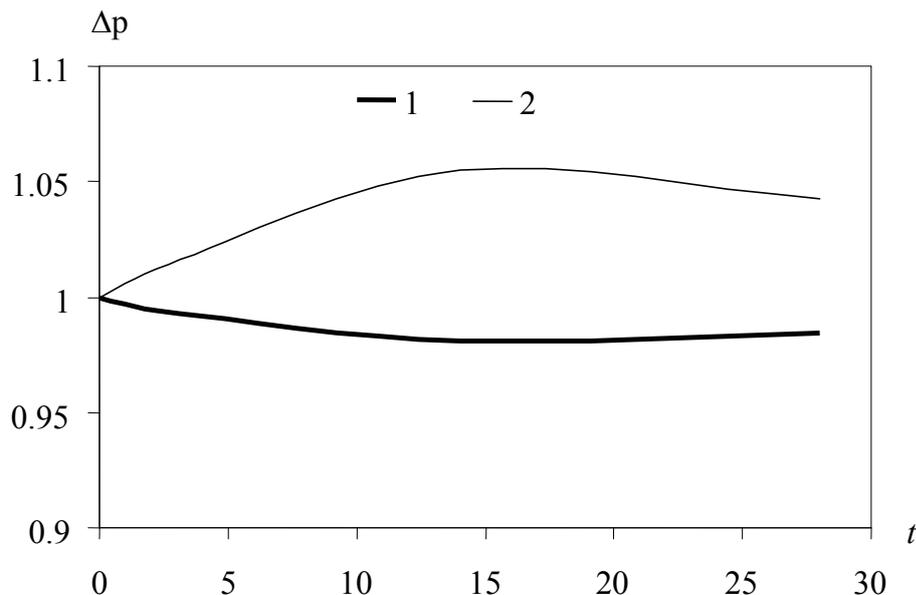


Рис.4.12. Изменение перепада давления во времени

Получена зависимость перепада давления от реологических свойств БР при распределении температуры по глубине нефтескважины при промывке. Зависимость 1 на рис.4.12. соответствует перепаду давления в буровой трубе, зависимость 2 – кольцевому зазору. Изменение перепада, связанное с неизотермичностью течения БР, составляет ~5%.

#### 4.5. Выводы по главе 4

1. Из вариационной постановки задачи о течении получены зависимости ПСР глинистых БР для круглой трубы в ламинарном и турбулентном режимах. Установлено, что при переходе в турбулентный режим увеличивается скорость циркулирующего потока, при этом снижается эффективная вязкость раствора (обусловленная его пространственной структурой) и разрушается ядро потока, что повышает эффективность работы долота и забойного двигателя.

2. Показано, что в ламинарном режиме коэффициент сопротивления  $\lambda$  движению БР по круглой трубе имеет значение 0,03 и линейно возрастает в ~20 раз при увеличении параметра пластичности  $\Pi$  от нуля до значений

$\Pi=130$ . Уменьшить коэффициент сопротивления (а следовательно, и соответствующий перепад давлений) возможно уменьшением вязкости БР, а также увеличением его скорости, плотности и диаметра трубы.

3. На основе оптимизационной задачи о течении получена зависимость градиента скорости БР от пластичности в кольцевом пространстве и круглой трубе для турбулентного движения. Показано, что для кольцевой трубы при отличных от нуля значениях ПП (от  $\Pi=4$  до  $\Pi=2118$ ) существует плоский участок профиля скорости, что свидетельствует о наличии ядра потока и представляет собой наилучшие условия для выноса шлама на поверхность.

4. Установлено, что в турбулентном режиме для кольцевой трубы коэффициент сопротивления  $\lambda$  выше, чем для круглой, и при увеличении предельного напряжения до значений  $\tau_s = 500$  возрастает в  $\sim 2,3$  раза и в  $\sim 6,5$  раз, соответственно.

5. Показано, что для формирования ламинарного течения БР в кольцевом пространстве (обеспечивающего максимальный вынос шлама на поверхность) и одновременно турбулентного режима в цилиндрической трубе (обеспечивающего максимальную скорость бурения) целесообразно выбирать оптимальную ПСР в кольцевом пространстве (соответствующую  $Re^* \leq 1600$ ) и в трубе (соответствующую  $Re^* \geq 2500 \div 3500$ ). Это условие формирования оптимальной ПСР БР обеспечивается необходимым соотношением площадей кольцевого пространства и трубы (в частности, для диаметра БС  $D_{скв.} = 30$  см и диаметра трубы  $D = 20$  см соотношение  $S_{кольца} / S_{трубы} = 2,2$ , что соответствует уменьшению скорости БР в кольцевом пространстве также в 2.2 раза).

6. Из вариационного подхода к решению задачи о неизотермическом осесимметричном течении БР в кольцевом пространстве и круглой трубе при турбулентном режиме получена зависимость перепада давления от реологических свойств раствора при распределении температуры по глубине нефтескважины при промывке. Изменение перепада давления, связанное с неизотермичностью течения БР, составило  $\sim 5\%$ .

## **ГЛАВА 5. УПРАВЛЕНИЕ ЧИСТОТОЙ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ПУТЕМ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БР ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ БУРЕНИЯ**

В главе дан анализ критериев эффективности промывки БС, предложено управлять качеством бурения с позиции максимальной очистки забоя посредством контроля и регулирования РХ БР. На основе математической модели неизотермического режима бурения сформулирована задача оптимального управления качеством БР, обеспечивающая максимум выноса шлама на поверхность. Разработан алгоритм управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля и регулирования характеристик БР.

### **5.1. Критерии эффективности промывки скважины**

Промывка скважины при бурении может осуществляться разными способами:

- гидравлическим;
- пневматическим;
- комбинированным (гидропневматическим или пневмогидравлическим).

Гидравлический способ удаления продуктов разрушения – наиболее распространенный и применяется, главным образом, при вращательном бурении, при котором продукты разрушения удаляются с забоя и транспортируются на поверхность промывочным БР (в том числе, и глинистым). Изначально буровым насосом БР закачивается в БТ, затем нагнетается к забою, омывает его, поднимается по ЗП на поверхность вместе с частицами разбуренной породы и поступает в очистные устройства. При пневматическом способе очистки забоя вынос продуктов разрушения осуществляется потоком газа (т.е. газообразными агентами). Пневматический способ основан на удалении продуктов разрушения

сжатым воздухом или газом, нагнетаемым в скважину компрессором. В комбинированном способе удаление продуктов осуществляется газожидкостной смесью (аэрированными БР, пенами и др.) при одновременной работе бурового насоса и компрессора [14].

При гидравлическом способе промывки БС для её удовлетворительной очистки от выбуренной породы должно быть подобрано оптимальное соответствие между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора. Эффективным способом улучшения качества очистки скважин является повышение плотности БР, поскольку при увеличении плотности раствора уменьшается конечная скорость оседания шлама. Вместе с тем, более плотный БР передает шламу больший момент количества движения, который в равной степени зависит и от скорости движения раствора в кольцевом пространстве. Часть подъемной силы обеспечивается посредством трения между БР и обтекаемым им шламом, что также способствует отрыву частиц шлама от стенки скважины и возвращению их в поток. В результате увеличения плотности раствора повышается показатель эффективности транспортирования шлама и его концентрация резко уменьшается. Однако обычно не прибегают к изменению плотности БР для увеличения чистоты забоя по причинам экономического характера.

На качество очистки скважин наибольшее влияние оказывают РХ БР: предельное ДНС  $\tau_s$ , пластическая  $\mu$  и эффективная  $\mu_{эф}$  вязкости. Из уравнения (1.5) (глава 1), описывающего кривую течения глинистых БР, следует, что предельное ДНС  $\tau_s$  характеризует пластические свойства раствора, динамическая вязкость  $\mu$  – его вязкостные свойства. Основным же показателем при очистке БС от шлама является эффективная вязкость  $\mu_{эф}$ , характеризующая вязкопластические свойства БР и определяющая его транспортирующую способность (которая тем выше, чем больше значение этой вязкости). Если поделить обе части уравнения (1.5) на скорость  $\dot{\gamma}$  сдвига, то получим формулу для расчета эффективной вязкости  $\mu_{эф}$ ,

бингамовских БР (рис.5.1) [4]:

$$\mu_{эф} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = \frac{\tau_s}{\dot{\gamma}} + \mu. \quad (5.1)$$

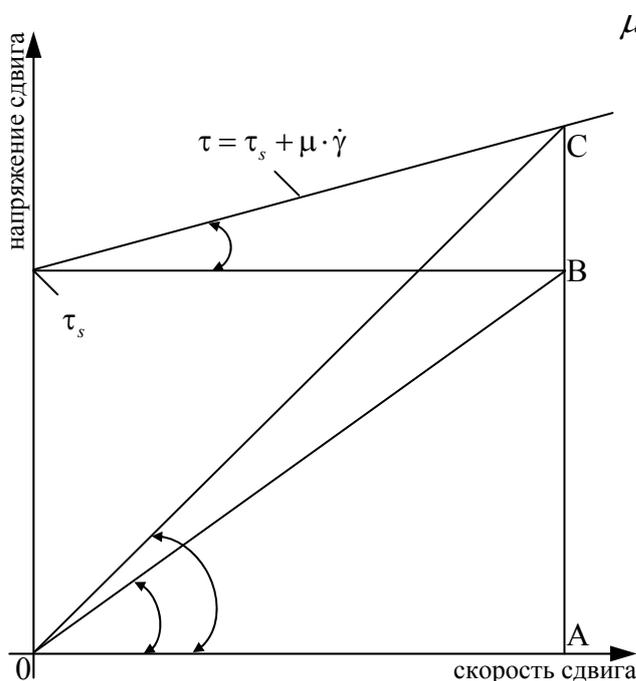


Рис. 5.1. Определение эффективной вязкости БР

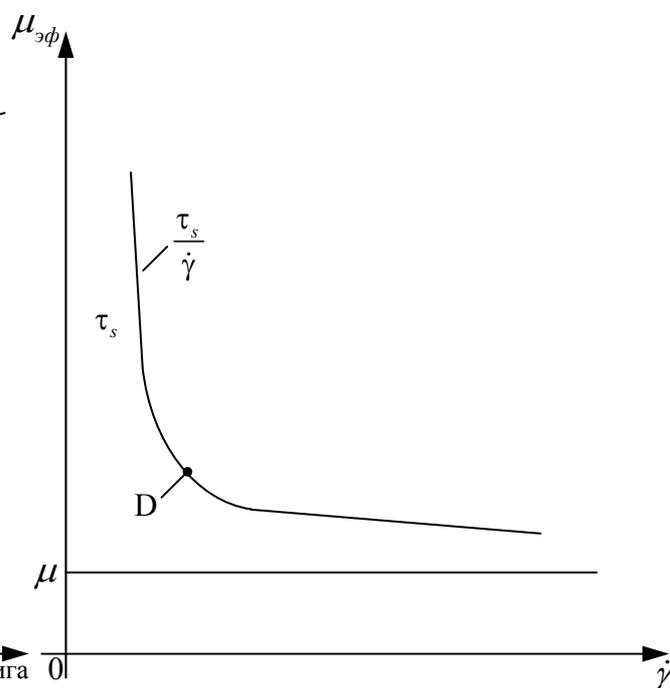


Рис. 5.2. Кривая изменения  $\mu_{эф}$  с ростом скорости сдвига  $\dot{\gamma}$

Эффективная вязкость  $\mu_{эф}$  глинистого БР – это вязкость эквивалентного ньютоновского раствора, для которого касательные напряжения  $\tau$ , появляющиеся при скорости сдвига  $\dot{\gamma}$ , соответствуют при этой же скорости таким же напряжениям  $\tau$  реального неньютоновского вязкопластического БР. Так для рис.5.1., при скорости сдвига, соответствующей положению т.А,  $\mu_{эф}$  определяется углом наклона прямой ОС (тангенс которого представляет собой эффективную вязкость  $AC/OA$ ). С увеличением скорости сдвига  $\dot{\gamma}$  первый член уравнения (5.1) (характеризующий степень студенистости раствора в зависимости от скорости) приближается к нулю, а эффективная вязкость  $\mu_{эф}$  – к величине ПВ  $\mu = BC / OA$  (которая не зависит от скорости сдвига, определяется механическим внутренним трением БР и является его константой). Поэтому,

необходимо, чтобы оптимальный БР в быстро опускающемся потоке должен обладать эффективной вязкостью, стремящейся к вязкости воды, а при подъеме с более низкой скоростью поток должен иметь эффективную вязкость, отвечающую требованию транспортирования шлама на поверхность без накопления его внутри скважины [73].

По выбору значения скорости сдвига  $\dot{\gamma}$  в БТ можно отметить следующее. Первая составляющая  $\tau_s / \dot{\gamma}$  уравнения (5.1) уменьшается по гиперболическому закону в нисходящем потоке раствора в трубе при увеличении скорости сдвига, обеспечиваемой насосом. При этом на участке графика от нуля до точки D (где  $\tau_s / \dot{\gamma} \geq 1$ ) эффективная вязкость  $\mu_{эф}$  резко падает по гиперболическому закону, а на участке от т. D до значений  $\dot{\gamma} \rightarrow \infty$  (где  $\tau_s / \dot{\gamma}_{омн} \leq 1$ ), она медленно по гиперболическому закону приближается к значению ПВ  $\mu$ . Эта точка D на крутом участке зависимости  $\tau_s / \dot{\gamma}$  свидетельствует о том, что у БР при переходе из забоя в кольцевое пространство при относительно небольшом снижении скорости сдвига будет резко увеличиваться значение  $\mu_{эф}$ , необходимое для выноса шлама. Эффективная вязкость при скорости сдвига равной  $100 \text{ с}^{-1}$  характеризует вязкость БР в кольцевом пространстве и является основным показателем его транспортирующей способности.

Из анализа рис. 5.1. следует, что  $\mu_{эф}$  увеличивается с уменьшением скорости сдвига  $\dot{\gamma}$ . Однако с ростом  $\mu_{эф}$  увеличиваются гидравлические сопротивления при течении БР в кольцевом пространстве и, соответственно, растет дифференциальное давление. Это ведет к снижению механической скорости бурения и проходки на долото. В результате не только происходит удержание частиц разрушенной породы на забое, но и ухудшение условий формирования зоны предразрушения (зарождения и развития макро- и микротрещин). Следует отметить, что эффективная вязкость при полностью разрушенной пространственной структуре ( $\tau_s = 0; \mu_{эф} = \mu; \dot{\gamma} = 10000 \text{ сек}^{-1}$ ) БР

характеризует вязкость раствора в насадках долот (и называется асимптотической вязкостью [44]). С уменьшением  $\mu_{эф}$  повышается механическая скорость бурения.

Для повышения эффективности промывки скважины необходимо располагать критерием, позволяющим оценить условия и качество полной очистки забоя от шлама [11,98]. Известен ряд таких критериев, предложенных различными авторами, наибольшее распространение из них получили следующие [61]:

- давление, создаваемое насосами;
- удельный расход БР (т.е. расход, отнесенный к единице площади забоя);
- расход раствора в зависимости от частоты вращения шарошечного долота и его конструкции;
- скорость истечения струи из насадок долота;
- сила удара (давление) струи, истекающей из насадки долота;
- удельная гидравлическая забойная мощность (т.е. мощность, отнесенная к единице площади забоя);
- число Рейнольдса или его функция при течении жидкости в насадках долота [119].

При этом основные технологические требования, предъявляемые к качеству очистки, заключаются в следующем:

- должен отсутствовать слой шлама;
- при наличии слоя шлама он должен оставаться неподвижным или продвигаться вверх по стволу при циркуляции;
- не должно быть проблем при бурении и его завершении.

Следует отметить, что одним из известных критериев эффективности (КЭ) очистки ствола является определение соотношения объема частиц, удаленных из раствора наземным оборудованием, к объему выбуренной породы.

Оценка качества БР с позиции реологии и эффективности промывки БС

обычно производится на основании трех постоянных для данного раствора параметров: ПВ, ДНС и их производной – коэффициента пластичности бурового раствора ( $K_{II}$ ,  $c^{-1}$ ), который определяется величиной отношения предельного ДНС к ПВ [115]:

$$K_{II} = \tau_s / \mu. \quad (5.2)$$

Известно, что с увеличением коэффициента пластичности повышается транспортирующая способность потока, а также гидродинамическое давление струй БР, истекающих из насадок долота, что создает более эффективное разрушение горных пород на забое и увеличение механической скорости бурения. Поэтому  $K_{II}$  может использоваться как критерий качества промывки [39].

Таким образом, для эффективной промывки БС необходимо контролировать и регулировать основные и постоянные для данного БР реологические константы (ПВ  $\mu$  и ДНС  $\tau_s$ ), а также скорость течения раствора в буровой трубе и кольцевом пространстве.

## 5.2. Задача оптимального управления качеством БР

Для оптимизации процесса промывки скважины предложено использовать системный подход, в основе которого лежит рассмотрение объектов как систем [3]. Оптимизация процесса очистки скважины от шлама в рамках системного подхода может осуществляться соответствующим выбором величин  $\tau_s, \mu$  и скорости течения БР. Выполнение условия очистки забоя от шлама является обязательным требованием, иначе невозможно обеспечить углубление ствола скважины. БР, подаваемый на забой скважины через отверстия в долоте, должен обеспечить очистку шарошек долота, вынос разбуренной породы, охлаждение долота и очистку забоя, исключаящую вторичное дробление породы долотом. Также в процессе промывки обеспечивается поддержание в устойчивом состоянии стенки скважины, противодействие на пласты и снижение трения труб о стенки

скважины и в опорах долот. Инструментом для выполнения вышеуказанных функций промывки является, в первую очередь, БР. Тип раствора выбирают с учетом предупреждения осложнений в процессе бурения и только потом - с позиции обеспечения лучших условий работы породоразрушающего инструмента.

Одним из важнейших по значимости факторов в отношении качества промывки скважин является скорость потока в кольцевом пространстве. Вследствие неоднородного распределения скоростей ПС в кольцевом пространстве возникает неравенство сил, которые воздействуют на частицы шлама. Наибольшее воздействие со стороны раствора приходится на самые крупные частицы, которые стремятся к стенке вследствие данного неравенства сил. Крупные частицы шлама вытесняются из самого быстрого слоя и группируются у стенок ствола скважины и затем оседают по стволу вниз [59]. Даже при условии высокой средней скорости потока более крупные частицы шлама перемещаются к стенкам скважины, где скорость потока ниже, оседая затем по стволу вниз.

В кольцевом пространстве механизм влияния на подъемную силу скорости потока определяется профилем скоростей, который зависит от режима течения: ламинарного или турбулентного (рис.5.3.) [1]. Ламинарный режим преобладает при низких скоростях течения (участок 1 – зависимости давление  $P$  – скорость  $U$  и определяется вязкостными свойствами БР). Турбулентный режим возникает при высоких скоростях и зависит от инерционных свойств раствора (участок 2, где вязкость влияет лишь косвенно). Плоский профиль потока, создаваемый при ламинарном структурном и турбулентном режиме течения БР способствует лучшей очистке скважины. Турбулентный поток не целесообразно применять в скважинах (хотя он очищает скважину лучше), поскольку он требует для создания высоких скоростей потока (при нелинейности характеристики давление-скорость (рис.5.3.)) значительно больших перепадов давления (чем при ламинарном режиме), а это приводит к большим гидравлическим потерям в кольцевом пространстве, и даже к эрозии стенок скважины и

поглощениям. Плоский профиль потока возможен при ламинарном режиме течения в случае, когда используется БР с высоким коэффициентом пластичности  $\tau_s / \mu$ . ПС показывает ПСР на различных расстояниях от стенок.

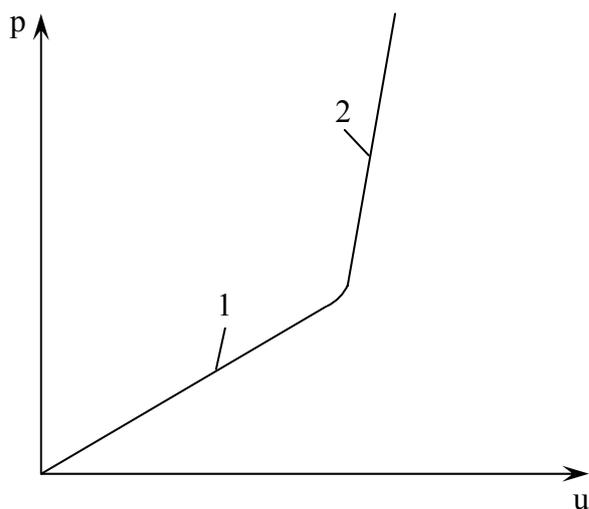


Рис. 5.3. Режимы течения БР (1 – ламинарный участок; 2. – турбулентный)

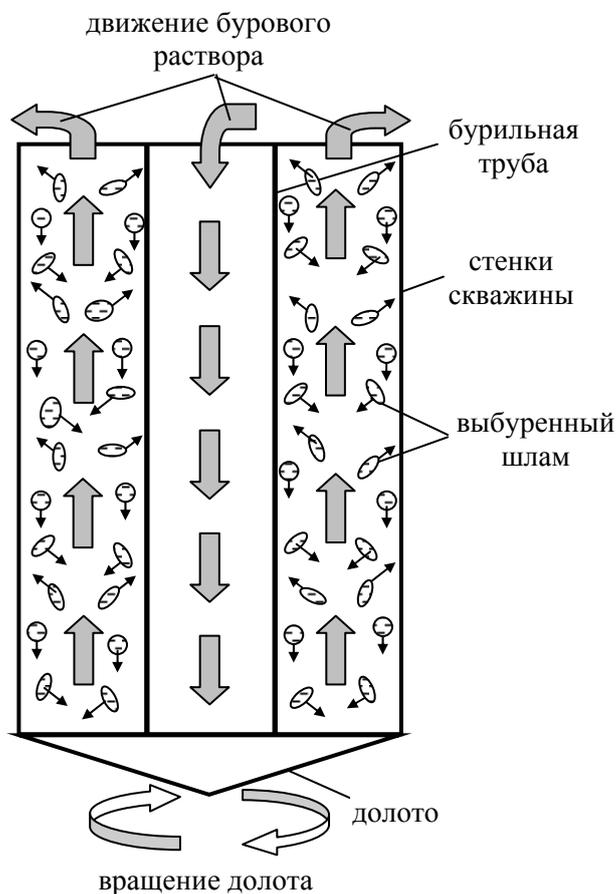


Рис. 5.4. Схема очистки забоя и циркуляции шлама в кольцевой трубе

Для плоского ПС на частицы, которые набирают скорость вниз, начинает влиять гидродинамическая сила (эффект Бернулли), пытающаяся вернуть их в быстрый слой, поэтому они будут снова смещаться вверх. В результате частицы вращаются на небольших отрезках кольцевого пространства, образуя, таким образом, несколько областей с круговоротом частиц породы (на рис. 5.4. стрелками иллюстрируется движение основной массы частиц шлама, при этом отдельно показана циркуляция его частиц). Для плоского ПС скорость потока у стенок будет выше в отличие от

параболического, а силы, отталкивающие частицы к стенкам ствола, будут меньше. Следовательно, концентрация шлама в кольцевом пространстве увеличится. При параболическом ПС циркуляция шлама затрудняется из-за большой разницы скоростей в потоке, и частицы, попавшие в поток у стенки скважины, не могут вернуться в более быструю струю и постепенно оседают. По этой причине в скважине необходимо устанавливать плоский ПС. Для обеспечения данного требования применяется определенное сочетание скорости работы насоса и характеристик бурового раствора.

Однако циркуляция шлама может происходить и в зонах размыва ствола скважины, тем самым частицы как бы застревают на одном уровне и не поднимаются на поверхность. Этот процесс негативно влияет на эффективность промывки. Вероятность возникновения данной проблемы для скважины с большим диаметром выше, так как для неё сложнее обеспечить плоский ПС и неизбежно скорость потока около стенки будет меньше. Также частицы могут прилипнуть к стенкам скважины.

Практика показала, что вязкость БР не должна быть выше той, которая обеспечивает вынос шлама и поддерживает барит (утяжеляющий компонент БР) во взвешенном состоянии. Реологические характеристики БР влияют на его ПС и, таким образом, на скорость потока у стенки, где и оседают частицы шлама.

Следует отметить, что при турбулентном режиме давление растет быстрее, что приводит к большим гидравлическим потерям в кольцевом пространстве. При ЛТ ПС имеет параболическую форму, которая выполаживается по мере увеличения коэффициента пластичности  $K_{II} = \tau_s / \mu$ . Как ранее уже отмечалось, плоский профиль характерен для БР с высоким  $K_{II}$  и соответствует максимальной очистке скважины. Параболический профиль не эффективен, так как более крупные частицы шлама отесняются к стенке (где скорость потока меньше) и оседают вниз по стволу. Для турбулентного потока свойственен самый плоский профиль

скорости, и он позволяет очищать скважину наилучшим образом. Но из-за больших гидравлических потерь в кольцевом пространстве его применение нецелесообразно [4]. Оптимальные РХ БР должны обеспечивать максимальное увеличение скорости потока у стенки, и максимальное снижение конечной скорости оседания шлама при низких значениях скорости сдвига.

Чем больше размер и плотность частиц шлама, тем выше их скорость оседания, которая увеличивается по мере приближения формы частиц к сферической. Поверхностно-активные приближения формы частицы (в отличие от инертных) способствуют разжижению БР при сдвиге (т.е. уменьшению вязкости), что приводит к выполаживанию профиля потока. Увеличение в растворе содержания твердых частиц ведет к возрастанию ПВ, что приводит к ухудшению профиля скоростей и эффективности очистки скважины.

Рассмотрим задачу управления качеством бурения (с позиции максимальной очистки забоя) при гидравлическом способе бурения с применением ГР путем контроля и регулирования РХ БР. Для обеспечения чистоты забоя и полного извлечения выбуренной породы необходимо выполнение следующей количественной характеристики:

$$f(x) = w(x) - u_p(x) \geq 0, \quad (5.3)$$

где  $w(x)$  – средняя скорость движения раствора в сечении  $x$ ;  $u_p$  – скорость падения твердых частиц в этом сечении.

При строительстве скважин в условиях современных глубин и достигнутом уровне техники и технологии бурения процесс промывки является одним из важнейших циклов. Главной функцией промывки скважины является очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Вместе с тем БР должен обеспечивать высокие технико-экономические показатели бурения, в том числе [95, 130]:

– бурение при наибольшей скорости без осложнений;

– высокое качество бурения (устойчивость и близкие к нормальным геометрические параметры ствола скважины);

– высокое качество вскрытия продуктивного пласта (сохранение при одной проницаемости нефтеносной породы в пристволенной зоне).

Обеспечение оптимальных режимов работы долот выполняется в том случае, когда выбуренная порода своевременно выносится из забоя. Чистота забоя скважины, а, следовательно, и процесс бурения зависят от следующих факторов.

1. Качество БР. Удаление мелкого шлама из скважины лучше всего выполняется с применением ГР с малой вязкостью и малой прочностью структуры. Большие частицы шлама лучше выносятся при густых и вязких растворах. Увеличение плотности повышает подъемную способность ГР. С повышением плотности БР увеличивается давление на забой скважины, сопротивляемость пород разрушению возрастает, вследствие чего показатели бурения ухудшаются.

2. Количество БР, подаваемого на единицу площади забоя скважины. На основе экспериментальных данных установлено, что технологически необходимое количество промывочного раствора  $Q = 0,07S_3$  [л/с], где 0,07 – переводной коэффициент;  $S_3$  – площадь забоя скважины,  $см^2$ . Увеличение подачи БР буровыми насосами выше вычисленной по данному соотношению величины не приводит к существенному изменению механической скорости проходки [73].

3. Скорость истечения потока раствора из отверстий долота и их расположение по отношению к шарошкам и забою скважин. С увеличением скорости истечения БР из долотных насадок улучшается очистка забоя скважины, а следовательно, возрастает механическая скорость проходки.

Основным регулирующим параметром режима промывки скважины является расход БР, от которого зависят остальные гидродинамические параметры режима бурения. Величина расхода  $Q$  раствора определяется по

уравнению неразрывности [58], исходя из требований эффективности выноса шлама в кольцевом пространстве и предотвращения осложнений:

$$Q = \frac{\pi}{4} (D_C^2 - d_H^2) \omega_{en}, \quad (5.4)$$

где  $\omega_{en}$  – скорость восходящего потока;  $D_C$  – диаметр скважины;  $d_H$  – наружный диаметр БТ. Для того, чтобы обеспечить полную очистку забоя скорость восходящего потока  $\omega_{en}$  должна быть больше скорости падения твердых частиц  $u_p$  (при отсутствии движения раствора под влиянием силы тяжести) на величину желаемой скорости подъема  $\omega_{ш}$ , т.е.  $\omega_{en} = u_p + \omega_{ш}$ . При этом  $\omega_{en}$  в кольцевом пространстве является средней по сечению скоростью БР, обеспечивающей ламинарный режим течения с плоской вершиной профиля скоростей. Скорость  $u_p$  частиц шарообразной формы в ГР при ламинарном режиме обтекания частицы может быть определена выражением:

$$u_p = \frac{\tau_s d_q}{\mu} \psi(a), \quad (5.5)$$

где  $a = d_q / d_0$ ;  $d_0$  – диаметр частицы, оставшейся во взвешенном состоянии;  $d_q$  – диаметр частицы породы;  $\mu$  – пластическая вязкость;  $\tau_s$  – предельное напряжение сдвига;  $\psi(a)$  – экспериментальная функция по Шищенко Р.И. [124], которую можно определить по формуле:

$$\psi(a) = \frac{1}{2} \left[ \sqrt{\frac{a}{0,15a + 0,85} - 1} \right]^2. \quad (5.6)$$

Диаметр  $d_0$  определяется как

$$d_0 = \frac{6\tau_s m}{g(\rho_n - \rho_{б.р.})}, \quad (5.7)$$

где  $\rho_n$  и  $\rho_{б.р.}$  – плотность материала частиц породы и БР, соответственно;  $m$  – экспериментальный коэффициент, значения которого зависят от диаметра частицы. Для  $d_q < 1,17$  см  $m$  вычисляют по формуле:

$m = 5,05 - \sqrt{4,3 + 9,4d_{\text{ч}} - 3,8d_{\text{ч}}^2}$ , а для  $d_{\text{ч}} > 1,17$  см – по формуле:

$m = 2,04 - \frac{d_{\text{ч}}}{6,9}$ . На основании этого параметр  $a$  для  $d_{\text{ч}} < 1,17$  см определяется

согласно

$$a = \frac{gd_{\text{ч}}(\rho_n - \rho_{\text{б.р.}})}{6\tau_s \left[ 5,05 - \sqrt{4,3 + 9,4d_{\text{ч}} - 3,8d_{\text{ч}}^2} \right]}, \quad (5.8)$$

а для  $d_{\text{ч}} > 1,17$  см – согласно

$$a = \frac{1,15gd_{\text{ч}}(\rho_n - \rho_{\text{б.р.}})}{\tau_s [14,1 - d_{\text{ч}}]}. \quad (5.9)$$

Следует отметить, что при  $a < 3$  режим обтекания частицы – ламинарный; при  $3 \leq a \leq 7$  – переходный, а при  $a > 7$  – турбулентный. В переходном и турбулентном режиме скорость  $u_p$  находится по формуле

Риттингера:

$$u_p = k \sqrt{\frac{d_{\text{ч}}(\rho_n - \rho_{\text{б.р.}})}{\rho_{\text{б.р.}}}}, \quad (5.10)$$

где  $k = \sqrt{4g / 3k_c}$  – постоянная Риттингера;  $k_c$  – коэффициент сопротивления движению, зависящий от параметров частицы (например, для шара  $k_c \approx 4$ ).

Скорость подъема частиц шлама  $\omega_{\text{ш}}$  можно определить по формуле:

$$\omega_{\text{ш}} = \frac{D_C^2}{D_C^2 - d_H^2} \cdot \frac{v_m}{V_{\text{м.ч.}}} \quad (5.11)$$

где  $v_m$  – скорость проходки (определяется на буровой с помощью установленных автоматических датчиков);  $V_{\text{м.ч.}}$  – объемная доля твердых частиц. В случае практических расчетов  $V_{\text{м.ч.}}$  берется равной 5% и снижается до 2%, если буровым раствором служит вода или другие легкие жидкости пониженной вязкости. Скорость подъема шлама можно принять равной  $0,1 \div 0,3$  (берется тем большее значение, чем глубже скважина и выше скорость проходки) [99].

Вычислив скорость  $\omega_{en}$ , которая необходима для транспортирования шлама к устью скважины, можно определить согласно (5.4) требуемый расход БР, обеспечивающий вынос частиц разбуриваемой породы. С уменьшением бурового расхода, подаваемого на забой, количество крупного шлама размером 6-10 мм уменьшается, а количество мелких частиц 1-3 мм увеличивается [65].

При неизотермическом режиме бурения РХ БР изменяются по глубине скважины, что приводит к изменению скорости течения раствора в соответствии с уравнениями (4.8), (4.9), (4.12) (представленными в главе 4). Скорость подъема твердых частиц также зависит от РХ (5.5). Поэтому для обеспечения чистоты забоя и полного извлечения породы необходимо выполнение условия (5.12):

$$f(x) = \omega(x) - u_p(x) \geq 0, \quad (5.12)$$

где  $\omega(x)$  – средняя скорость движения раствора в сечении  $x$ .

На основе математической модели неизотермического режима бурения (разработанной в главе 4) сформулирована задача оптимального управления, которая обеспечивает максимум уноса породы.

Для исходных данных (для скважины глубиной 2400 м при размерах трубы  $R = 0,055$ ;  $R_1 = 0,063$ ;  $R_2 = 0,108$ , а также для утяжеленной буровой трубы  $R = 0,04$ ,  $R_1 = 0,089$ ) изменение окружающей температуры ствола скважины задавалось уравнением  $T_w(x) = T_0 + 0.025x$ ,  $T_0 = 20$ . На рис. 5.5. показано расчетное изменение функции  $f(x)$  по глубине скважины для трех моментов времени – 2.8, 14 и 28 часов.

Из приведенных графиков можно сделать вывод, что критичной является величина  $f(x) = -0,056 < 0$  на глубине 960 м (т.е. условие для подъема породы (5.12) не выполняется).

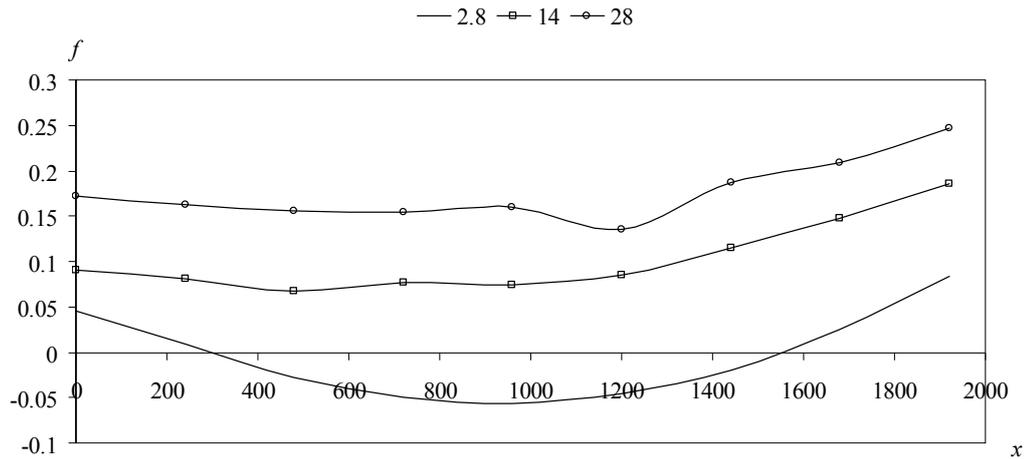


Рис.5.5. Изменение функции  $f(x)$  по глубине скважины

Обозначим это минимальное значение  $f_{\min}$ . Для рассматриваемого процесса бурения необходимо обеспечить условие  $f_{\min} = 0$  за счет выбора соответствующих величин  $\mu(T_0), \tau_s(T_0)$ .

При заданных условиях и режиме бурения величины  $\mu(T_0), \tau_s(T_0)$  определяются из решения следующей задачи оптимального управления: целевой функционал

$$f_{\min}^2(\mu(T_0), \tau_s(T_0)) \rightarrow \min, \quad (5.13)$$

фазовые уравнения (4.8), (4.9), (4.12) (представлены в главе 4).

Поставленная задача решена численно с применением метода, описанного в [106]. Для рассмотренных условий получены значения  $\mu(T_0) = 0,043$ ;  $\tau_s(T_0) = 305$ , обеспечивающие полный вынос разбуренной породы на поверхность.

### 5.3. Алгоритм управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля и регулирования реологических характеристик БР

Основными факторами, влияющими на изменение свойств бурового раствора в процессе бурения являются: обогащение БР твердой фазой, преимущественно тонкодисперсной составляющей глинистого или

карбонатного шлама; температурная коагуляция; электролитная коагуляция при вскрытии соленосных отложений, пластов, насыщенных минерализованной водой, а также разбурировании цементных стаканов и мостов; адсорбция химических реагентов-стабилизаторов на стенках скважины и выбуренной породе, которая порождает естественное снижение их концентрации в БР; снижение эффективности химических реагентов вследствие ферментативного разрушения [117]. Динамическое регулирование свойств БР является важным процессом, так как эффективность бурения напрямую зависит от качества используемого раствора. Для обеспечения максимальной продуктивности бурения контролируют рецептурный состав БР посредством ввода специальных реагентов и веществ для улучшения его качества. В зависимости от того, какой из параметров БР выбирается в качестве регулирующего параметра, строится методика динамического регулирования.

Поведение бурового раствора обусловлено режимом его течения. Как ранее было сказано, при ламинарном режиме, преобладающем при низких скоростях течения, зависимость давление-скорость определяется вязкостными свойствами жидкости. А при турбулентном режиме, который преобладает при высоких скоростях и зависит от инерционных свойств жидкости, вязкость на него влияет лишь косвенно [19, 20]. Лучший с позиции реологии буровой раствор в нисходящем с высокой скоростью потоке (в бурильной колонне, гидравлическом забойном двигателе, насадках долота), на забое и в очистных устройствах должен обладать эффективной вязкостью, близкой к вязкости воды. А в восходящем, с более низкой скоростью потоке в кольцевом пространстве, иметь вязкость необходимую и достаточную для того, чтобы обеспечивалось транспортирование шлама на поверхность без скопления его в скважине [4,65].

На основании проведенных в диссертации теоретических и экспериментальных исследований разработан алгоритм управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля и

регулирования РХ БР. Данный алгоритм определяет последовательность действий, связанных с регулярным проведением измерений РХ раствора в процессе промывки нефтяной скважины, а также своевременным внесением необходимых химических реагентов в БР для поддержания требуемых характеристик в диапазонах их допустимых значений на протяжении всего процесса бурения. В диссертации изложена организация такого контроля, указаны используемые технические средства и методы измерения характеристик бурового раствора. Таким образом, целью применения разработанного алгоритма является своевременное обнаружение отклонений характеристик раствора от их первоначальных значений в процессе циркуляции при промывке скважины и принятие эффективных решений по их регулированию. Измерения характеристик БР осуществляются с применением разработанных технических средств и методик.

Следует отметить, что буровой раствор для промывки скважины при бурении подбирается, исходя из конкретных геолого-технических условий бурения и наличия используемых химических реагентов. В настоящее время в регионе Удмуртской республики в подавляющем большинстве случаев используются растворы на водной основе (предложенная методика основана на применении именно таких растворов).

На рис. 5.6. приведен разработанный алгоритм управления качеством бурения в процессе промывки скважины, который предполагает использование выездной специализированной лаборатории, оснащенной необходимым техническим оборудованием и квалифицированными кадрами. Он заключается в следующих основных этапах.

1. На первом этапе осуществляется расчет значений основных РХ глинистого БР (вязкости  $\mu$  и предела текучести  $\tau_s$ ) для конкретной буровой скважины, основанный на предложенном КЭ промывки скважины – максимальной чистоты забоя и полном извлечении шлама. Данный критерий можно записать в виде требования (5.1):

$$f(x) = \omega(x) - u_p(x) \geq 0, \quad (5.14)$$

где  $\omega(x)$  – средняя скорость движения раствора в сечении  $x$ ;  $u_p(x)$  – скорость падения твердых частиц. Для заданных условий и режима бурения величины  $\mu(T_0)$ ,  $\tau_s(T_0)$  определяются из решения задачи оптимального управления (5.13).

Далее регулировкой давления буровых насосов добиваются выполнения требования, чтобы перепад давления в бурильной колонне (и соответствующей скорости в ней БР) удовлетворял уравнению баланса давления:

$$p_{б.к.} \leq p_0 - p_m - p_{нд} - p_{зд} - p_{кп}, \quad (5.15)$$

где  $p_{б.к.}$  – потери давления в бурильной колонне;  $p_0$  – рабочее давление буровых насосов;  $p_m$  – потери давления в нагнетательном трубопроводе и элементах наземного оборудования;  $p_{нд}$  – потери давления в насадках долота;  $p_{зд}$  – перепад давления в забойном двигателе;  $p_{кп}$  – потери давления в кольцевом пространстве. В процессе бурения при осуществлении периодического контроля РХ БР одновременно проверяется условие (5.15). В случае его несоблюдения производится коррекция скорости БР с целью снижения гидравлических потерь посредством регулирования его РХ.

2. Используя разработанную методику (рис.5.7.) (главы 2,3) экспериментально определяются реологические параметры БР (вязкость  $\mu$  и предел текучести  $\tau_s$ ) с применением разработанного вискозиметра. Данная методика предполагает следующие действия:

- производится забор пробы используемого раствора на выходе из системы очистки;
- раствор исследуется на разработанном КВ (жидкость три раза пропускается с разной скоростью через капилляр, выполненный в виде КК);
- по полученным показаниям строится график и определяется, к какому типу жидкостей относится данный БР (патент РФ № 2434221 от 20.11.2011). Если используемый БР относится к вязкопластическим жидкостям, то производится переход к определению РХ раствора, в противном случае, выполняется процесс коррекции химического состава путем добавления соответствующих реагентов и затем снова определяется тип жидкости;

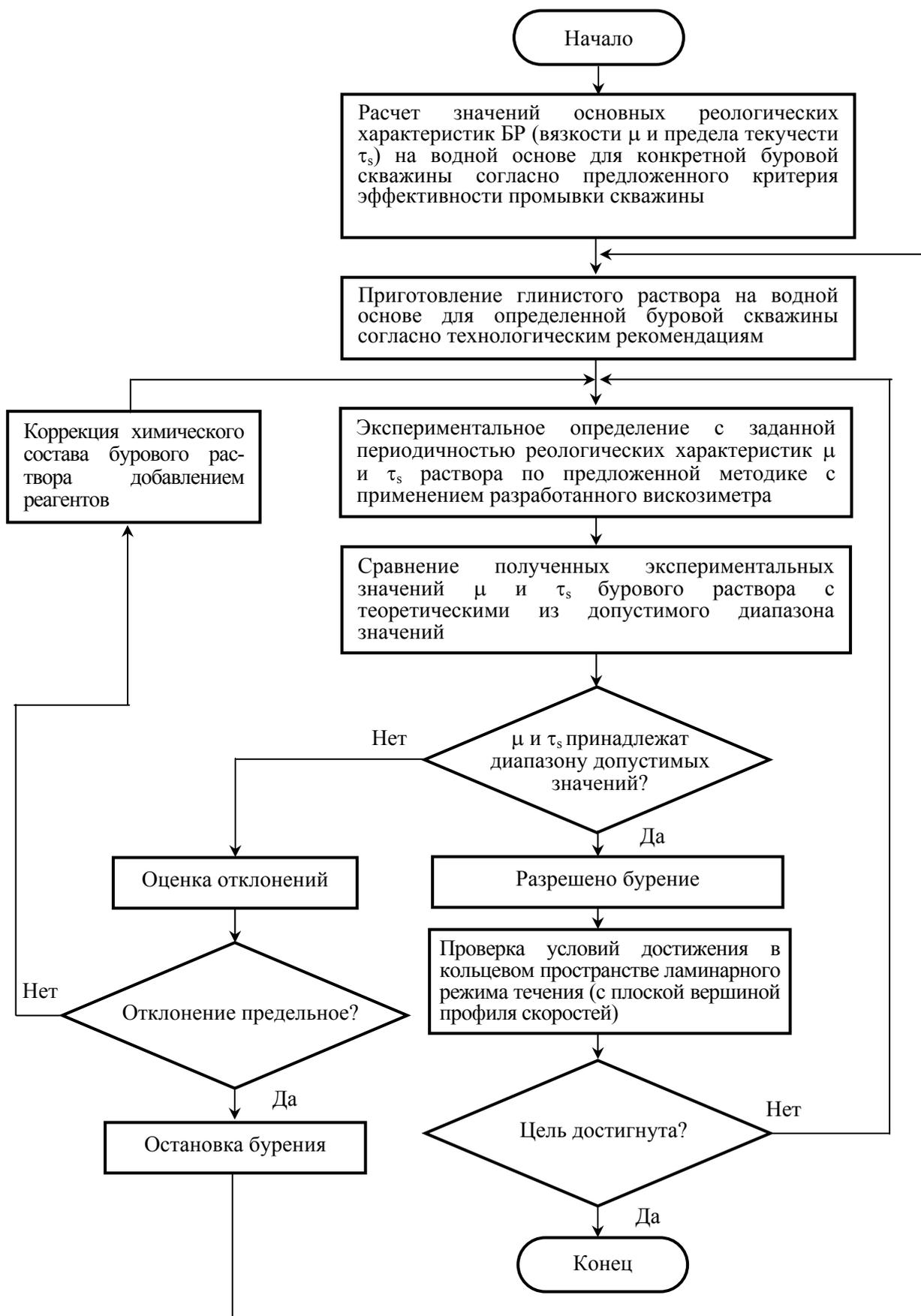


Рис. 5.6. Алгоритм управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля и регулирования реологических характеристик БР

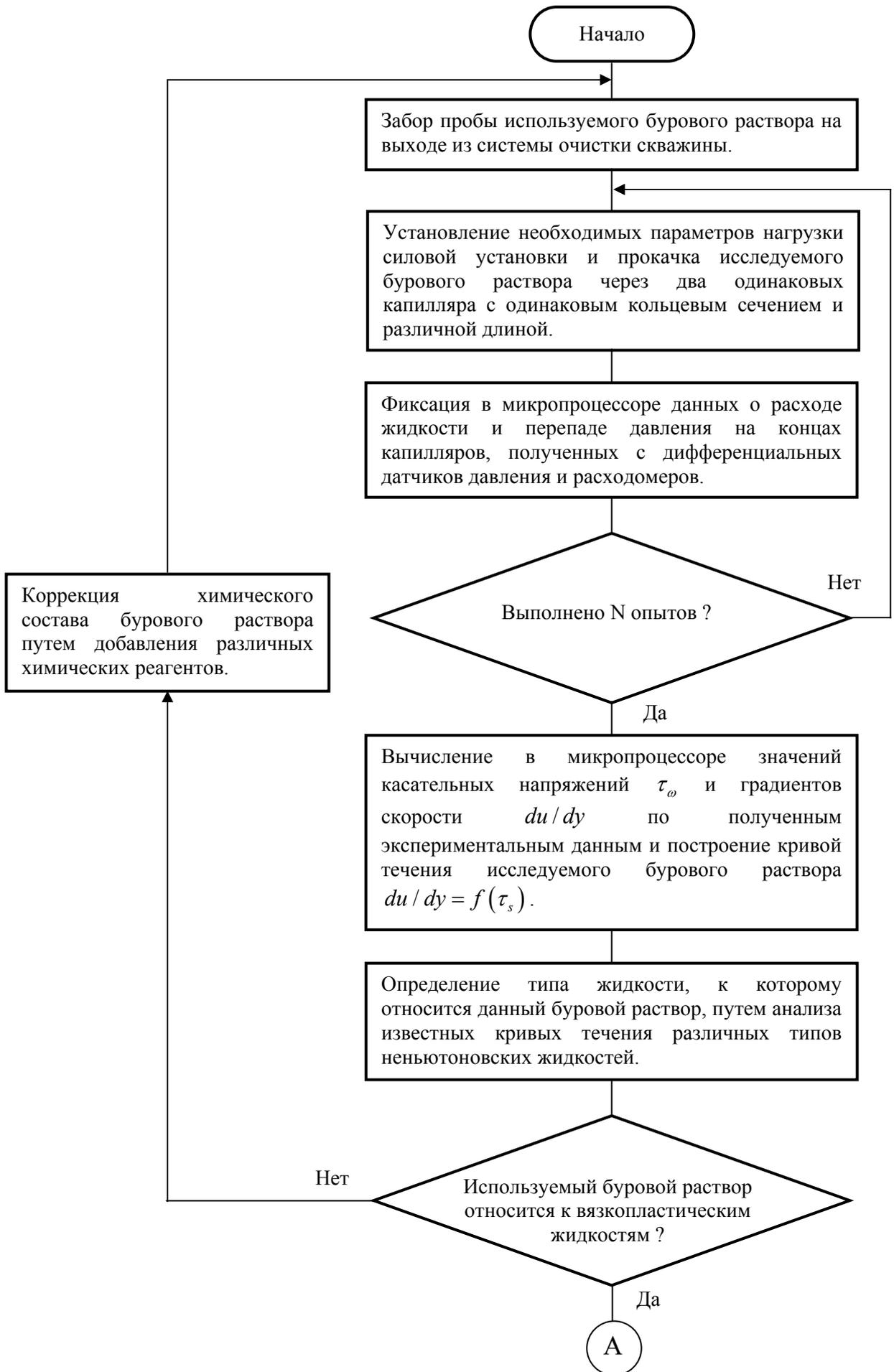
– выполняется определение динамического напряжения сдвига и ПВ при нормальной и повышенной температуре с использованием разработанного КВ (патент РФ №75745 от 20.08.2008) с применением предложенного метода измерения ВПЖ (патент РФ № 2244286 от 06.11.2003). Вязкость и предел текучести определяются по представленным в патенте формулам и вычисляются с применением специализированных вычислительных средств.

3. Выполняется сравнение полученных экспериментально значений РХ БР с теоретическими, вычисленными в пункте 1. Если полученные значения находятся в допустимом диапазоне значений, то дается рекомендация к использованию данного раствора для выполнения процесса бурения. В противном случае, если значения этих характеристик раствора выходят за допустимые пределы, производится коррекция его состава путем добавления необходимых химических реагентов. Затем производится переход к пункту 2, т.е. снова определяется тип жидкости и затем, в случае ее соответствия вязкопластической, определяются ДНС и пластическая вязкость БР.

4. В процессе бурения с заданной специалистом (лаборантом или помощником бурильщика) периодичностью (начиная с небольших промежутков времени и увеличивая их в процессе бурения) производится контроль скорости БР в БТ и кольцевом пространстве и в случае необходимости выполняется коррекция рабочего давления буровых насосов таким образом, чтобы обеспечить турбулентный режим в БТ и ламинарный режим с плоской вершиной профиля скоростей в кольцевом пространстве. Одновременно проверяются условия достижения цели бурения, и в случае их выполнения осуществляется останов бурения.

5. Значения вязкости, предела текучести и скорости БР в БТ и кольцевом пространстве, полученные в течение смены, а также количество и состав реагентов, добавляемых в БР, заносятся в таблицу.

В дальнейшем, специалист, отслеживая понижение и повышение этих параметров по показаниям таблицы в конце смены, вырабатывает рекомендации для следующей смены.



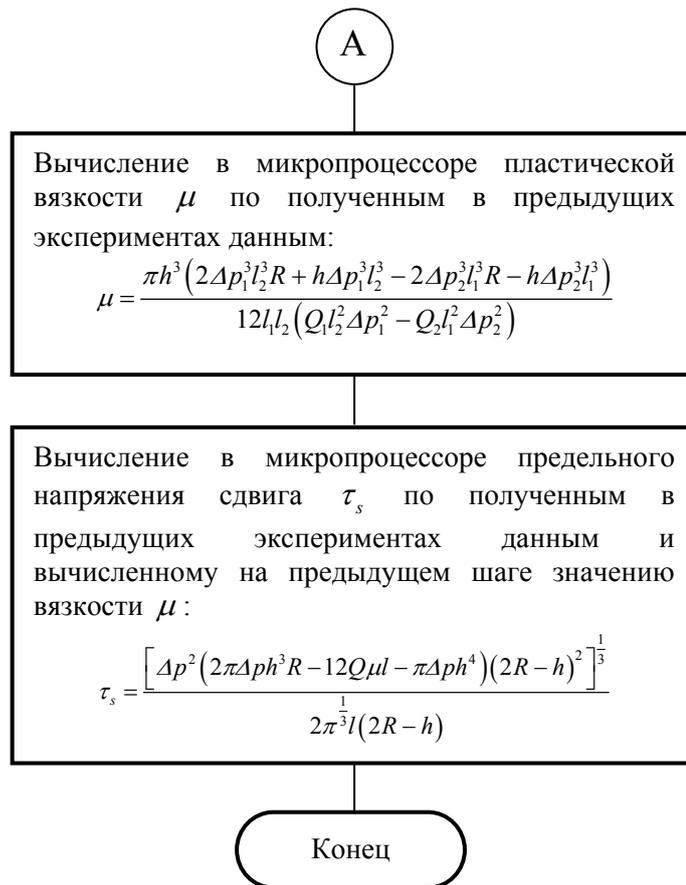


Рис.5.7. Методика определения реологических характеристик БР (вязкости  $\mu$  и предела текучести  $\tau_s$ ) с применением разработанного вискозиметра

Следует отметить, что при критических отклонениях вышеуказанных параметров раствора от предельно допустимых и в случае невозможности их приведения к требуемым значениям необходимо произвести останов процесса бурения и выполнить полную замену БР.

Таким образом, внедрение разработанного алгоритма позволит осуществлять эффективное бурение нефтяных скважин путем непосредственного контроля и регулирования на месте РХ БР. Необходимо отметить, что повышение эффективности применения предложенного алгоритма осуществляется при продолжительном процессе бурения, позволяющим увеличить периодичность контроля характеристик БР и исключить этапы проверки типа БР.

При использовании данного алгоритма следует придерживаться некоторых технологических рекомендаций. В первую очередь, необходимо достаточно точно определить динамику изменения РХ в процессе бурения по анализу их проб на начальном этапе бурения. Изменения ПВ и предельного напряжения сдвига связаны, в основном, с составом пород, которые подвергаются бурению, так как мелко- и ультрадисперсные частицы разбуиваемой породы, попадая в БР, могут растворяться в его основной массе, вступать в химические реакции с другими компонентами или находиться во взвешенном состоянии. Поэтому, установив связь между изменением контролируемых характеристик и составом пробуренной породы, можно выработать рекомендации по дальнейшему использованию БР.

Несмотря на то, что основным критерием качества бурения в разработанном алгоритме является максимальная очистка забоя и полное извлечение шлама, следует внимательно относиться к резкому увеличению контролируемых параметров в процессе бурения. С увеличением ПВ и ДНС растут гидравлические сопротивления, увеличиваются затраты мощности на преодоление этих сопротивлений. Применение вязкого, т.е. обладающего высокими ПВ и динамическим напряжением сдвига ГР, увеличивает опасность поглощений, газонефтепроявлений, обвалов из-за больших колебаний давления, вызванных движением бурильной колонны по стволу при спуско-подъемных операциях. Промывка скважины вязким раствором при бурении ведет к ухудшению очистки забоя, понижению механической скорости бурения и проходки на долото.

В разработанном алгоритме предложено использовать глинистый БР на основе глинопорошка (в частности, куганакского) заводского изготовления. При его приготовлении необходимо придерживаться следующих рекомендаций. Целесообразно применять чистую пресную воду, которую можно брать из водопровода и естественных водоемов. Использование морской воды для приготовления раствора не допускается, так как это может привести к его коагуляции (свертыванию), а также потере стабильности и

других показателей качества БР. При использовании химических реагентов нужно руководствоваться инструкциями и нормативами на приготовление ГР для бурения.

Для улучшения качества БР (толщины глинистой корки, предельного напряжения сдвига) его можно обработать кальцинированной содой  $Na_2CO_3$  в количестве 0,2- 0,5 % объема обрабатываемого ГР. Следует отметить, что кальцинированная сода применяется и для смягчения воды, используемой при приготовлении БР. Также параметры ГР могут быть улучшены химической обработкой КМЦ. Большое значение имеет то, что КМЦ совместима с большинством применяемых в бурении реагентов (исключением являются хроматы, которые не совместимы с КМЦ при высокой температуре). КМЦ снижает водоотдачу БР и при этом улучшает их реологические свойства. Выпускается три вида КМЦ: высокой, средней и малой вязкости. При высоких температурах, начиная с  $80^{\circ}C$ , возникает термоокислительная деструкция КМЦ, при этом высоковязкие марки переходят в средневязкие, а средневязкие – в низковязкие с полной потерей эффективности обработки. Уменьшить деструкцию и повысить термостойкость на  $30-60^{\circ}C$  можно за счет удаления кислорода с помощью добавок в БР различных антиоксидантов (например сульфида натрия  $Na_2SO_3$ ). Термостойкость КМЦ – 500, 600, 700 в пресных растворах составляет 140, 160, 180. Высоковязкая КМЦ применяется при температуре  $150^{\circ}C$  и выше (до  $200^{\circ}C$ ), малой и средней вязкости –  $120^{\circ}C$  [86].

В заключение следует отметить, что для изменения РХ БР на водной основе применяются, в основном, следующие реагенты:

- понизители водоотдачи – модифицированные крахмалы, синтетические полимеры, полианионные целлюлозы, КМЦ;
- загустители – модифицированные крахмалы, синтетические полимеры, полианионные целлюлозы, гуаровые и ксантановые смолы;
- понизители вязкости – синтетические полимеры, лигниты, лигносульфонаты.

#### 5.4. Выводы по главе 5

1. Рассмотрены критерии эффективности промывки скважины. Предложено управлять качеством бурения с позиции максимальной очистки забоя от шлама посредством регулирования РХ БР.

2. На основе разработанной математической модели неизотермического режима бурения решена задача оптимального управления, которая обеспечивает максимум уноса породы. Для рассмотренных условий получены значения  $\mu(T_0) = 0.043$ ;  $\tau_0(T_0) = 305$ .

3. Разработана методика управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля и регулирования параметров БР, позволяющая осуществлять эффективное бурение нефтяных скважин путем непосредственного контроля на месте реологических параметров раствора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований разработаны и научно обоснованы математические и аппаратные средства контроля параметров буровых растворов в процессе управления их реологическими свойствами при строительстве скважины, что способствует повышению эффективности бурения за счет создания благоприятных условий для поддержания эффективности проходки путем создания новых перспективных условий работы для породоразрушающего инструмента.

Основные выводы и результаты:

1. Обзор и критический анализ работ, посвященных созданию и применению буровых растворов показал, что для оптимизации процесса промывки скважин при бурении целесообразно использовать системный подход, в основе которого лежит исследование объектов как систем.

2. Установлено, что основными параметрами, влияющими на качество промывки скважин при бурении, являются реологические характеристики буровых растворов – вязкость и предел текучести.

3. Разработана экспериментальная методика установления типа бурового раствора как неньютоновской жидкости при установившемся течении (защищенная патентом РФ на изобретение), позволяющая по виду кривой течения определить тип неньютоновской жидкости.

4. Предложенная экспериментальная методика (защищенная патентом РФ на изобретение) для измерения реологических характеристик глинистого вязко- пластического бурового раствора, обеспечивает одновременное определение вязкости и предела текучести (погрешность их нахождения составила ~ 5%).

5. На основе разработанной конструкции вискозиметра (защищена патентом РФ на полезную модель) проведены экспериментальные исследования реологических свойств глинистых буровых растворов на водной основе при бурении с переменными температурами и давлением.

Показано, что для обеспечения погрешности определения вязкости бурового раствора на уровне  $\sim 5\%$  необходимо обеспечить следующие погрешности при изготовлении капилляров: для толщины кольцевого зазора не более  $\sim 1,5\%$ , для радиуса –  $\sim 5\%$ .

6. Проведенные эксперименты по исследованию вязкости и предела текучести бурового раствора на основе куганакского глинопорошка с добавлением реагентов при различных температурах и давлении показали, что в результате увеличения температуры с  $23^\circ\text{C}$  до  $80^\circ\text{C}$  вязкость и предел текучести уменьшается в  $\sim 3$  раза.

7. На основе численного метода решения вариационной задачи проведены расчеты характеристик течения при турбулентном режиме, показавшие, что для кольцевой трубы при увеличении предельного напряжения до значений  $\tau_s \approx 500\text{ Па}$  коэффициенты сопротивления возрастают на порядок. Изменение перепада давления, связанное с неизотермичностью течения бурового раствора, составляет  $\sim 5\%$ .

8. На основе предложенного критерия качества бурения – максимальной очистки забоя скважины – сформулирована задача оптимального управления посредством регулирования реологических характеристик. Поставленная задача решена численно с применением генетического алгоритма оптимизации.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аветисов А.Г., Рябченко В.И., Сукурено Е.И. Этапы оптимальной технологии промывки скважин / Выбор оптимальной технологии промывки скважин. 1981. – С. 3-7.
2. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения. – Москва, 1982. – 184с.
3. Агаев С.Г. Системный подход к управлению технологическим процессом-разрушения горных пород. – Недра, 1993. – 304 с.,
4. Аксенова Н. А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин: учебное пособие: в трех томах /Аксенова Н. А., Рожкова О. В./ Тюмень: ТИУ, 2016.
5. Акчурина Д.Х. Использование полимерной композиции на основе отходов производства терефталевой кислоты при строительстве нефтяных и газовых скважин: дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2014. – 108 с.
6. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.З. Буровые растворы для осложненных условий. – Москва, 1988. – 135 с.
7. Андресон Б.А., Рекин А.С. Способ обработки глинистого бурового раствора // Патент РФ № 2046128, МКИ С 09 К 7/02, опубл. 20.10.95.
8. Асадуллин Р.Р. Разработка рецептуры буровых растворов для бурения круто наклонно-направленных и горизонтальных скважин. – Бурение и нефть, 2011 г. – №4 – С.42-44.
9. Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов /Под ред. П.А. Ребиндера. М.: Гос-топтехиздат, 1962. – 283 с.
10. Бабаян Э. В. Инженерные расчеты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 996 с.
11. Балоба В.И. Управление качеством в бурении: Учебное пособие. – М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 448с.

12. Баранов В.С. Водоотдача глинистых растворов, применяемых в бурении //Азерб.нефт. хоз-во, 1957 – №6 – С. 24-26.
13. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. Москва, 1955. – 212 с.
14. Бейсебаев А.М., Туякбаев Н.Т., Федоров Б.В. Бурение скважин и горно-разведочные работы. – М.: Недра, 1990 . – 303 с.
15. Белоусов В.П., Попов М.Ю. Термодинамика водных растворов неэлектролитов. – Л.: Химия, 1983.
16. Бердичевский В.Л. Вариационные принципы механики сплошной среды. – М.: Наука, 1983.– 448 с.
17. Brentli Д.Е. Справочник по вращательному бурению / Brentli Д.Е. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 236 с.
18. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1998 .345 с.
19. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. Справочное пособие :В 2-х книгах-М.:ООО «Недра-Бизнес центр», 2006.
20. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы : Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «недра», 1999. – 424с.
21. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. – 317 с.
22. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И., Технология промывки скважин. – М.: Недра, 1981. – 303 с.
23. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. – М.:Недра, 1985. – Т.1. – 415с.
24. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Техника и технология промывки скважин – М.: Недра, 1982. – 197 с.
25. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
26. Васильевский В.Н., Петров А.И. Техника и технология определения

параметров скважин и пластов: Справочник рабочего. – М.: Недра, 1989. – 271с.

27. Воларович М.П. Исследование упругих свойств пород при высоких всестооронних давлениях / Труды ИФЗ АН СССР, №23. Физические свойства горных пород при высоких давлениях. – М.: АН СССР, 1962.

28. Волченко Ю.А. Информационно-измерительные системы для экспрессного контроля процессов бурения и цементирования нефтегазопромысловых и нефтегазоразведочных скважин // Известия Томского политехнического университета. – Том 305. – Томск, 2002. – Вып.5. – С. 58-66.

29. Городнов В. Д. Буровые растворы : учебник для техникумов. – М.: Недра, 1985. – 206 с.

30. Городнов В.Д., Тесленко В.И., Тимохин И.М. и др. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов. – Москва, 1975. – 272 с.

31. Грей Д.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985 – 509 с.

32. Гукасов Н.А. «Прикладная гидромеханика в бурении: Учебное пособие для вузов. –М.:Недра, 1999 – 359 с.;

33. Дедусенко Г.Я., Иванников В.И., Липкес М.И. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы. – М.: Недра, 1985. – 230 с.

34. Демихов В.И. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004. – ОАО НПО «Бурение», 2004. –136 с.

35. Демихов В.И., Леонов А.И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. – М.:Недра, 1980 – 304с.

36. Дмитриев А.Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2008. – 216с.

37. Дюков Л.М., Ханмурзин И.И. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1979. – 296 с.

38. Ермолаева Л. В. Буровые промывочные растворы: учеб. пособ. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2009. – 46 с.

39. Есьман Б.И. Термогидравлика при бурении скважин. – М.: Недра, 1982. – 247 с.
40. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. – М.: Недра, 1991. – 216с.
41. Есьман Б.И., Дедусенко Г.Я., Яишникова Е.А. Влияние температуры на процесс бурения глубоких скважин. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 152 с.
42. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении. – М.:Недра, 1976. – 200с.
43. Загармистр О.С. Реагенты понизители вязкости глинистых растворов и их действие //Сб.: Глинистые растворы в бурении. Труды ВНИИБТ. – Москва, 1963. – С.100-114.
44. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости в разведочном бурении. – М.: Недра, 1975. – 216 с.
45. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. – М.: Недра, 1987. – 242 с.
46. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. – М.: Недра,1990. – 348 с.
47. Киселев П.В. Совершенствование буровых растворов и технологии промывки при бурении горизонтальных скважин: На примере месторождений Удмуртии: автореф. дисс. канд. техн. наук. – Бугульма – 2001.
48. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
49. Клеттер В.Ю. Совершенствование буровых растворов для строительства скважин на акватории Арктического шельфа: дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 149 с.
50. Клир Дж. Системология. Автоматизация решения системных задач. – М: Радио и связь, 1990. – 544с.

51. Ковриго В.П. Почвы Удмуртской Республики. – Ижевск: ИжГСХА, 2004. – 489с.
52. Комкова Л.П., Мамаева О.Г. Рагенты комплексного действия для буровых растворов // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. – 2007. – Т.5. – №1. – 37.
53. Кремлевский В.П., Степичев А.А. Вибрационные вискозиметры. – М.-Л.: Машиностроение, 1968. – 24 с.
54. Крупин С.В. Коллоидно-химические основы создания глинистых суспензий для нефтепромыслового дела: монография. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2010. – 411с.
55. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., УдГУ, 2005. – 719 с.
56. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л. Методическое и информационное обеспечение бурового супервайзера Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2009. – 253с.
57. Лахтионов С.В. Разработка гидравлической программы промывки скважин с учетом влияния температуры на реологическое поведение буровых растворов: автореф. дисс. канд. техн. наук. – Ухта, 2008 г.
58. Леонов Е.Г.,Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
59. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Дрофа, 2003. – 840с.
60. Мавлютов М.Р. Технология бурения глубоких скважин – М.:Недра, 1982. – 287 с.
61. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986 –546 с.
62. Малкин А.Я, Исаев А.И. Реология: концепции, методы, приложения. Пер. с англ. – Санкт-Петербург: Профессия, 2007. – 560с.
63. Мирзаджанзаде А..Х., Ширинзаде С.А.. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1986 – 278с.
64. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. – М.:

Недра, 1985. – 196 с.

65. Митчелл Дж. Безаварийное бурение. – Хьюстон : Дилберт Инжиниринг Инк, 2001. – 334 с.

66. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. – 239 с.

67. Мосолов П.П., Мясников В.П. Вариационные методы в теории течений жестко-вязкопластических сред. – 1971, 14 с.

68. Муравлева Л.В., Муравлев Е.А. Итерационный метод расчета течений вязкопластической среды Бингама. // Вычислительные методы и программирование. – Т.13. – 2012. – С.161-171.

69. Муше Ж.П., Митчелл А. Аномально пластовые давления в процессе бурения. Пер.с англ. – М.: Недра, 1991. – 287 с.

70. Николаев Н.И., Нифонтов Ю.А., Блинов П.А. и др. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие / под ред. Б.Б.Кудряшова. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет), 2002. – 102 с.

71. Никольский Б.П. «Справочник химика, том V». Изд-во «Химия». – Москва, 1968. – 976с.

72. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Грошева Т.В. и др. Современные составы буровых промывочных жидкостей: учебное пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.

73. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. – В 5 т. Т. 2 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 560 с.

74. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. Справочник бурового мастера: Научно-практическое пособие в 2 томах. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006.

75. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости»: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008 – 309 с.

76. Огибалов П.В., Мирзаджанзадзе А.Х. Нестационарные движения вязкопластичных сред, 2 изд. – М.: Моск. ун-т, 1977. – 372с.
77. Паус К.Ф. Буровые растворы. – М.: Недра, 1973 – 304 с.
78. Паус К.Ф., Довжук В.Г. Влияние химических реагентов на физико-химические характеристики глинистых растворов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1969. – № 11. – С.36-40.
79. Пеньков, А.И., Левик Н.П. Буровые растворы для сложных условий бурения // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №9. – С.18-21.
80. Перри Д.Г. Справочник-инженера-химика, т, I. Перевод с англ / Под ред. Жаворонкова Н.М. , Романкова П.Г. – Издательство «Химия», 1969 – 640с.
81. Петраков Д.Г., Мардашов Д.В., Максютин А.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебник. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2016. – 526 с.
82. Пикус Ю.М. Гидростатическая смазка вязкопластичными и вязкими жидкостями.– Минск: Высш. школа, 1981.– 192с.
83. Пименов И.Н., Совершенствование технологии управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов в неустойчивых глинистых породах: дисс. канд. тех. наук. – Ухта, 2012.
84. Плющик А.А., Сопов Е.А., Бухтояров В.В. Повышение надежности процесса бурения путем оптимизации управляемых параметров режима бурения // Научно-технический вестник Поволжья. – 2016. – №3. – с.40-43.
85. Покрас И.Б., Шелковникова Ю.Н. Способ определения реологических характеристик вязкопластических жидкостей // Патент на изобретение № 2244286. – Заявл. 06.11.2003. – № 2003132600/28 (Россия); Оpubл. – 10.01.2005. – Бюл.№ 1.
86. Покрас И.Б., Чикуров Г.А., Шелковникова Ю.Н. Способ определения реологических характеристик неньютоновских жидкостей // Патент на изобретение № 2434221. – Заявл. 04.05.2010. – № 2010117822/28; Оpubл. – 20.11.2011. – Бюл.№ 32.

87. Покрас И.Б. Патент РФ №75745. Капиллярный вискозиметр // Патент на полезную модель № 75745. – Заявл. 04.04.2008. – № 2008113142/22 (Россия); Оpubл. – 20.08.2008. – Бюл.№ 23.

88. Покрас И.Б., И.Б., Шелковникова Ю.Н. Вискозиметр для определения вязкости и напряжения сдвига при высоких температурах и давлениях // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2011. – № 4. – С. 17-19.

89. Покрас И.Б., Шелковникова Ю.Н. Методика измерения вязкости и предела текучести вязкопластических жидкостей // Заводская лаборатория. – Диагностика материалов. – 2006. – Т. 72. – № 10. – С. 30-33.

90. Покрас И.Б., Шелковникова Ю.Н. Применение буровых растворов для промывки скважин на месторождениях Удмуртии // Интеллектуальные системы в производстве. – 2012. – № 2 (20). – С. 050-053.

91. Покрас И.Б., Шелковникова Ю.Н. Течение вязкопластической смазки в предпочаговой зоне при волочении в режиме жидкостного трения // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2001. – № 2. – С. 48-50.

92. Покрас И.Б., Шелковникова Ю.Н., Чикуров Г.А. Математическая модель процесса волочения в режиме жидкостного трения // Тезисы докладов пятой оссийской университетско-академической научно-практической конференции. – Ч.9 – Ижевск. – Изд-во УдГУ. – 2001. – С.47-48.

93. Пономарев М.И., Тененев В.А., Якимович Б.А. Анализ систем данных с неопределенностью: учебное пособие. – Ижевск: Изд-во ИжГТУ, 2014. – 288с.

94. Пономарев С.В., С. В.Мищенко, А.Г.Дивин «Теоретические и практические аспекты теплофизических измерений: Монография. В 2 кн. – Тамбов: Изд-во Тамбовского государственного технического университета, 2006. – кн.2. – 216с.

95. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 503с.

96. Резниченко, И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. – М.: Недра, 1982. – 234 с.
97. Роджерс В.Ф. Промывочные жидкости для бурения скважин. – Москва. 1960. – 260 с.
98. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М.: Недра, 1990. – 230 с.
99. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – М.: «Летопись», 2006 – 249с.
100. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы. – М.: Наука, 1989. – 430с.
101. Смирнов Н. В., Дунин-Барковский Н. В. Курс теории вероятностей и математической статистики для технических приложений. – М.: Наука, 1969. – 512 с .
102. Тарг С.М. Основные задачи теории ламинарных течений.– М.-Л.: Гостехиздат, 1951.– 420с.
103. Тененев В.А., Шелковникова Ю.Н. Неизотермический режим промывки ствола скважины при бурении // Интеллектуальные системы в производстве. –2013. – №1. – С. 53-55.
104. Тененев В.А., Шелковникова Ю.Н. Применение системного подхода для оптимизации процесса промывки буровых скважин // Ползуновский альманах. – 2019. – №4. – С.117-120.
105. Тененев В.А., Шелковникова Ю.Н. Управление чистотой забоя скважины реологическими характеристиками бурового раствора при неизотермическом режиме бурения // Интеллектуальные системы в производстве. – 2013. – № 2 (22). – С. 31-34.
106. Тененев В.А., Якимович Б.А. Генетические алгоритмы в моделировании систем. – Ижевск: изд-во ИжГТУ, 2010 – 308с.
107. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости.– М.: Мир, 1964.– 216с.
108. Уляшева Н. М. Технология буровых жидкостей : учеб. пособие / Н. М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.

109. Федоренко Р.П. Введение в вычислительную физику. – М.: Изд-во МФТИ, 1994. – 528с.
110. Феценец Р.М., Мосин В.А., Королёв А.В., Рябцев П.Л. Влияние отфильтровывания бурового раствора на технико-экономические показатели бурения (из опыта бурения на южно-приобском месторождении) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – №2. – с.33-39.
111. Флетчер К. Численные методы на основе метода Галеркина. М.: Мир, 1988 – 352с.
112. Храменков, В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин. учебное пособие для академического бакалавриата. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 415 с.
113. Царевич К.А., Шищенко Р.И., Бакланов В.Д. Глинистые растворы в бурении. – Баку.: Азнефтеиздат, 1935. - 329 с.
114. Чегодаев Ф.А. Буровые и тампонажные растворы. – СПб: Проффессионал, 2007. – 424с.
115. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 300с.
116. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Мавлютов М.Р Гидратная полимеризация и формы проявления ее в горном деле // Горный вестник. – 1998. – №4. – С.50-57.
117. Шарафутдинов З.З., Шарафутдинова Р.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // Нефтегазовое дело. – 2004. – С. 3-21.
118. Шацов Н.И. Глубокое вращательное бурение. – Изд. НТИ, 1938. – 685 с.
119. Шевцов В.Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах М.:Недра, 1984. – 191 с.
120. Шелковникова Ю.Н. Гидродинамика глиносодержащего бурового раствора в нефтяных скважинах // Вестник Ижевского государственного

технического университета. – 2013. – № 2 (58). – С. 156-159.

121. Шелковникова Ю.Н. Исследование метрологических характеристик вискозиметра для определения реологических параметров буровых растворов // Ползуновский альманах. – 2016. – №2. – С.46-48.

122. Шелковникова Ю.Н. Особенности контроля реологических параметров буровых растворов при переменных температурах и давлении // Материалы НТК «Приборостроение в XXI веке. Интеграция науки, образования и производства». – Ижевск: ИжГТУ, 2016. – С.254-258.

123. Шелковникова Ю.Н. Повышение качества очистки скважины посредством регулирования реологических характеристик и скорости бурового раствора // Ползуновский альманах. – 2018. – №3. – С.38-42.

124. Шищенко Р. И. Нефтепромысловые эксплуатационные машины и механизмы. – М., Гостоптехиздат, 1954. – 344 с.

125. Шищенко Р. И., Бондарев В. И. Экспериментальное определение коэффициента восстановления потерь напора установившегося течения при прямом гидравлическом ударе // Труды Всесоюз. науч. исслед. ин-та бур. техн. – 1972. – С. 122-131.

126. Шищенко Р. И., Есьман Б. И., Кондратенко П. И. Гидравлика промывочных жидкостей. – М., «Недра», 1976. – 294 с.;

127. Шищенко Р. И., Ибатулов К.А. Течение утяжеленных глинистых растворов в трубах. – «Нефть и газ», 1958. – № 3. – С. 57-62.

128. Шищенко Р.И. Гидравлика глинистых растворов. – Баку: Азнефтеиздат, 1951. – 136 с.

129. Шищенко Р.И., Аванесова А.М. Влияние циркуляции на показатель водоотдачи глинистых растворов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1955. – №8. – С. 14-18.

130. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. – М.: недра, 1985. – 303 с.

131. Якимович Б.А., Шелковникова Ю.Н. Методы и средства измерения реологических характеристик буровых растворов // Интеллектуальные

системы в производстве. – 2016. – № 1. – С.63-68.

132. Яров А.Н., Жидовцев Н.А., Гильман К.М. и др. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами. – М.: Недра, 1975. – 143 с.

133. Яровой И.А., Кузнецова М.И. Совершенствование технологии приготовления буровых растворов // Инновации в науке: сб. ст. по матер. XVII междунар. науч.-практ. конф. – Новосибирск: СибАК, 2013.

134. Ятров С.Н. Естественные промывочные растворы в бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 209 с.

135. Abdel-Latif A. Qahwash An optimal algorithm for drilling strategy /Abdel-Latif A. Qahwash/ Energy, 1987, vol. 12, issue 6, 423-425.

136. ASME Shale Shaker Committee (2005) The Drilling Fluids Processing Handbook (Справочник по обработке буровых растворов).

137. Bisheng Wu A Transient Analytical Model for Predicting Wellbore/Reservoir Temperature and Stresses during Drilling with Fluid Circulation /, Tianle Liu, Xi Zhang, Bailin Wu, Robert G. Jeffrey and Andrew P. Bunger/ Energies, 2017, vol. 11, issue 1, 1-18.

138. Bloys B. Davis N, Smolen B. Designing and managing of drilling fluids. Oil field review, Schlumberger, Elsevier, (1994), p.33.

139. Cannon G.E. and Sullins R.S. Problems Encountered in Drilling Abnormal Pressure Formation. API S. W. Dist. Shreveport, La., 1946.

140. Lyons William. Working Guide to Drilling Equipment and Operations. Gulf Professional Publishing, 2010. – 602 p. – ISBN 978-1-85617-843-3.

141. Richard L. Towards the design of new and improved drilling fluid additives using molecular dynamics simulations. Richard L. Anderson; H. Christopher Greenwell,; James L. Suter; Rebecca M. Jarvis; Peter V. Coveney. 2009.

142. Saasen, G. Løklingholm. The Effect of Drilling Fluid Rheological Properties on Hole Cleaning. Copyright 2002, IADC/SPE Drilling Conference. p.1-5.

143. Siavomir S. Okrajni, J.J. Azar. The Effects of Mud Rheology on Annular Hole Cleaning in Directional Wells. Copyright 1986, Society of Petroleum Engineers. p.297-308.

144. Wilson C. Chin, Yinao Su, Limin Sheng, Lin Li, Hailong Bian, Rong Shi. — John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts., 2014. XX, 358 p. – ISBN 978-1-118-83168-7.

145. Zhifu Zhou Fully developed flow of a drilling fluid between two rotating cylinders. /Zhifu Zhou, Wei-Tao Wu and Mehrdad Massoudi/ Applied Mathematics and Computation, 2016, vol. 281, issue C, 266-277.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника – главный инженер

УПНГ ОАО «Удмуртнефть»

А.М. Шайхулов

2018г.



**о внедрении результатов диссертационной работы  
Шелковниковой Юлии Николаевны**

Комиссия в составе заместителя начальника – главного инженера Управления подготовки нефти и газа Шайхулова А.М. – председатель и членов комиссии: начальника цеха подготовки нефти и газа №1 Управления подготовки нефти и газа Агафонова А.П. и заведующего Испытательной химико-аналитической лаборатории №6 Беловой М.А. составила настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Шелковниковой Ю.Н., представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, применялись в качестве рекомендаций отделу геологического сопровождения бурения скважин УППР и ГТМ ОАО «Удмуртнефть» при строительстве нефтяных скважин Удмуртской Республики. Использование представленных в диссертации результатов позволяет управлять качеством промывки скважины при бурении на основе контроля и регулирования реологических характеристик бурового раствора, что способствует повышению эффективности бурения за счет создания благоприятных условий для работы породоразрушающего инструмента.

К наиболее существенным результатам, использованным в ОАО «Удмуртнефть», относятся следующие.

1. Методика для измерения реологических параметров бурового раствора, которая обеспечивает одновременное точное определение по предложенным формулам вязкости и предела текучести.

2. Предложенный капиллярный вискозиметр и рекомендации для измерения реологических параметров бурового раствора при переменных температурах и давлениях.

3. Методика управления качеством бурения в процессе промывки скважины посредством контроля параметров бурового раствора с применением предложенного критерия эффективности промывки скважины – максимальной чистоты забоя и полного извлечения шлама.

Начальник ЦПНГ-1

Заведующий ИХАЛ №6

А.П. Агафонов

М.А. Белова

УТВЕРЖДАЮ

ректор профессор ИжГТУ  
имени М.Т. Калашникова

В.П. Грахов

2020г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Ю.Н. Шелковниковой  
«Управление качеством промывки скважины при бурении посредством  
контроля и регулирования реологических характеристик бурового раствора»

Комиссия в составе: председатель – директор института «Современные технологии машиностроения, автомобилестроения и металлургии» д.т.н., профессор Ю.О. Михайлов, члены комиссии: доцент кафедры «Технология и оборудование машиностроительных производств» Н.Н. Князева, доцент кафедры «Технология и оборудование машиностроительных производств» Н.В. Тепин составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Ю.Н. Шелковниковой используются в учебном процессе магистратуры направления 15.04.01 «Машиностроение» программа «Машины и технология обработки металлов давлением» в следующем виде:

1. обзорные материалы, теоретический и методический разделы используются в лекционной части курса «Трение и технологические смазки в процессах холодной и горячей обработки давлением»;

2. методики расчета используются при выполнении выпускных квалификационных работ магистров.

Использование указанных результатов позволяет повысить информативность лекционных курсов и эффективность ВКР.

Председатель комиссии

Ю.О. Михайлов

Члены комиссии

Н.Н. Князева

Н.В. Тепин