

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Инновационные методы снижения рисков прихватов бурильных труб в процессе строительства нефтяных и газовых скважин

УДК 622.248.56

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ал-Обаиди Софян Самеер		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделение общетехнических дисциплин	Сечин А.А.	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М	К.Х.Н.		

Томск – 2022 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социальноэкономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Минаев К.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Ал-Обаиди Софян Самеер

Тема работы:

Инновационные методы снижения рисков прихватов бурильных труб в процессе строительства нефтяных и газовых скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: исследования является инновации в методах предотвращения прихватов бурильных труб. Область применения: нефтегазовые и нефтесервисные предприятия
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования,	1. Провести литературный обзор по данной тематике; 2. Провести анализ способов предотвращения прихватов бурильных труб; 3. Составить классификация направлений совершенствования методов уменьшения прихватов бурильных труб. 4. Финансовый менеджмент 5. Перевод одной из основных частей

конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	литературного обзора на английский язык 6.Выводы по работе
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент Отделение общетехнических дисциплин, к.т.н., Сечин А.А.
Часть на иностранном языке	Д.филол.н. отделения иностранных языков Матвеев И.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н		11.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ал-Обаиди Софян Самеер		11.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2МБ02	Ал-Обаиди Софян Самеер Абдулкадер

Инженерная школа	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий на месторождении Пермского края
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 29.11.2021
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности строительства скважины на месторождении Пермского края при применении в дальнейшем технологий по ликвидации прихватов буровых труб
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении операций по сооружению добывающей скважины на месторождении Пермского края
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности строительства скважины с возможностью применения методов по ликвидации прихватов буровых труб
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Табличные данные по сметной стоимости строительства скважины в районе Пермского края	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	д.э.н.		11.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ал-Обаиди Софян Самеер Абдулкадер		11.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2МБ02	Ал-Обаиди Софян Самеер Абдулкадер

Инженерная школа	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Тема ВКР

«Инновационные методы снижения рисков прихвата буровых труб в процессе строительства нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: исследования является инновации в методах предотвращения прихвата буровых труб. Область применения: нефтегазовые и нефтесервисные предприятия
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Описание правовых норм для проведения работ, связанных с эксплуатацией бурового оборудования согласно следующим документам: 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). 2. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 01.01.2021) «О специальной оценке условий труда».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм ссылаками на нормативные документы, меры предосторожности): 1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 6. Пожаровзрывоопасность

3. Экологическая безопасность: 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. 3.2. Охрана недр	1. Загрязнение атмосферного воздуха вследствие выбросов выхлопных газов; 2. Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате сливания отходов; 3. Нарушение естественных свойств геологической среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований. 4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.	1 Возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации проектируемого решения – газонефтеводопроявление (ГНВП), возгорание ГСМ, наводнение. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление. 2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделение общетехнических дисциплин	Сечин А.А.	к.т.н.		11.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ал-Обаиди Софян Самеер Абдулкадер		11.02.2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:		
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
04.04.2022	1. Провести литературный обзор по данной тематике.	
25.04.2022	2. Провести анализ способов предотвращения прихватов бурильных труб.	
02.05.2022	3. Составить классификация направлений совершенствования методов уменьшения прихватов бурильных труб.	
16.05.2022	4. Финансовый менеджмент.	
30.05.2022	5. Социальная ответственность	
06.06.2022	5. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык.	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		11.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М	К.Х.Н.		11.02.2022

Реферат

Магистерская диссертация содержит 147 страниц, 24 рисунков, 9 таблиц, 86 литературных источников, 1 приложения.

Ключевые слова: наночастицы, нефтегазовая отрасль, нефтесервисная компания, оптимизация, инновация, прихваты бурильных труб, классификация.

Объект исследования – исследования является инновации в методах предотвращения прихватов бурильных труб.

Целью магистерской диссертации - В этой работе объясняется, как обучение предотвращению прихватов труб, а также активное участие в проектах и последующее наблюдение за ними значительно снизили частоту и тяжесть случаев прихватов труб. Кроме того, в нем объясняется, как подходили к проблеме прихватов трубы, распределяли ресурсы и как разрабатывалось решение для снижения воздействия инцидентов с прихватами трубы. Также обсуждается текущая производительность нескольких проектов в мире по сравнению с историческими показателями прихвата трубы и негативным влиянием инцидентов, связанных с прихватом трубы. Наконец, демонстрирует проверенные методы решения одной из основных технических и финансовых проблем буровой отрасли.

Задачи:

1. Провести литературный обзор по данной тематике;
2. Провести анализ способов предотвращения прихватов бурильных труб;
3. Составить реестр направлений совершенствования методов уменьшения прихватов бурильных труб.

Выпускная квалификационная работа, презентация и таблицы выполнены при помощи пакета программ Microsoft Office.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	14
1.1. Классификация прихватов бурильных колонн.....	14
1.1.1. Прихваты БТ из-за перепада давлений	18
1.1.2. Механический прихват	20
1.1.3. Прихваты в связи с заклинками и геометрией ствола	24
Выводы по разделу.....	29
2.ТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	31
2.1. Предупредительные меры недостаточной очистки скважины.....	31
2.2.Факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата и меры предупреждения	36
2.3. Предупреждение заклинивания в желобных выработках	42
2.4. Анализ других способов предупреждения прихватов бурильных труб.....	46
3. ИННОВАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	51
3.1. Применение современного оборудования.....	51
3.1.1. Применение РУС (роторная управляемая система)	51
3.1.2. Применение яссов	52
3.2. Предупреждения прихватов бурильных труб буровыми растворами.....	55
3.2.1 Смазывающие материалы для предупреждения прихватов бурильной колонны.....	56
3.2.2. Нанодобавки в системах буровых растворов.....	61
3.2.3. Очистка бурового раствора от частиц выбуренной породы полимерами.....	67
3.3. Использование управляемого бурения под давлением для уменьшения проблемы прихвата трубы на примере месторождения Е в южном Ираке	68
3.4. Машинное обучение для выявления инцидентов с прихватами бурильных труб	73
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	77

4.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ	77
4.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ	78
4.3 Расчет времени бурения и крепления скважин	79
4.4 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин	80
4.5 Расчет сметной стоимости освоения скважины	81
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82
5.1 Производственная безопасность	82
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении .	83
5.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы	87
5.3 Экологическая безопасность	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	96
ПРИЛОЖЕНИЕ А	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	118
1 Preventing Drill pipe stuck with Drilling Fluids	118
1.1 Lubricants for drill-string sticking prevention	122
1.2. Nano-additives in drilling fluid systems	125
1.3. Improvement the cutting transport using synthesis polymers	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. На различных этапах процесса бурения вполне вероятно возникновение определенных трудностей, представляющих собой препятствия, которые могут стать причиной замедления или даже обильности бурения. Эти последствия в значительной степени отражаются на себестоимости. Они увеличивают стоимость бурения. Из всех препятствий, с которыми сталкивались в области бурения, таких как потеря циркуляции (полная или частичная), обвалы осыпи... и т.д., нас заинтересовала проблема прихвата бурильной трубы (Stuck Pipe). Это явление очень известно и часто встречается в нашей области. Оно может стоять у истоков блокировки продвижения и заставляет нас прибегать к определенным операциям по преждевременному прохождению буровой. Это приводит к ненужной потере времени и, следовательно, к потере сотен миллионов долларов каждый год, для промышленности, гидравлической или нефтяной. В таких ситуациях бурильщик не может ни продвинуть, ни извлечь долото из скважины, и он может усложнить ситуацию неправильными необдуманными решениями. Поэтому очень важно, чтобы это явление было обнаружено, чтобы избежать нежелательных осложнений, что возможно при использовании определенных гидравлических, механических параметров. При всем этом, более интересной была бы способность прогнозирования прихвата трубы до его возникновения, диагностика и явное представление его в интересах менеджеров.

Прихваты бурильных труб были одной из основных технических проблем в буровой отрасли, и такие события обычно приводят к значительному времени простоя и затратам на ремонт. Недавний рост буровых работ, нехватка опытного персонала и оборудования, а также бурение в зонах повышенного риска увеличили риск прихватов труб во всех буровых работах. Несмотря на то, что прихват трубы продолжает оставаться проблемой, многое было сделано в рамках недавней кампании в каждой области, чтобы уменьшить количество

таких событий и свести к минимуму влияние времени и затрат, когда такие события происходят.

Объект исследования – прихваты бурильных труб.

Предмет исследования – прихваты бурильных труб при бурении нефтяных и газовых скважин.

Целью данной работы является анализ и систематизация основные традиционные и современные методы предупреждения прихватов бурильных труб.

Задачи:

1. Провести анализ различных типов прихватов бурильных колонн, условий, и причины их возникновения.
2. Проанализировать основные методы предупреждения и ликвидации прихватов бурильных труб.
3. Провести анализ и систематизацию современных методов предупреждения прихватов бурильных труб.

Научная новизна моей работы заключается в разработке авторской классификации направлений изучения современных способов предупреждения и/или возникновения опасной ситуации и отказа прихватов бурильных труб.

Практическая значимость заключается в том, что результаты моей работы могут быть использованы компаниями недропользователями, а также буровыми и сервисными компаниями.

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. Классификация прихватов бурильных колонн

Прихват трубы — одна из наиболее распространенных проблем, возникающих при бурении, которая приводит к большому количеству непроизводительного времени (НПВ). Труба считается застрявшей, если ее невозможно освободить и вытащить из скважины без повреждения трубы или превышения максимально допустимой нагрузки на крюк. В основном, существует три типа прихвата труб (Рисунок 1) [1].



Рисунок 1 – Статистика прихватов при бурении скважин

Классификация прихватов [1].

по типу механизма возникновения:

- Из-за образования шламовый пробок;
- Дифференциальные прихваты;
- Прихваты в связи с заклинками и геометрией ствола.

На рисунке 2 представлено нештатные ситуации во время бурения [1].

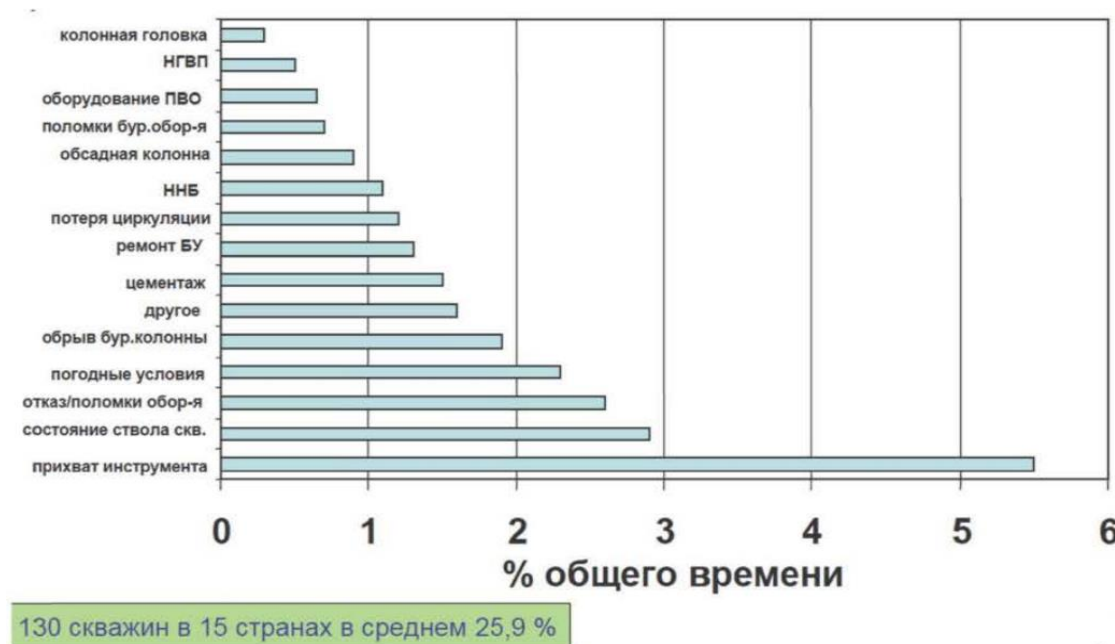


Рисунок 2– Нештатные ситуации прихватов при бурении

Прихваты инструмента могут быть вызваны следующие:

- металл на забое;
- сужение ствола скважины;
- незатвердевший цемент;
- геометрия ствола скважины;
- недостаточный вынос шлама;
- смятие обсадной колонны;
- блоки цементного камня;
- дифференциальный прихват;
- породы под давлением;
- наработка желобов;
- активные породы;
- рыхлые породы;
- подвижные породы;
- трещиноватые породы.

Схемы некоторые типов прихватов предоставлены на рисунке 3.

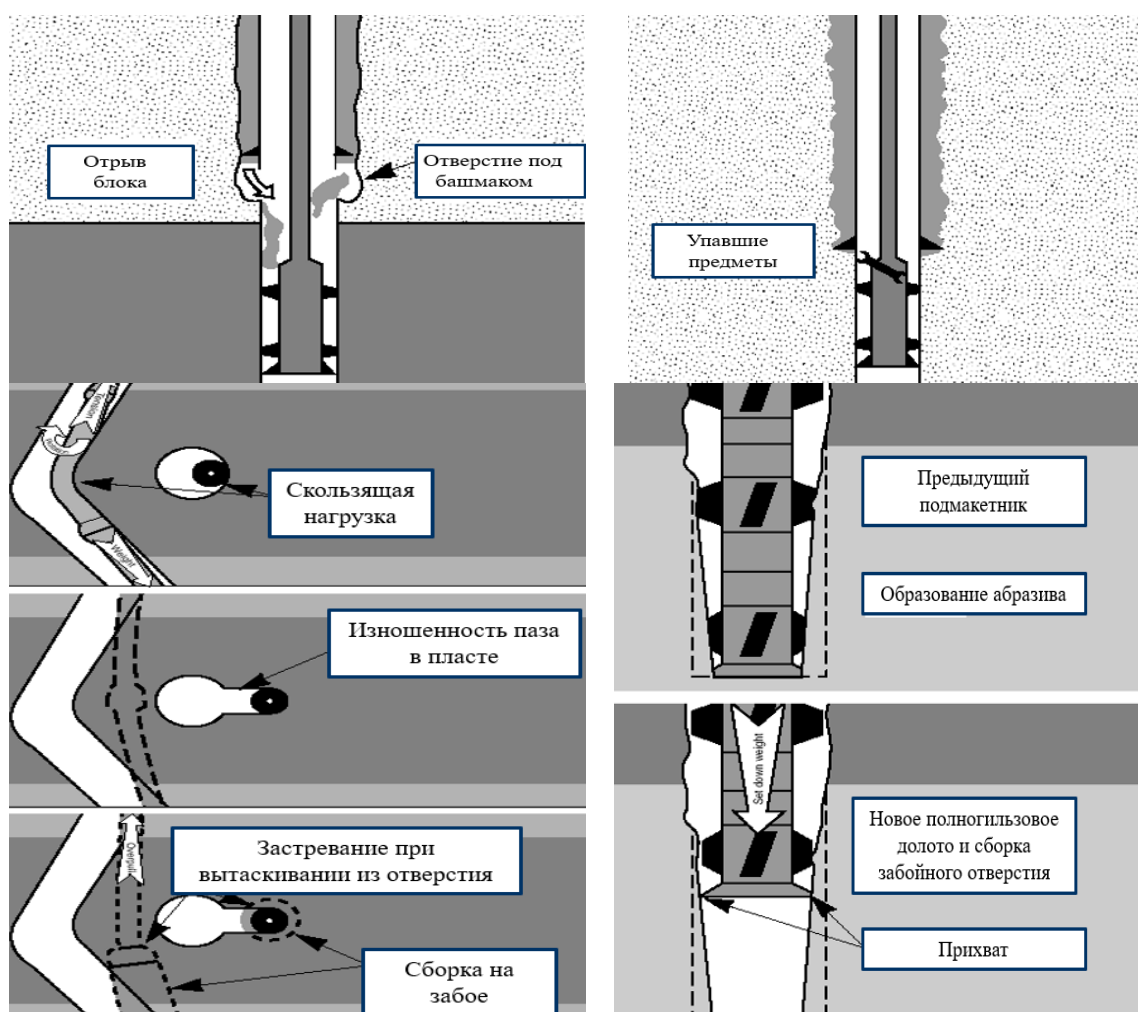


Рисунок 3– Схемы некоторых типов прихватов

Во время бурения есть признаки, которые могут быть связаны с причиной и последствием определенных проблем и осложнений, эти сигналы возникают до сбоя и могут быть исправлены до возникновения опасной ситуации и избежать отказа.

Основным признаком образования прихвата инструмента в скважине, который является общим для всех типов подобных явлений – это повышение показателя тягового усилия при проведении подъемов бурового инструмента, а также рост крутящего момента при холостом вращении бурильной колонны. Прихваты бурового инструмента оказывают крайне негативное влияние на показатель производительности буровых работ, а также способны стать причиной потери отдельного отрезка или даже всей скважины. Также прихват бурового инструмента часто сопровождается значительными показателями

потери бурильных и обсадных труб. Именно поэтому изучение возможных причин возникновения прихватов и методов их распознавания позволяет обеспечить возможность выбора наиболее подходящей технологии борьбы с данным типом осложнения (Таблица 1) [1,2].

В таблице 1 представлены способы обнаружения прихватов бурильной колонны [3,4].

Таблица 1 – Технические осложнения связанные с прихватами трубы во время бурения

Местоположение осложнения	Подкласс осложнения	Признаки / наблюдения
<i>В пласте</i>	Прихват из-за перепада давления	Высокая ЭЦП
		Толстая фильтрационная корка
		Шлам высокий (высокое содержание твердых частиц)
		Высокий крутящий момент
		НKL высокий
		Высокая проницаемость пласта
<i>Скважин</i>	Осаждение выбуренного шлама	Высокая механическая бурения
		Давление в скважине слишком высокое
		Высокая плотность бурового раствора
		Низкие буровые шлама на вибросито
		Высокий крутящий момент
		Превышение собственного веса колонны
		Компактный буровой шлам
		Высокое искривление скважины
<i>В пласте</i>	Прихват из-за сальникообразования	Высокий крутящий момент
		Превышение веса колонны
		Высокий предел текучести шлама
		Высокая плотность бурового раствора
		Давление в скважине слишком высокое
		Набухание сланцев

Продолжение таблицы 1

В пласте	Неконсолидированные пласты	Высокая механическая бурения
		Высокий крутящий момент
		Превышение веса колонны
		Низкие буровые шлама на вибросито
		Мягкая фильтрационная корка
		Буровой раствор с высоким содержанием твёрдых частиц небольшого удельного веса в буровом растворе.
		Давление в скважине слишком высокое
		Мягкие пласты
		Поглощения в трещиноватых пластах
В буровом оборудовании	Цемент или металл в стволе скважины	Крутящий момент неустойчивый
		Давление в скважине слишком высокое
		Низкое качество цементного камня
		Узкий зазор обсадной колонны
Скважин	Прихват в желобной выработке	Высокое искривление скважины
		Превышение веса колонны
		уступы/ каверны в скважине
		Мягкие пласты
		Неустойчивая нагрузка на крюке

1.1.1. Прихваты БТ из-за перепада давлений

В этом случае часть бурильной трубы застревает в глинистой корке. Это происходит, когда существует большая разница давлений между скважинным и пластовым давлением (Рисунок 4)[5,6].

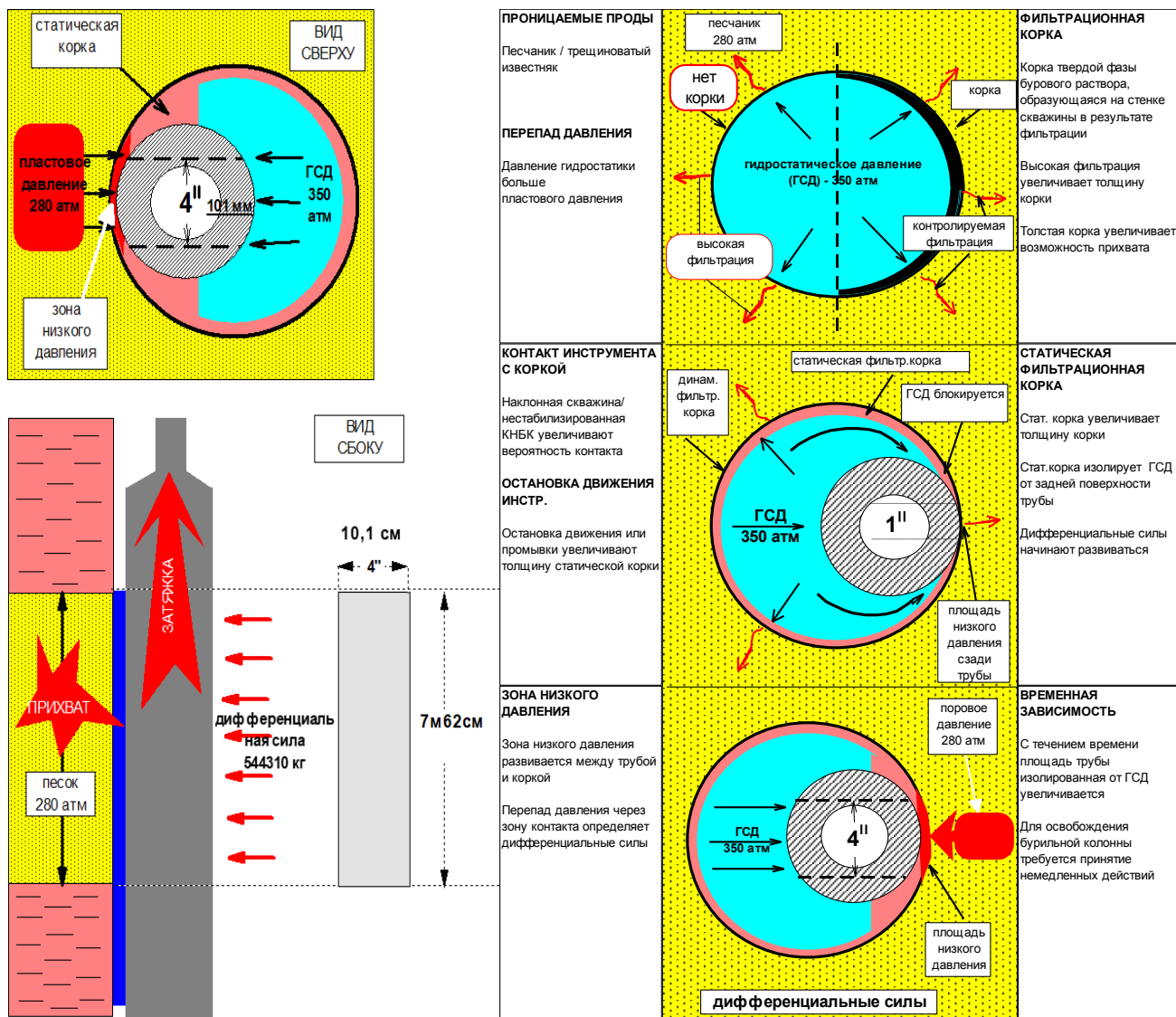


Рисунок 4 – Механизм дифференциального прихвата

Несколько параметров будут способствовать заклиниванию трубы при перепаде давления:

- Высокий перепад давления
- Толстая фильтрационная корка
- глинистая корка с низкой смазывающей способностью
- Чрезмерная длина трубы, встроенной в глинистую корку
- Форма утяжеленных буровых труб

Индикаторы прихвата перепада давления:

- Увеличение крутящего момента и силы сопротивления

- Невозможность возвратно-поступательного движения бурильной колонны

- Бесперебойная циркуляция бурового раствора

Во время операции бурения учитываются некоторые меры предосторожности, чтобы уменьшить вероятность прихвата. Методы применения этих мер предосторожности могут различаться в зависимости от типа бурового раствора, характеристик ствола скважины и степени прихвата. Они включают:

- Поддерживание минимальной фильтрации жидкости;
- Поддерживание минимального содержания твердых частиц в системе бурового раствора или удаление всех твердых частиц, если это применимо;
- Использование минимального перепада давления;
- Регулировка бурового раствора для получения гладкой глинистой корки;
- постоянное вращение бурильных труб;
- Снижение гидростатического давления бурового раствора.

1.1.2. Механический прихват

Механические прихваты бурильной колонны является одним из основных непроизводительных расходов, которые несут буровые компании и которые влияют на конечную стоимость бурения скважины, особенно для скважин с большой протяженностью и большим искривлением. Эти типы скважин представляют собой множество технических проблем, большинство из которых требуют нетрадиционных решений по сравнению с вертикальными или малонаклонными скважинами.

На качество очистки вертикальных скважин влияют следующие факторы:

- Плотность бурового раствора
- Скорость потока бурового раствора в кольцевом пространстве

- Реологические характеристики и режим течения бурового раствора
- Размер, форма и количество шлама
- Скорость проходки
- Вращение и эксцентричное расположение в скважине бурильной колонны
- Время

Три различные причины могут привести к механическому прихвату трубы. Для каждой причины существуют разные причины, индикаторы и решения для смягчения проблемы [7].

1. Недостаточное удаление бурового шлама

Неправильное удаление бурового шлама может привести к скоплению шлама в кольцевом пространстве на забое ствола скважины, что приведет к прихвату трубы (рисунок 5), что происходит в силу следующих причин [7]:

- Осаждение выбуренного шлама;
- Неустойчивость ствола скважины;
- Наличие неконсолидированной породы;
- Наличие цемента или металлических обломков на забое;
- Осаждение шлама

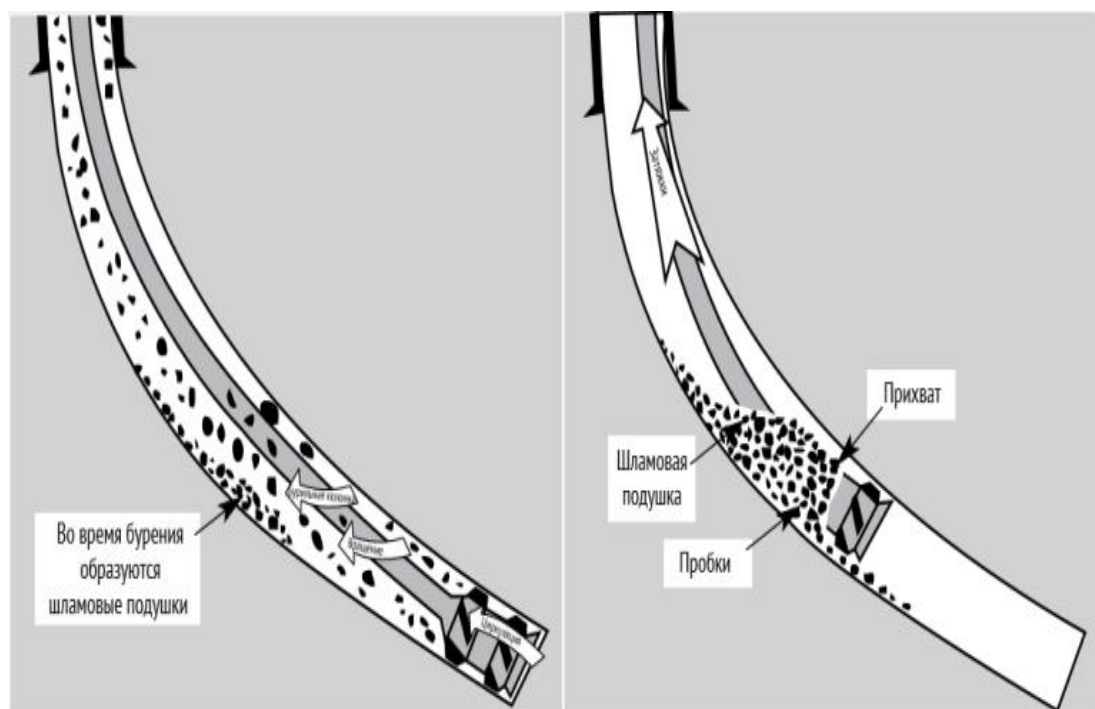


Рисунок 5 – Осаждение шлама.

2. Признаки прихватов труб из-за осаждения шлама:

- Высокая механическая скорость проходки;
- Давление в скважине слишком высокое;
- Высокая плотность бурового раствора;
- Полный объем бурового шлама на вибросите;
- Высокий крутящий момент;
- Превышение собственного веса колонны;
- Компактный буровой шлам;
- Высокое искривление скважины.

3. В искривленных скважинах выбуренный шлам откладывается на нижней стенке ствола, он может сползать вниз по стволу, образуя пробки и сужения.

Основные причины осаждения шлама, следующие [5]:

- Бурение с высокой скоростью проходки при заданном расходе бурового раствора;
- Невозможность обеспечить поддержание выбуренной породы во взвешенном состоянии и вынос ее на поверхность раствором с заданной реологией;
- Различные виды взаимодействия горных пород и бурового раствора;
- Резкие колебания давления раствора;
- Скважины с большим углом наклона.

Нестабильность пласта (Деформация)

Они могут происходить перед определенными слоями, которые стали неустойчивыми (выполнение отверстия и присутствие бурового раствора). Такое состояние (нестабильность) может вызвать деформацию стенок скважины, что приводит к заклиниванию [6]. Прихваты этой категории возникают, когда в скважине присутствуют твердые частицы, попадающие в кольцевое пространство между бурильной колонной и стенкой ствола и заклинивающиеся там. Обычно это шлам, куски обвалившейся породы или упавший в скважину металл. Крупные обломки легко перекрывают сечение кольцевого пространства и могут стать причиной прихвата, даже если они не мешают продолжать циркуляцию с полным расходом. Мелкие обломки, даже

если они меньше зазора между бурильной колонной и стенкой ствола, также могут перекрыть кольцевое пространство и воспрепятствовать перемещению колонны. Шлам и куски обвалившейся породы могут упаковаться в кольцевом пространстве так плотно, что циркуляция станет невозможной. Таким образом возникает пробка [6].

На рисунке ниже показан пример застрявшей бурильной трубы:

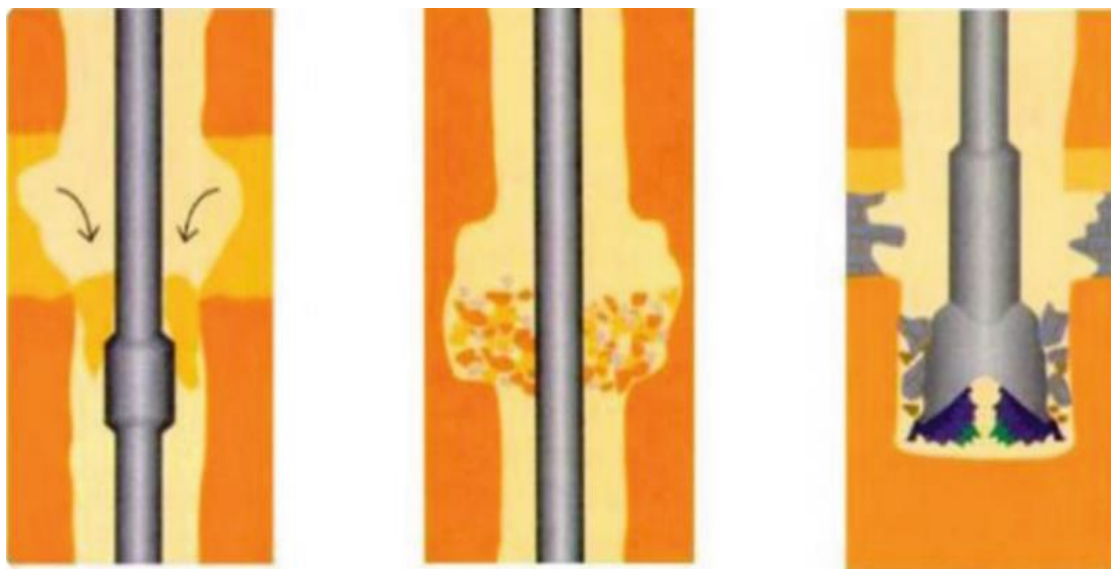


Рисунок 6 – Примеры механического прихвата труб обвалившейся породы.
Жесткая КНБК

С началом направленного бурения стали возникать прихваты, вызванные заклиниванием жесткой КНБК. Это происходит в тех случаях, когда на участке стабилизации зенитного угла используется

более жесткая компоновка, чем та, которая использовалась для набора кривизны. Если искривление ствола оказалось более резким, чем ожидалось, жесткая компоновка может не пройти через него. Любая компоновка является более гибкой в сжатом состоянии, чем в растянутом. Поэтому жесткая компоновка может пройти желоб при спуске колонны, но заклинить в нем при подъеме (Рисунок 7).

Когда жесткий элемент, такой как обсадная колонна, с большим усилием вводят в участок резкого искривления ствола, пройденный с менее жесткой КНБК, возникают большие поперечные нагрузки [8].



Рисунок 7 – Жесткая КНБК

К явным признакам заклинивания жесткой КНБК относятся следующие:

- Внезапная посадка колонны при вхождении КНБК в резкое искривление ствола. То же самое может произойти в интервале набора кривизны наклонно-направленной скважины.
- Как предпосылка - спуск в скважину буровой колонны с более жесткой КНБК, чем была только что поднята из скважины.
- Возрастание крутящего момента при спуске колонны с вращением через резкое искривление ствола.
- Как предпосылка - уменьшение диаметра стабилизатора по сравнению с номинальным или другие признаки износа элементов КНБК, поднятой из скважины.
- Большой крутящий момент или сопротивление продольному перемещению колонны при ее подъеме из скважины.

1.1.3. Прихваты в связи с заклинками и геометрией ствола

Заклинивание на участках со сложной геометрией возникает там, где форма КНБК не совпадает с формой скважины. В таком случае КНБК не может

пройти через данный участок ствола. Чтобы произошел такой прихват, КНБК должна войти в этот участок. Другими словами, для заклинивания на участке со сложной геометрией бурильная колонна должна двигаться. Обычно при таком прихвате циркулирующий буровой раствор движется беспрепятственно, поскольку площадь поперечного сечения кольцевого пространства не уменьшается.

Поэтому, если перед возникновением прихвата бурильная колонна двигалась, и после возникновения прихвата давление не возросло, вероятно заклинивание на участке со сложной геометрией ствола. Хотя большая часть прихватов сегодня - это прихваты шламом или обвалившейся породой и дифференциальные прихваты, заклинивание на участках со сложной геометрией, все же представляет серьезную проблему.

Прихваты на участках со сложной геометрией можно разделить на четыре основные категории:

- Заклинивание в местах резкого искривления ствола;
- Заклинивание в уступах;
- Заклинивание неустойчивыми породами;
- Заклинивание в стволе с диаметром меньше номинального.

Большая часть прихватов на участках со сложной геометрией ствола происходит в местах резкого искривления ствола (рисунок 8). Резкие искривления ствола приводят к образованию желобов, уступов, к высоким поперечным нагрузкам и к увеличению крутящего момента, некачественному цементированию обсадной колонны, осложнениям при спуске обсадной колонны и каротаже, слому бурильной колонны, неисправностям бурового оборудования и износу обсадной колонны в процессе строительства скважины. В этих местах велика опасность возникновения дифференциального прихвата и прихвата шламом или обвалившейся породой.

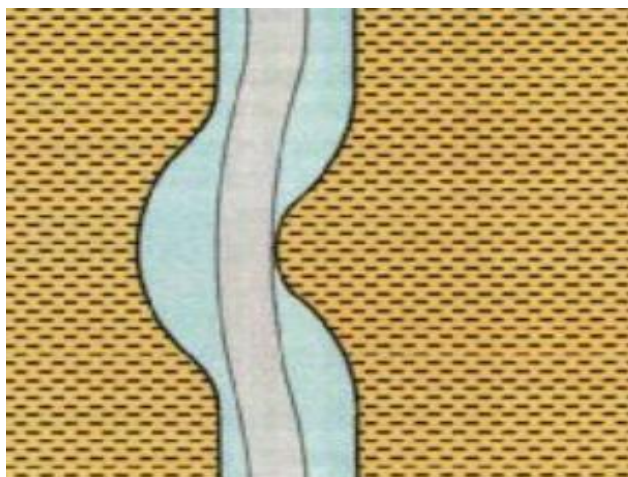


Рисунок 8 – Резкое искривление ствола

Резкие искривления ствола могут привести к образованию уступов. Это происходит, когда мягкие породы разрушаются и обнажают более твердые породы (рисунок 9). Известно, что уступы часто образуются в мелких искривлениях ствола, обусловленных чередованием твердых и мягких пород. Однако уступы могут образоваться и в отсутствие искривлений ствола. Обычно уступы образуются на участках чередования твердых и мягких пород, когда в интервале твердых пород диаметр скважины остается равным диаметру долота, а в интервале легко разрушающихся мягких пород диаметр увеличивается. Кроме того, они образуются около трещин и разрывных нарушений. Наибольшую опасность уступы представляют при спуске обсадных колонн и геофизических приборов, не позволяя довести их до забоя. Часто бывает так, что при подъеме бурильной колонны перед спуском обсадной колонны признаков этой опасности нет, но спускаемая обсадная колонна, из-за своего большого диаметра и жесткости, не может пройти уступы. Стабилизаторы и другие элементы бурильной колонны, резко отличающиеся друг от друга по диаметру, могут заклинить в уступах при движении бурильной колонны в обоих направлениях. Обычно уступы образуются на участках чередования твердых и мягких пород, когда в интервале твердых пород диаметр скважины остается равным диаметру долота, а в интервале легко разрушающихся мягких пород диаметр увеличивается.

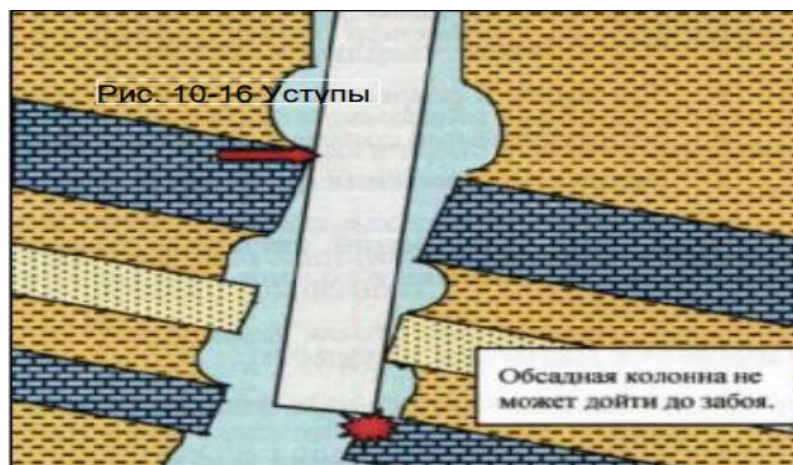


Рисунок 9 – Уступы

Некоторые породы, такие как соль, мергели и молодые пластичные глинистые породы могут выдавливаться или вытекать в скважину, что приводит к сужению ствола. Этот процесс обусловлен напряжениями от веса вышележащих пород, тектоническими нагрузками или набуханием. При бурении в таких условиях осложнений не возникает, но при подъеме инструмента стабилизатор и долото могут заклинить на участке сужения ствола (рисунок 10).

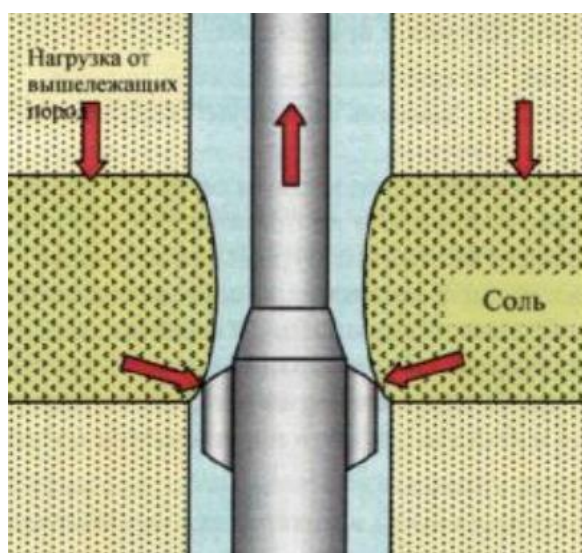


Рисунок 10 – Выдавливание соли в скважину

Соль известна своей способностью течь под давлением, обусловленной ее высокой пластичностью. Частицы шлама могут казаться твердыми, но под нагрузкой, создаваемой гидравлическим прессом, керн соли легко изменяет

свою форму. Напряжения от веса вышележащих пород вынуждают соль расширяться и течь в скважину. При этом диаметр скважины постоянно уменьшается начиная с моменты вскрытия соленосного интервала. Со временем может произойти полное закупоривание ствола выдавленной в него солью. Все соляные пласты ведут себя по-разному. Некоторые выдавливаются очень быстро, а другие могут вообще не выдавливаться. Некоторые соли очень чистые, а некоторые сильно загрязнены другими осадками. Есть такие соляные пласты, которые сформировались, когда море полностью испарилось, оставив слои соли различных типов, растворяющейся с различной скоростью. Эти "многослойные" соляные пласты могут стать причиной осложнений, поскольку применение соленасыщенного РВО не всегда может предотвратить растворение всех слоев такого пласта. Раствор, насыщенный NaCl предотвратит растворение слоя NaCl, но более растворимые соли, такие как $MgCl_2$, все же могут раствориться, оставляя уступы. Такие уступы могут обломиться и упасть в скважину. Чтобы сохранить номинальный диаметр скважины в интервале многослойных соляных пластов часто используют РУО.

Для предотвращения заклинивания колонны текучими породами чаще всего принимают следующие меры:

- Проводка скважины в обход соли и других текучих пород;
- Увеличение плотности бурового раствора;
- Использование буровых растворов с низким содержанием солей;
- Регулярные проработка соленосных интервалов;
- Использование бицентричных долот.

Если долото и стабилизатор вошли в участок ствола с диаметром меньше номинального, они могут заклиниться. Обычно уменьшение диаметра ствола происходит из-за износа долота. Диаметр постепенно уменьшается по мере износа долота. Члены буровой бригады обязаны шаблонировать долото и стабилизаторы перед спуском их в скважину и после подъема их из скважины. Поэтому бурильщик должен знать о существовании участка с диаметром меньше номинального, если он есть. Если бурильщик не проявил осторожность

при спуске в скважину колонны после замены долота или КНБК, то долото или стабилизатор могут войти в участок с диаметром меньше номинального и заклинить там.

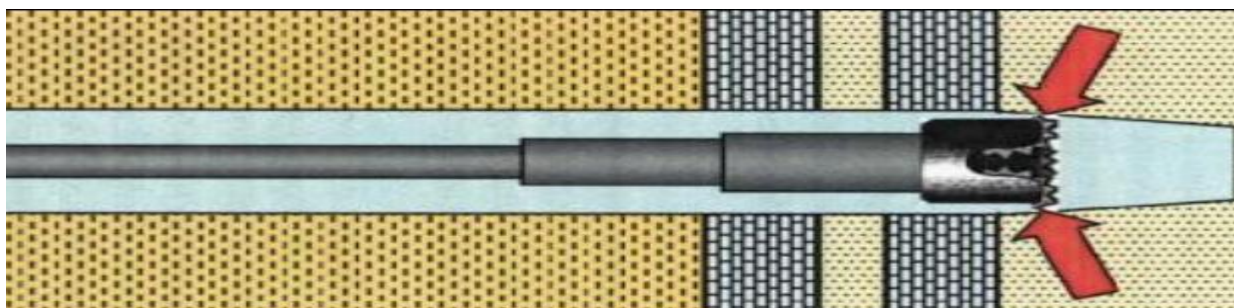


Рисунок 11 – Сужение ствола до диаметра меньше номинального

Самым первым признаком сужения ствола до диаметра меньше номинального является изменение скорости проходки. В классическом случае происходит износ долота, и скорость проходки уменьшается. При выдавливании в скважину соли скорость проходки возрастает. В том и в другом случае бурильщик понимает, что нужно тщательно проверить диаметр долота при подъеме его на поверхность и отметить все сужения, которые могут быть признаком неустойчивых пород. Низкая скорость проходки характерна для твердых пород, в которых хорошо сохраняется номинальный диаметр ствола. Поэтому в интервалы, где скорость проходки низка, нельзя спускать долота диаметром больше номинального, которые могут там заклинить [9,10].

Выводы по разделу

1. Установлено, что чаще всего прихваты бурильной колонны происходят в горизонтальных скважинах, а основными причинами прихватов являются перепад давления и гидростатическое давление, влияние сцепления, накопление шлама в скважине. Недостаточные результаты промывки. Это, в свою очередь, обусловлено геолого-техническими и технологическими условиями, а также большими глубинами бурения и углами от вертикали.

2. Одним из наиболее существенных недостатков буровых растворов на водной основе является их повышенная проникающая способность, что может привести к набуханию глины, что может привести к сужению ствола скважины и прихвату бурильной колонны. Определены параметры, влияющие на предотвращение прихвата бурового раствора: фильтрующая и смазывающая характеристики.

3. При возникновении осложнений и аварий большинство буровых компаний перенимают предыдущий опыт устранения прихватов бурильной колонны. Этот метод устранения прихвата трубы увеличивает финансовые затраты, затраты времени на устранение прихвата трубы и т. д. Установление причины осложнений при бурении и выявление начала их возникновения дает возможность своевременно принять меры по предотвращению дальнейшего развития осложнений или ликвидации аварий в кратчайшие сроки.

5. Путем анализа научно-технических и полевых данных установлено, что совершенствование способа предотвращения возникновения прихватов необходимо вести по нескольким направлениям, а задачу решать комплексным оптимизационным путем. Фильтрационные и смазывающие свойства буровых растворов, улучшение гидродинамики для промывки скважин, применение устройств для предотвращения и устранения прихватов бурильной колонны, применение методик определения типа бурильной колонны и устранения прихватов.

2.ТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Буровые работы являются первым и наиболее дорогостоящим этапом в нефтяной промышленности, поскольку, по данным API (1991), они составляют почти одну четверть от общих затрат на нефтяное месторождение, и их эффективность является обязательной, поскольку она повлияет на все инвестиции в техническом и финансовом отношении. Эффективная, хорошо спланированная и хорошо управляемая буровая работа должна обеспечивать максимальную безопасность для инженеров и рабочих, минимальный ущерб пласту, минимальные затраты и минимальное время проведения операций. Операция бурения может зависеть от множества факторов, которые впоследствии вызывают серьезные или незначительные проблемы при бурении, которые могут подвергнуть бригаду опасностям и опасностям, вызвать загрязнение окружающей среды, повредить инструменты и оборудование или просто вызвать непроизводительное время (НПВ), например не ликвидацию прихватов труб.

2.1. Предупредительные меры недостаточной очистки скважины

На устойчивость стенок скважины влияют несколько факторов [8]:

- Плотность бурового раствора

Давление столба бурового раствора создает радиальное напряжение, действующее на стенки скважины.

- Прочность породы

Очевидно, что чем прочнее порода, тем большее напряжение она может выдержать. Прочность породы зависит главным образом от прочности цемента и от трения между отдельными зернами, составляющими скелет

породы. Прочность на сжатие и упругость отдельных зерен также определяют прочность породы.

- Колебания температуры

Центральная часть Земли имеет достаточно высокую температуру, чтобы породы находились под земной корой в расплавленном состоянии. Эта теплота медленно уходит через кору, так же как уходит теплота с поверхности большого слитка горячей стали.

- Анизотропия напряжений и прочности

Напряженное состояние горных пород в естественных условиях залегания определяется региональным полем напряжений, существующим в районе бурения. Напряженное состояние возникает в результате действия тектонических сил в земной коре. Типы напряженных состояний, обусловленных тектоническими процессами, определяются относительной величиной главных напряжений.

- Ориентация и наклон траектории скважины

Слоистые глинистые породы (глинистые сланцы, уплотненные глины и аргиллиты) имеют плоскости напластования, которые создают в них слабые места. Материал глинистых горных пород содержит микроскопические плоскости напластования. Сезонные изменения скорости осадконакопления приводят к образованию слоев различной прочности. Рассматривая образец слоистой глинистой породы, можно увидеть сотни тысяч мелких плоскостей напластования на нескольких линейных футах разреза.

- Проникновение в пласт фильтрата бурового раствора

Проникновение в пласт фильтрата бурового раствора является главной причиной потери устойчивости стенок ствола. Проникновение фильтрата ослабляет породу и изменяет распределение напряжений в породе. Глинистые минералы в составе глинистых пород могут вступать в химические реакции с водой, что приводит к дальнейшему ослаблению породы. В этом процессе участвуют несколько различных механизмов.

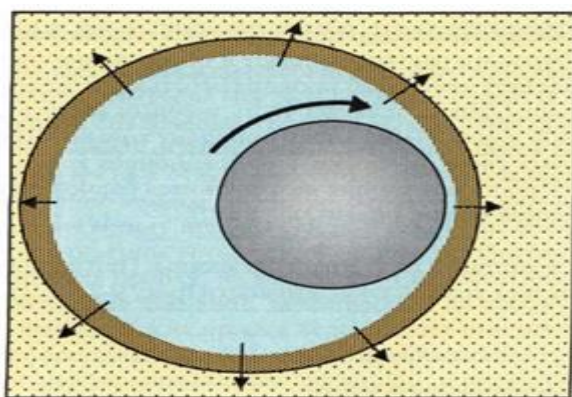


Рис. А

Между движущейся бурильной колонной и фильтрационной коркой находится тонкий слой жидкости.

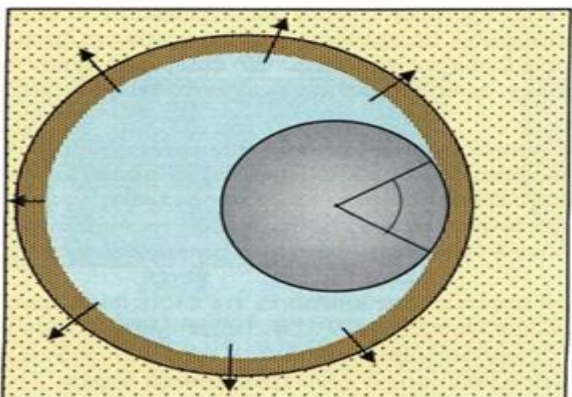


Рис. В

Когда бурильная колонна останавливается, "смазывающий" слой исчезает.

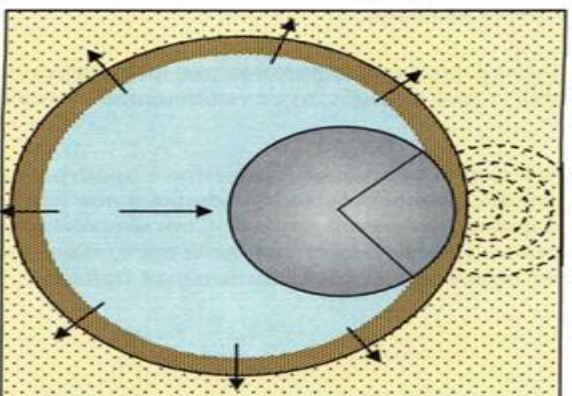


Рис. С

Фiltrат уходит из фильтрационной корки, в результате чего она уплотняется, и поверхность контакта увеличивается.

По мере ухода фильтрата из фильтрационной корки в зоне контакта возрастает дифференциальное давление.

Рисунок 12 – Уплотнение фильтрационной корки

- Вибрация бурильной колонны

Вибрация бурильной колонны способствует потере устойчивости стенок скважины в большей степени, чем представляет себе большинство людей. При вибрации бурильной колонны происходят колебания и радиальных, и осевых, и кольцевых напряжений. Эти колебания напряжений вызывают механическую усталость.

- Геометрия ствола скважины

Форма ствола напрямую влияет на устойчивость стенок скважины. Большие

поперечные нагрузки, создаваемые колонной в месте резкого искривления ствола, создают высокие напряжения на стенках скважины. Желоба, выработанные в стенках, изменяют распределение напряжений. В местах расширения ствола возрастают нагрузки, обусловленные вибрацией колонны.

Признаки некачественной очистки скважины

Большинство прихватов, обусловленных некачественной очисткой скважины, можно выявить по динамике параметров при бурении и СПО задолго до того, как они фактически произойдут. Наиболее очевидными признаками являются следующие:

- Неполный вынос на поверхность шлама, образующегося при данной скорости проходки.
- Хаотичное изменение количества выносимого шлама.
- Через сетки вибросит проходит больше шлама, чем обычно (чем дольше шлам находится в скважине, тем больше степень его измельчения)
- Возрастает пластическая вязкость, плотность выходящего бурового раствора, содержание в растворе песка или легких твердых частиц (когда шлам сильно измельчен, очистные устройства циркуляционной системы не могут удалить его из раствора).
- Тенденции изменения параметров, указывающие на некачественную очистку скважины, можно видеть на диаграммах станции контроля параметров бурения

При некачественной очистке скважины наблюдаются следующие тенденции:

- Затяжка при снятии колонны с клиньев после наращивания.
- Увеличение давления насоса при восстановлении циркуляции после наращивания.
- Броски давления.
- Возрастание как крутящего момента, так и сопротивления продольному перемещению колонны при бурении.
- Хаотичные изменения крутящего момента, сопротивления продольному перемещению колонны и давления насоса.

- Скопление шлама на забое, или трудно создать осевую нагрузку на долото.

- Снижается осевая нагрузка на долото (поскольку давление под долотом стремится приподнять колонну).

Для предотвращения прихватов, обусловленных недостаточной очисткой скважины, нужно избегать условий, в которых очистка не может быть выполнена качественно. В общем, нужно:

- Поддерживать достаточный расход бурового раствора, особенно в наклонных скважинах.
 - Простое практическое правило для вертикальных скважин: скорость потока в кольцевом пространстве должна в два раза превышать скорость оседания шлама.
 - Всегда рекомендуется спускать последние три свечи с циркуляцией. Это нужно не только для того, чтобы предотвратить забивание насадок долота, но и для того, чтобы исключить скопление шлама вокруг долота и образование пробки после восстановления циркуляции.
 - Прекращать бурение, если это диктуют условия в скважине. Если очистка скважины затрудняется, добавление шлама в кольцевое пространство только усугубит проблему.
 - Промывать скважину до чистого раствора перед подъемом инструмента и удалять шлам от КНБК циркуляцией перед наращиванием колонны.
 - Прорабатывать ствол при подъеме в сильнонаклонных скважинах.
 - Регистрировать каждое сужение ствола при СПО или наращивании колонны.
 - Понимание технологии очистки скважины позволяет уменьшить объем СПО и проработок ствола, оптимизировать продолжительность циркуляции и в максимальной степени увеличить скорость бурения.

2.2. Факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата и меры предупреждения

Признаком дифференциального прихвата является возрастание крутящего момента или сопротивления продольному перемещению колонны после того как колонна была оставлена без движения на какое-то время. Если это увеличение крутящего момента или сопротивления продольному перемещению колонны пропадает после возобновления движения колонны, это очень надежный признак дифференциального прихвата. После возобновления движения колонны исчезает удерживающая сила, действующая при дифференциальном прихвате [8,11–13].

Есть несколько факторов, способствующих возникновению дифференциального прихвата:

- Проницаемые пласты
- Репрессия
- Фильтрационная корка
- Контакт колонны со стенкой скважины
- Неподвижное состояние колонны
- Время
- Поперечная нагрузка

Проницаемые пласты (факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата)

Дифференциальный прихват может произойти только в интервале проницаемого пласта. Прихват внутри обсадной колонны невозможен за исключением тех случаев, когда в ней появились каналы для жидкости, например перфорационные отверстия или негерметичности вследствие износа. Проницаемые пласты могут быть сложены, например, песчаниками и трещиноватыми породами. Возможен прихват в интервале глинистых пород, если они рассечены трещинами и проницаемы. Иногда прихваты возникают в

обсадной колонне, в интервале перфорации или в местах потери герметичности вследствие внутреннего износа.

Репрессия/дифференциальное давление (факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата)

Репрессия в наибольшей степени способствует возникновению дифференциального прихвата. Это объясняется тем, что она больше других факторов влияет на силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Эта сила равна произведению дифференциального давления на площадь поверхности контакта.

Фильтрационная корка (факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата)

До сих пор мы говорили только о дифференциальном прихвате в месте контакта буровой колонны с фильтрационной коркой на поверхности проницаемого песчаного пласта. Для возникновения дифференциального прихвата в интервале песчаного пласта требуется наличие глинистой фильтрационной корки. Если бы не было "засоренного слива" в виде фильтрационной корки, то не было бы и дифференциального давления, прижимающего колонну к поверхности пласта. Давление на стенке скважины было бы почти равным давлению в скважине (Рисунок 13).



Рисунок 13 – Влияние фильтрационной корки изменение пластового давления

Образование фильтрационной корки

Представим себе проницаемый пласт, разбуриваемый с небольшой репрессией. При вскрытии этого пласта буровой раствор проникает в него. Твердые частицы, размер которых меньше отверстий пор пласта, будут проникать в пласт вместе с буровым раствором. Частицы, размер которых превышает треть диаметра пор, заклиниваются и образуют мост, через который не могут пройти следующие частицы такого же размера. Затем более мелкие частицы забивают пространство между более крупными частицами. Постепенно образуется такая плотная преграда, что пройти через фильтрационную корку не могут даже коллоидные частицы. Проникнуть в пласт может только чистый фильтрат бурового раствора. Формирование фильтрационной корки происходит, когда твердые частицы заклиниваются в порах пласта. Обычно в фильтрационной корке различают три зоны или слоя. Есть зона вторжения, где находится весь буровой раствор. Она простирается в пласт примерно на два дюйма. Далее выделяют внутреннюю фильтрационную корку, состоящая из расклинивающего материала. Она простирается в пласт лишь на несколько диаметров зерна. И, наконец, следует внешняя фильтрационная корка, состоящая, главным образом, из коллоидных частиц (Рисунок 18). Толщина этого слоя изменяется со временем и в зависимости от скорости потока в кольцевом пространстве (Рисунок 14)

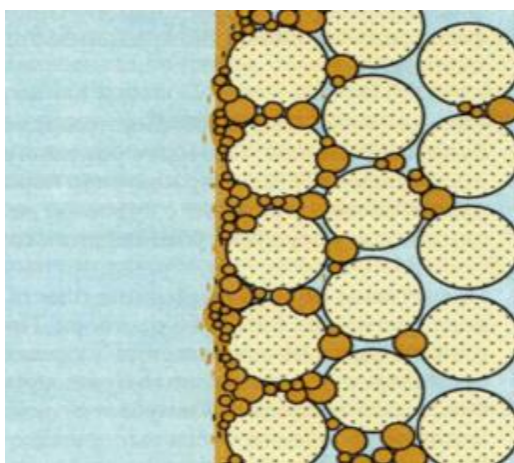


Рисунок 14 – Устойчивая
фильтрационная корка

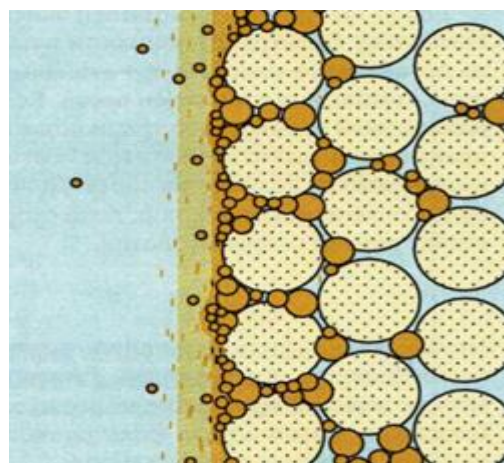


Рисунок 15 – Неустойчивая
фильтрационная корка

Качество фильтрационной корки

Высококачественной считается тонкая, твердая и непроницаемая фильтрационная корка. На качество фильтрационной корки влияют несколько факторов:

- Твердые частицы
- Смазывающие добавки
- Репрессия
- Температура

Твердые частицы (факторы, влияющие на качество фильтрационной корки)

Наличие твердых частиц в буровом растворе и в фильтрационной корке осложняет ситуацию при дифференциальном прихвате. Результаты нескольких исследований показали, что чем больше содержание твердых частиц в буровом растворе, тем труднее освободить колонну в случае дифференциального прихвата.

Смазывающие добавки (факторы, влияющие на качество фильтрационной корки)

Смазывающие добавки вводятся в буровой раствор для снижения крутящего момента и сопротивления продольному перемещению колонны. Кроме того, они полезны при дифференциальном прихвате. Присутствие смазывающих добавок в фильтрационной корке обычно приводит к уменьшению усилий, требуемых для освобождения прихваченной колонны, с 33 % до 70 %

Репрессия (факторы, влияющие на качество фильтрационной корки)

Давление влияет на качество фильтрационной корки двояким образом:

- Способствует движению фильтрата через фильтрационную корку.
- Сжимает фильтрационную корку, делая ее более тонкой и менее проницаемой.

Температура (факторы, влияющие на качество фильтрационной корки)

- Повышение температуры приводит к уменьшению вязкости фильтрата. Чем легче проходит фильтрат через корку, тем выше скорость отложения твердых

частиц. Усиливается также эрозия фильтрационной корки менее вязкой жидкостью. Температура влияет также на степень флокуляции и дефлокуляции глины в корке.

Контакт колонны со стенкой скважины (факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата)

- Прижимающая сила, которая вдавливает колонну в глинистую корку, очевидно зависит от площади поверхности контакта колонны со стенкой скважины. Прижимающая сила равна произведению дифференциального давления на площадь поверхности контакта. Чем ближе диаметр бурильной колонны приближается к диаметру скважины, тем больше поверхность контакта.

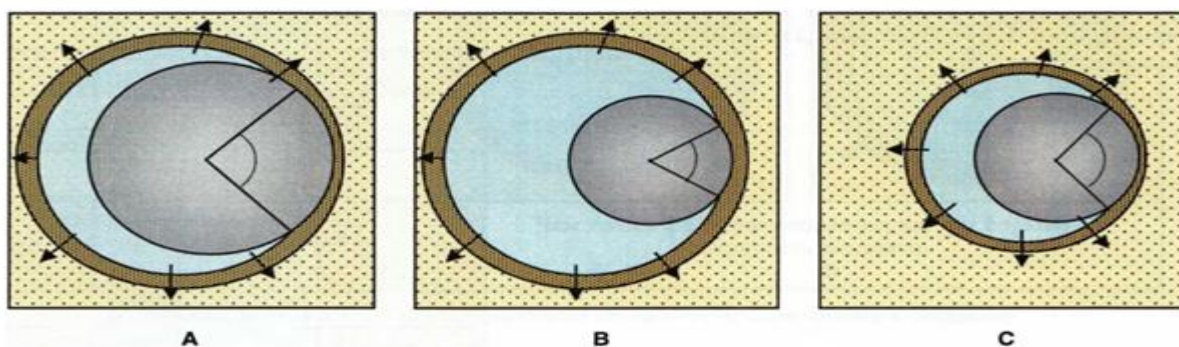


Рисунок 16 – Зависимость поверхности контакта от соотношения диаметров колонны и скважины

Неподвижное состояние бурильной колонны (факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата)

Как упоминалось раньше, бурильная колонна должна находиться в движении, чтобы в пространстве между колонной и фильтрационной коркой находился тонкий слой жидкости. Без этого тонкого слоя жидкости силы, действующие на колонну по всем направлениям, не будут уравновешены. Из этого тонкого смазывающего слоя жидкости поступает в корку фильтрат, и без этого слоя жидкости не может быть возмещен фильтрат, уходящий в пласт из фильтрационной корки. Поэтому давление в фильтрационной корке будет ниже

в зоне контакта, чем в остальной части скважины. На фильтрационной корке возникает дифференциальное давление.

Время (факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата)

Создание зоны пониженного давления происходит постепенно. Продолжительность периода, в течение которого давление в фильтрационной корке выравнивается с пластовым давлением, зависит от проницаемости фильтрационной корки, вязкости фильтрата бурового раствора, репрессии и, до некоторой степени, проницаемости пласта.

Поперечные нагрузки (факторы, способствующие возникновению дифференциального прихвата)

Поперечные нагрузки способствуют возникновению дифференциального прихвата, но не обязательно вызывают его. Поперечные нагрузки могут быть вызваны сильным натяжением бурильной колонны, прижатой к стенке скважины в месте резкого искривления, или давлением колонны на нижнюю стенку скважины под действием собственного веса. Как мы помним, дифференциальный прихват начинается с исчезновения смазывающего слоя и возникновения дифференциального давления на фильтрационной корке в зоне ее контакта с колонной. Прижимающая сила достигает своего максимума, когда фильтрат уходит из фильтрационной корки, и корка сжимается. Поперечные нагрузки ускоряют этот процесс.

Поперечные нагрузки дополняют силу, вызванную дифференциальным давлением. Трение создается обеими этими силами совместно.

Для предотвращения дифференциального прихвата нужно минимизировать влияние семи факторов, способствующих возникновению прихвата. Большую часть этих факторов устранить нельзя, поэтому нужно сосредоточиться на тех, которые поддаются контролю.

2.3. Предупреждение заклинивания в желобных выработках

Для предупреждения заклинивания в желобных выработках нужно свести к минимуму четыре фактора, способствующих желобообразованию, или устранить один из них [8].

- Нужно всегда избегать резких искривлений в верхней части ствола, где колонна растянута в максимальной степени. В глубоких вертикальных скважинах проходить верхние интервалы нужно осторожно, стараясь избежать резких искривлений ствола.
- Если при бурении есть основания подозревать резкое искривление ствола, нужно проработать этот участок и устранить резкое искривление.
- Если при бурении есть основания подозревать наличие желоба, то после подъема достаточно большой части колонны, можно установить в колонну расширитель для ликвидации желобов. После этого можно ликвидировать желоб за короткий рейс до подъема к этому месту КНБК. Этот метод работает только когда желоб находится достаточно высоко в скважине, и можно подвести расширитель к желобу за короткий рейс. Расширитель должен подойти к желобу раньше чем долото подойдет к забою. Практика бурения с расширителем для ликвидации желобов в бурильной колонне может создать больше проблем, чем предложить решений.
- Продолжительность вращения бурильной колонны, не разгруженной на забой, должна быть сведена к минимуму, поскольку с увеличением нагрузки на крюке возрастают поперечные нагрузки в месте возможного резкого искривления.
- Как и всегда при опасности прихвата на участках со сложной геометрией бурильщик должен следить за положением КНБК в зоне резкого искривления и соблюдать осторожность при прохождении колонны через нее.

- При подъеме КНБК через участок, где возможна желобная выработка, можно медленно вращать колонну, чтобы облегчить выход из желоба УБТ или стабилизаторов.
- Использование толстостенных бурильных труб повышенной прочности позволит увеличить нагрузку в месте прихвата, требуемую для освобождения. Обычно, если через желоб проходят бурильные замки, то должны пройти и толстостенные бурильные трубы повышенной прочности. Заклиниться могут, вероятнее всего, УБТ, долото или стабилизатор. Массу части КНБК, находящейся ниже места прихвата, использовать для освобождения ударами ясса нельзя. Если прихват произойдет выше УБТ, то для операций с яссом можно использовать лишь массу толстостенных бурильных труб повышенной прочности.
- Если ожидается чередование твердых и мягких пластов и размыв ствола, нужно рассмотреть вопрос об использовании ингибированного бурового раствора для минимизации образования уступов.

К признакам желобов можно отнести и условия, благоприятные для прорезания желобов. Если в наличии резкие искривления ствола, поперечные нагрузки и продолжительное вращение бурильной колонны, то это уже следует считать сигналом о существовании желоба. О наличии резких искривлений ствола можно судить по следующим признакам:

- Возрастание крутящего момента и сопротивления продольному перемещению бурильной колонны при СПО или бурении.
- Повторяющиеся повышения нагрузки на крюке при СПО. Могут наблюдаться кратковременные повышения нагрузки на крюке при прохождении бурильных замков через желоб. Короткие желоба, выработанные в твердых уступах, дают четкие кратковременные повышения нагрузки на крюке примерно через каждые 30 футов. Более длинные желоба, выработанные в местах плавного искривления ствола, тоже могут давать повторяющиеся повышения нагрузки на крюке, но они не так хорошо заметны. В длинном

желобе могут находиться одновременно несколько замков. Однако затяжка может быть сильнее на каком-то одном участке желоба. Она и будет давать сигнал на поверхности при прохождении каждых 30 футов колонны. Возможны также колебания нагрузки на крюке из-за изменения общего числа замков в желобе.

- "Визитной карточкой" желобов является последовательное нарастание нагрузки на крюке при повторяющихся СПО на одном и том же участке ствола. Обычно в таком случае ожидают увидеть не увеличение, а уменьшение сопротивления продольному перемещению колонны из-за разработки ствола. Но если прорезается желоб, сопротивление продольному перемещению колонны, вероятно, будет возрастать из-за углубления желоба при каждом прохождении колонны (Рисунок 17). Следует отметить, что сейчас нет необходимости выполнять столько рейсов в интервале установки обсадной колонны, сколько нужно было раньше. Поэтому счастливая возможность получить предупреждение в виде указанной тенденции бывает не часто. Если выполняются последовательные СПО, нужно отслеживать эту тенденцию.



Рисунок 17 – Динамика прорезания желоба

Предотвращение заклинивания жесткой КНБК [8]:

- Лучший способ предотвращения таких прихватов - ограничение интенсивности искривления ствола. Усовершенствованные отклонители помогают ограничить интенсивность искривления ствола наклонно-направленных скважин в интервале набора кривизны. С точки зрения ограничения интенсивности искривлений последовательные зарезки предпочтительнее резких однократных изменений направления скважины.

- Нужно знать интенсивность всех существующих резких искривлений. Простая инклинометрия прибором Totco не покажет интенсивность резкого искривления. Чтобы рассчитать интенсивность резкого искривления, нужно знать как наклон, так и азимут траектории скважины. Рассмотрим скважину, в которой выдерживается постоянный по величине зенитный угол 5° при изменении направления по азимуту на 180° на интервале 100 футов. Инклинометрия прибором Totco покажет нулевую интенсивность искривления, хотя фактически она будет равна 10° на 100 футов.

- Следует проявлять осторожность при замене КНБК. Нужно свести к минимуму число замен КНБК, особенно замен на компоновки с другой жесткостью. Если необходима замена, нужно тщательно подобрать жесткость новой компоновки. Жесткость УБТ в значительной степени зависит от их диаметра. Прочность при изгибе пропорциональна диаметру в четвертой степени. На жесткость влияет также расстояние между стабилизаторами. Чем ближе друг к другу установлены стабилизаторы, тем жестче компоновка.

- Нужно избегать заклинивания УБТ в местах резкого искривления, для чего следует ограничить разгрузку колонны в таких местах. Если сопротивление движению колонны при спуске в месте резкого искривления слишком велико, может быть стоит не пытаться продвинуть колонну с большей нагрузкой, а поднять инструмент и проработать ствол. Как и всегда при опасности прихвата на участках со сложной геометрией бурильщик должен следить за положением КНБК в зоне резкого искривления. При приближении КНБК к месту резкого искривления нужно уменьшить скорость спуска и

внимательно следить за возможным увеличением сопротивления продольному перемещению колонны.

- Перед подъемом более жесткой КНБК нужно проработать участки резкого искривления ствола. При подозрении на резкие искривления ствола, или когда поднимается более жесткая компоновка, нужно предварительно проработать опасные интервалы. Перед спуском обсадной колонны можно проверить ствол с использованием сдвоенного расширителя, имеющего повышенную жесткость.

2.4. Анализ других способов предупреждения прихватов бурильных труб

Профилактика предусматривает: использование рациональных конструкций скважин; применение БР, свойства которых способствуют предупреждению прихвата колонны и обеспечению устойчивого состояния пород, слагающих стенку скважин; нормирование превышения гидростатического давления над пластовым; недопущение непланируемого искривления ствола скважины; предупреждение образования желобов и ликвидацию желобных выработок; применение противоприхватных компоновок низа бурильных колонн; использование специальных приспособлений и устройств, предупреждающих заклинивание колонн труб в скважине в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Наименьшая вероятность прихвата у инструментов, имеющих меньший диаметр и длину (центратор, наддолотный калибратор, пакеры и др.).

При выборе рациональной конструкции скважины необходимо строго придерживаться следующих основных требований: не допускать совместное вскрытие горизонтов с различными градиентами пластовых давлений; своевременно перекрывать опасный участок ствола промежуточной колонной или хвостовиком. Нарушение этих требований приводит к

возникновению прихватов под действием перепада давления, ликвидация которых на большой глубине не всегда возможна.

Способствуют устранению осложнений, приводящих к прихватам, и многокомпонентные БР, сохраняющие устойчивость пород, слагающих стенку скважин. Рекомендовано: предупреждать термическую и термосолевую деструкции БР, кольматировать высокопроницаемые породы, уменьшать колебания гидродинамического давления, формировать тонкую эластичную фильтрационную корку с низкими показателями фрикционных свойств и улучшать буримость пород.

Применение известковых, гипсовых, малосиликатных с полимерными добавками при минимальной водоотдаче, с добавками поваренной соли и хлористого кальция, эмульсионных высокополимерных на неводной основе БР дает удовлетворительные результаты только в некоторых условиях, так как причины разупрочнения пород неодинаковы.

Противоприхватными свойствами обладают БР на углеводородной основе и инвертные эмульсии. Применение таких растворов благоприятствует улучшению буримости пород.

Одна из наиболее сложных проблем при бурении – предотвращение коагуляции БР под действием высоких температур, сопровождающаяся ростом водоотдачи и интенсивным структурообразованием, что повышает прихватоопасность.

Около 50 % прихватов происходят вследствие заклинивания труб в результате огромной силы инерции колонны, предотвратить которую при высоких скоростях движения бурильного инструмента практически невозможно, так как бурильщик реагирует на появление затяжки или посадки только через 5–7 с после ее возникновения. Для торможения требуется 10–15 с, а общее время, в течение которого низ бурильной колонны взаимодействует со стенками скважины в момент посадки или затяжки, доходит до 25–30 с. Причем значение затяжки порой превышает допустимое, а значение посадки достигает веса бурильного инструмента.

Для предупреждения прихватов необходимо соблюдать следующие основные требования [10]:

1. Правильно выбрать вид БР для данной площади с учетом новейших достижений в этой области. Необходимо по возможности переходить на БР с малым содержанием глинистых фракций и твердых частиц, обработанных химическими реагентами и ПАВ, которые создают условия для предупреждения прихватов и лучшие возможности для качественного вскрытия продуктивных пластов. БР должна приводить к уплотнению фильтра в пласте, а не создавать корки на стенках скважины. Этому соответствуют коллоидные растворы с минимальным содержанием твердой фазы.

2. Плотность БР должна исключать превышение избыточного давления на пласт более, чем это установлено нормами, для чего геологическая служба должна прогнозировать пластовые давления с наибольшей точностью.

3. Параметры БР надо поддерживать в строгом соответствии с геолого-техническим нарядом и правилами безопасности.

4. Для повышения противоприхватной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в БР определенное содержание смазочных веществ. В утяжеленных БР следует исключать гидрофобизацию твердой фазы и осаждение частиц утяжелителя.

5. При бурении скважин глубиной более 3000 м постоянно следить за температурой выходящего БР. Если необходимо, бурильную колонну нужно поднять и опрессовать.

6. Необходимо непрерывно контролировать циркуляцию БР, по возможности устанавливать автоматические сигнализаторы ее прекращения, а также не допускать резких колебаний гидравлического давления при СПО.

7. Нельзя оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно при вскрытых неустойчивых пластах, в продуктивных горизонтах, сильнопористых и проницаемых породах, а также напротив пород, склонных к образованию осыпей и обвалов.

8. В случае вынужденного оставления бурильной колонны в открытом стволе скважины бурильщику запрещается оставлять тормоз лебедки и вменяется в обязанность принять все меры к подъему колонны и обеспечению постоянной промывки забоя по возможности с вращением колонны ротором или ключами.

9. При кратковременном (до 0,5 ч) прекращении циркуляции БР надо поднять колонну бурильных труб от забоя не менее чем на 1,5 м и через 2–5 мин расхаживать и поворачивать ротором. При прекращении циркуляции или неисправности оборудования на устранение неполадок, для которых потребуется более 30 мин, бурильные трубы надо поднять в обсадную колонну.

10. Следует осторожно спускать в скважину колонну с долотами, имеющими форму, отличную от ранее использованных.

11. При возникновении посадок надо приостановить спуск колонны, поднять ее на длину 15–20 м, проработать опасный интервал и только тогда продолжить спуск колонны.

12. Интервал затяжек, уступов, желобов обвалов необходимо зафиксировать в буровом журнале.

13. Надо следить за исправной работой насосов и механизмов очистки БР (гидроциклоны, вибросита и т. д.).

14. После длительных перерывов в бурении ствол скважины следует прорабатывать.

15. Опрессовку бурильных колонн необходимо производить в сроки, установленные проектом.

16. В процессе проводки скважины основное внимание уделяется контролю за технологическими свойствами БР и показателями режима промывки ствола скважины.

17. Параметры БР должны соответствовать ГТН. Отклонения фактической плотности раствора от проектной не должны быть более ± 20

кг/м³ при плотности в целом до 1450 кг/м³ и более чем ± 30 кг/м³ для растворов с большей плотностью.

В случае неэффективности первоочередных мер после 2 - 3 часов попыток освобождения инструмент следует разгрузить до величины, равной 15% от собственного веса колонны, и ожидать указаний от руководителей буровой организации. Для предотвращения увеличения зоны прихвата и усложнения аварии бурильщик обязан через каждые 15 минут производить расхаживание инструмента с натяжением до собственного веса и разгрузкой на вес инструмента, находящегося в открытом стволе, а также отбивку ротором при собственном весе колонны.

Предупреждение механических прихватов

Основными мероприятиями по предупреждению механических прихватов инструмента являются: применение промывочных растворов высокого качества, достаточно высокая скорость промывки скважины, полная очистка растворов от шлама, соблюдение мер по предупреждению осложнений, рассмотренных выше. К числу эффективных способов предупреждения прихватов относится применение смазочных добавок к буровым растворам.

3. ИННОВАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

3.1. Применение современного оборудования

3.1.1. Применение РУС (роторная управляемая система)

При бурении скважин необходимо обратить внимание на три наиболее важных момента:

- 1) соответствие конечного профиля скважины проектному;
- 2) качество ствола скважины в интервале продуктивного пласта

Под качеством понимается совокупность таких параметров как – соответствие диаметра ствола проектному, его «гладкость» у прямолинейности, соответствие траектории, а также степень загрязнения коллектора в горизонтальном интервале;

- 3) минимизация осложнений, связанных с прихватами инструмента.

Традиционная технология бурения с использованием компоновок с управляемыми забойными двигателями имеет недостатки, связанные с требованиями постоянного ориентирования положения отклонителя и кратковременных остановок процесса бурения для замера инклинометрических параметров при бурении в роторном режиме.

Системы РУС позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта. Применение РУС позволяет

бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы, так как бурение с вращением бурильной колонны снижает вероятность зашламования колонны и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу [14].

3.1.2. Применение яссов

Яссы предназначены для освобождения прихваченного в скважине бурового инструмента. Освобождение происходит в результате нанесения ударов по месту прихвата.

Яссы могут быть использованы при:

- наклонно-направленном бурении;
- горизонтальном бурении;
- аварийных работах;
- капитальном и текущем ремонте скважин.

В настоящее время их подразделяют по целевому назначению:

- буровой ясс: включается в состав бурового инструмента и при возникновении прихвата во время бурения скважины яссом сразу же можно работать - наносить удары по месту прихвата;
- ловильный ясс: используется во время проведения работ по ликвидации прихвата бурового инструмента и включается в состав ловильной компоновки.

По направлению действия:

- одностороннего действия (только вверх);
- двустороннего действия (вверх и вниз).

По принципу действия:

- гидромеханические;
- гидравлические;
- механические.

Целью применения яссов является создание мощной ударной силы, направленной вверх или вниз, воздействуют силой или тяговым усилием, дополняющими нагрузку, принимаемую на себя бурильными станком и инструментом, а также превращение потенциальной энергии, содержащейся в растянутом бурильном инструменте, в кинетическую энергию в КНБК над яссами.

Ударные механизмы (УМ), называемые еще яссами, и предназначены для освобождения прихваченных бурильных колонн ударами вверх и вниз. Наибольшая эффективность достигается при ликвидации прихватов типа заклинивания. В основе любого УМ обязательно наличие бойка, перемещающегося в корпусе и наносящего удары по наковальне, жестко связанной с прихваченной частью колонны.

Различают следующие виды УМ: - со свободным бойком, наносящим непрерывные удары по наковальне с силой, пропорциональной собственной массе. Эти УМ известны как гидроударники или гидровибраторы; - с бойком и присоединенной к нему массой в виде части бурильной колонны, на которой УМ спущен к месту прихвата.

УМ первого типа генерирует вибрации с частотой 25 - 50 гц, передающиеся к месту контакта труб с глинистой коркой, сальником или шламом. Под действием вибрации происходит разжижение среды в зоне ее контакта с инструментом, уменьшается ее прочность на сдвиг, а следовательно, уменьшается сопротивление перемещению прихваченной колонны. Устройства данного типа не нашли широкого применения.

УМ второго типа (яссы) имеют две разновидности: непрерывного действия и единичного. Механизмы первой разновидности не вышли из стадии лабораторных разработок, а устройства единичного действия применяются в различных регионах России и стран СНГ. Например, гидравлический ударный механизм (ГУМ), разработанный в ВНИИБТ, возбудитель упругих колебаний (ВУК) института механики МГУ, устройство для ликвидации прихватов (УЛП) института ВНИИКрнефть, ясс механический (Украина).

Все эти механизмы имеют корпус, боек, наковальни и захватно-освобождающее устройство или замок. Боек связан с колонной труб, на которых спускается УМ, а корпус и наковальни соединяются с прихваченными трубами. Замок у всех перечисленных механизмов имеет различную конструкцию, но его назначение одинаково: после зарядки замка создаются условия упругого продольного деформирования части бурильной колонны, а после разрядки замка освободившийся боек вместе с присоединенной массой ударяет по наковальне[1–4,15].

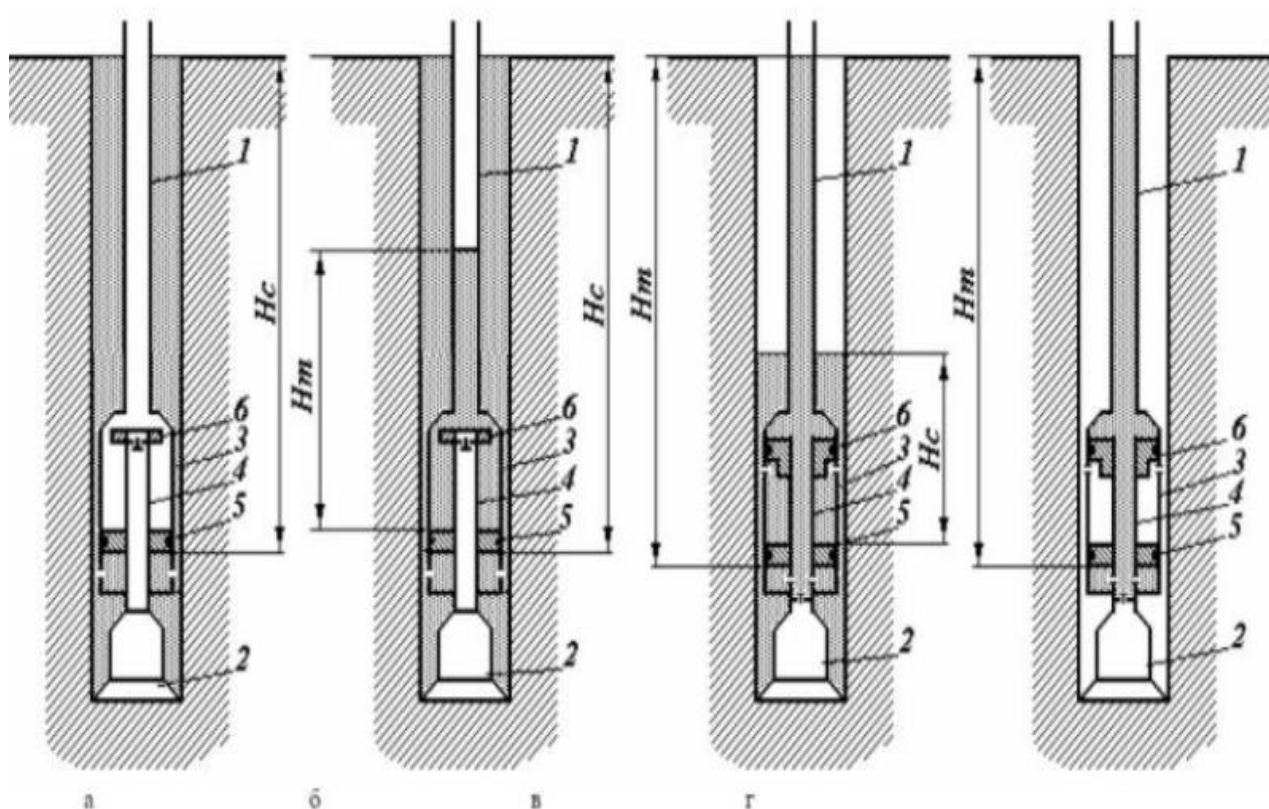


Рисунок 18 –Схемы применения УМ в скажинах: а – при заполненной скважине и частично заполненной бурильной колонне; б – при заполненной скважине и пустой бурильной колонне; в – при частично заполненной скважине и заполненной бурильной колонне; г – при пустой скважине и заполненной бурильной колонне. 1 – бурильная колонна; 2 – прихваченный снаряд; 3 – корпус УМ; 4 – шток; 5 – поршень-бойёк; 6 – наковальня; H_c , H_m – соответственно уровни жидкости в скважине и бурильных трубах

Гидроимпульсный способ

Применяется для освобождения инструмента, прихваченного перепадом давления, сальником, заклиниванием в желобах и посторонними предметами. Способ не требует длительной подготовки и его применение может быть достаточно быстрым. Механизм и ликвидации прихвата реализуется путем разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, находящейся внутри труб [15].

3.2. Предупреждения прихватов бурильных труб буровыми растворами

Буровой раствор представляет собой сложную систему диспергирования жидкостей эмульсионного, аэрационного и суспензионного типа, которые используются для очистки скважин при бурении скважин [18]. Как показано на рис.8, циркулирующий внутри раствор очищает стены от слоев, счищает остатки просверленной резки, стимулирует разрушение слоев инструментом, позволяет качественно раскрыть горизонт и решить множество других задач [16]. Приготовление буровых растворов имеет ряд важных целей: охлаждение поверхностей долот и их смазка, очистка забоя скважины, создание очищающего слоя на стенках скважины, предотвращение образования нефти, газа и пластовой воды. Защита от обрушения стенок, транспортировка и перемещение твердых частиц из скважины для контроля подповерхностного давления и сведения к минимуму повреждения пласта [17].

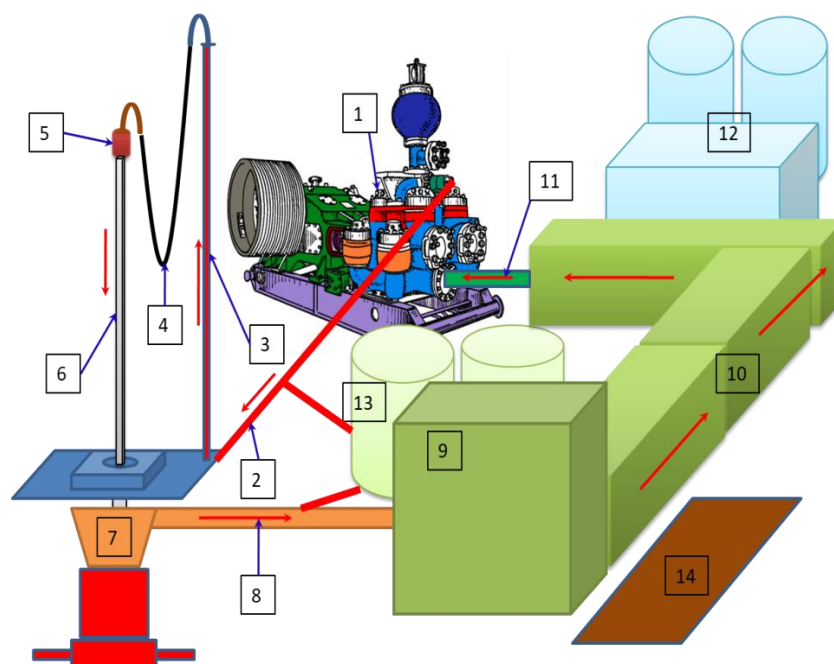


Рисунок 19 – Циркуляция бурового раствора

1 – Буровой насос; 2 - Манифольд; 3 – Стояк; 4 – Буровой шланг; 5 – Вертлюг; 6 - Бурильная колонна; 7 – Устьевой желоб; 8 – Желоб; 9 – Блок очистки БР; 10 – Ёмкости хранения БР; 11 – Всасывающая линия; 12 – БПР
13 – Доливная ёмкость; 14 – Амбар

3.2.1 Смазывающие материалы для предупреждения прихватов бурильной колонны

Смазочные материалы добавляются в буровой раствор в качестве добавки для улучшения смазывающего эффекта и минимизации трения. Буровой раствор с высоким содержанием смазки может также увеличить скорость проходки, что может привести к существенной экономии затрат. С другой стороны, плохая смазка может привести к износу подшипников бурового долота, износу обсадной колонны, чрезмерным тяговым усилиям при срывах и затягивании, проблеме крутящего момента и залипанию дифференциала. Хотя разница между гидростатическим и пластовым давлением считается основной причиной дифференциального прихвата, недостаточная смазка и толстая фильтровальная корка, как выяснилось, являются соответствующими

причинами. Буровые твердые частицы, которые смешиваются с буровым раствором во время бурения, могут быть одной из причин толстой фильтровальной корки. Трение также связано с блокировкой смятия бурильных колонн, при которой бурильные колонны не могут продвигаться вперед из-за фрикционного взаимодействия с ограничивающим стволом скважины. Многие исследования показывают, что дифференциальное прилипание можно предотвратить путем разработки состава бурового раствора, который может уменьшить трение между бурильными трубами и коркой бурового раствора, проникать в корку бурового раствора и разрушать связующую стенку корк [18].

Хорошая смазка для буровых растворов обладает следующими свойствами: относительно высокая вязкость, высокая прочность смазочной пленки, низкая коррозионная активность, низкая температура застывания, низкая воспламеняемость, высокая растворимость, высокая термическая и окислительная стабильность, нетоксичность. Смазочные материалы в основном применяются к буровым растворам на водной основе, так как их смазывающая способность недостаточна. Раствор на водной основе известен как основной раствор, используемый в бурении, благодаря своим желательным свойствам, таким как нетоксичность, относительная дешевизна и биоразлагаемость. Тем не менее, когда желаемая смазка больше не может быть достигнута такими средствами, для замены бурового раствора на водной основе используется раствор на синтетической основе (SBM). Раствор на синтетической основе обычно представляет собой инвертную эмульсию, состоящую из трех фаз: синтетического масла, воды и мелких твердых частиц. Раствор на синтетической основе известен своими естественными смазывающими свойствами. Однако при бурении в тяжелых условиях существует сильный стимул и требования для дальнейшего улучшения смазочных характеристик раствора на синтетической основе [20].

Эффективность смазочных материалов в снижении трения в буровом растворе оценивается с помощью теста на смазываемость. При этом моделируется скорость вращения бурильной трубы и давление, с которым

труба прижимается к стенке скважины. Испытание на смазываемость позволяет измерить коэффициент смазываемости бурового раствора как коэффициент трения (CoF), используя показания крутящего момента и поправочный коэффициент на оборудовании. Этот тест также позволяет определить необходимый тип и количество смазочных материалов.

Использование смазочных материалов приводит к снижению коэффициента трения на 15-20% с обычного 0,24 до 0,19. Также было установлено, что качество грязи, фильтровального кека, тип и концентрация смазочного материала, шероховатость поверхности контакта и температура влияют на коэффициент трения. CoF увеличивается при повышении температуры выше 50 °C. Поэтому было предложено указывать значения CoF, полученные в результате лабораторных или полевых испытаний, вместе с температурой и шероховатостью поверхности. Более того, поскольку лабораторные испытания проводились при комнатной температуре, полученные значения коэффициента трения должны быть подтверждены в полевых условиях. Было сообщено, что различия между лабораторными испытаниями на вращение и полевыми испытаниями находятся в диапазоне 43-83% [21].

Склонность к дифференциальному прилипанию, которое является одной из распространенных причин заклинивания буровых труб, можно оценить путем измерения коэффициента дифференциального прилипания. Коэффициент дифференциального прихвата можно получить с помощью тестера дифференциального прихвата Fann. Это оборудование позволяет взаимодействовать между грязевым кеком и плоской крутящей пластиной, имитируя условия дифференциального прилипания. Биосмазка может предотвратить дифференциальное прилипание, уменьшая крутящий момент и трение, улучшая качество грязевого кека и разрушая связующий стеновой кека, не загрязняя морскую жизнь [22].

Смазочные свойства буровых растворов значительно снижают крутящий момент и силу сопротивления. Кроме того, это также приводит к охлаждению

долота и скважинного оборудования. Поэтому характеристика смазывающей способности является одним из основных свойств желательного бурового раствора. Благодаря образованию непрерывной и тонкой смазочной пленки на границе ствол-труба, наножидкости могут значительно снизить сопротивление трения между трубой и стенкой. Бесконечно малые сферические наночастицы, такие как наночастицы SiO_2 , также могут создать чрезвычайно тонкий слой в виде поверхности типа шарикоподшипника между трубой и стволом скважины. Эти свойства могут придать бурильной колонне подходящее состояние скольжения. Кроме того, образцы, содержащие наночастицы новой глины (ATR), значительно снижают крутящий момент, поэтому эти наночастицы повышают смазывающую способность буровой жидкости. Таха и др. исследовали влияние графеновых наночастиц в буровых растворах на водной основе на сланец и показали, что использование таких частиц привело к снижению трения между бурильной колонной и стволом скважины. Механический и дифференциальный прихват бурильных труб считается одной из основных проблем при бурении. Буровые наножидкости на водной основе создают очень тонкую, неадгезивную пленку на поверхности бурильной колонны, что, соответственно, снижает адгезию бурового раствора. Также наночастицы глины играют важную роль в снижении проблемы прилипания труб. Кроме того, наночастицы ATR могут уменьшить проблему прилипания труб. Наночастицы SiO_2 также обладают приемлемыми свойствами стабилизации и диспергирующей способности. Они также сохраняют свои свойства стабильности при изменении температуры и времени. Кроме того, они обладают относительным гидрофобным эффектом, что значительно снижает проблему прилипания труб в сланцевых пластах.

Многие из существующих смазочных добавок, как показывает опыт эксплуатации, теряют свою эффективность как при бурении соляных отложений с использованием соленасыщенных буровых растворов, так и при загрязнении бурового раствора при проходке ствола скважины в пластах, богатых солями двухвалентных металлов, в частности солями кальция [23].

Добавки НЧ могут улучшить смазывающую способность буровых растворов. Например, гидрофильный природный гильсонит (HGN) NP, в условиях НРНТ (при 149°C и 3,5 МПа), может снизить крутящий момент на 15% и 13,63% и улучшить смазочные свойства за счет положительного влияния на PV (пластическая вязкость), YP (статическое напряжение сдвига), снижения фильтрационных потерь, тем самым минимизируя риски дифференциального прихвата на 61,5%. Это объясняется тем, что значение YP/PV для образца бурового раствора после горячей прокатки увеличилось на 9,5%, в то время как значение YP/PV для базовой жидкости после горячей прокатки уменьшилось на 67%. Кроме того, частицы имеют высокое отношение поверхности к объему и малый размер частиц. На рисунке 20 показано, что после горячей прокатки потери при фильтрации резко снизились как в условиях API, так и в условиях НРНТ. В условиях НРНТ толщина грязевого кека также уменьшилась. Добавление HGNs в процесс горячей прокатки улучшило смазывающую способность базового бурового раствора. В результате добавления HGNs риск дифференциального прилипания снизился [24].

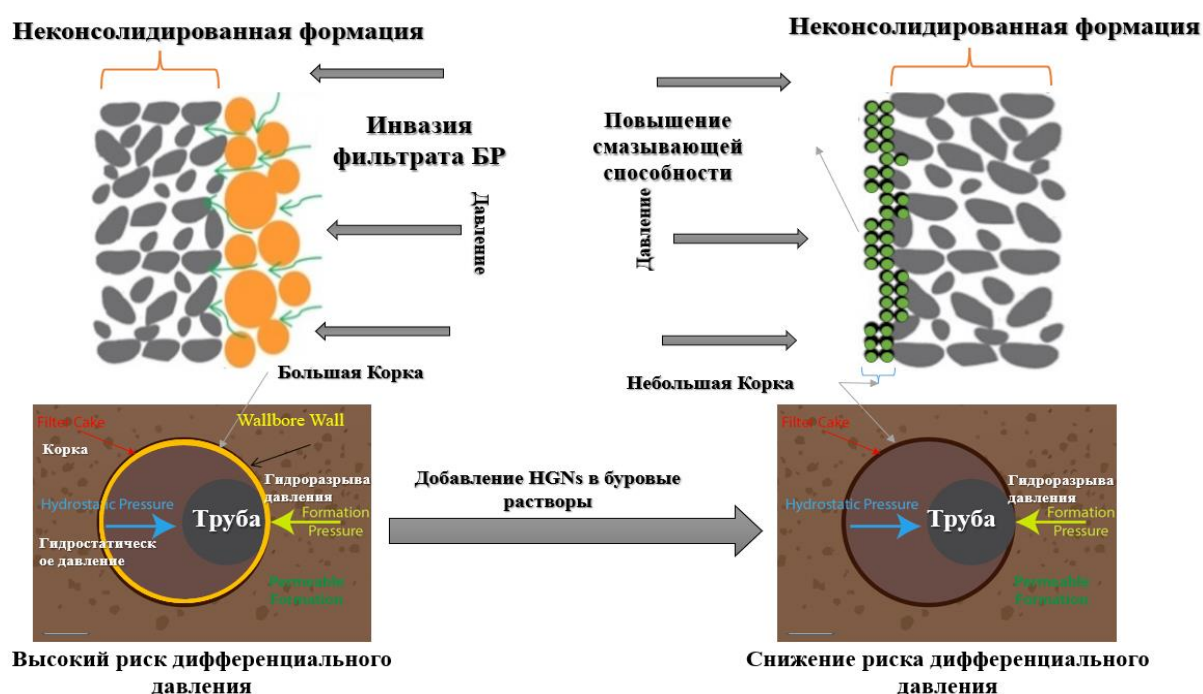


Рисунок 20 – Механизм улучшения реологии, дифференциального давления и смазывающих свойств путем добавления гидрофильного природного НЧ гильсонита.

3.2.2. Нанодобавки в системах буровых растворов

Нанотехнология - это разработка, определение характеристик, производство и использование структур, устройств и систем, свойства которых определяются их формой и размером на нанометровом уровне.

Таким образом, под термином «нанотехнология» понимается совокупность технологических приемов, которые позволяют создавать нанообъекты и манипулировать ими.

Ричард Фейнман был первым ученым, предложившим в 1959 году, что устройство и материал могут однажды быть созданы в соответствии с атомными характеристиками. «Насколько мне известно, принципы физики не возражают против возможности манипулирования атомами с помощью атомов» [25].

Эта концепция была расширена и популяризирована в книге «Двигатель созидания», написанной К. Эриком Дрекслером в 1986 г. [26]. Он применил термин нанотехнология к видению Фейнмана [27–29]. Наноматериалы - это специально разработанные материалы, по крайней мере, с одним размером в диапазоне 1–100 нм.

Использование НЧ в качестве добавок к буровым растворам продемонстрировало улучшение реологических свойств, фильтрации и стабильности сланца [30], благодаря уникальным характеристикам наночастиц (НЧ), они имеют высокое отношение поверхности к объему, что делает их высокоэффективными в качестве добавки в буровые растворы. За последние несколько лет несколько исследователей изучали использование различных наночастиц, от коммерческих до индивидуальных, для создания буровых растворов с улучшенными свойствами, которые могут выдерживать экстремальные условия в скважине, особенно в условиях высокого давления и высокой температуры (НР / НТ) [31,32].

Таким образом, вклад нанотехнологий вывел буровые растворы на совершенно новый уровень, и наноматериалы теперь считаются ключевыми материалами для широкого спектра применений [33]. Присутствие различных наночастиц в буровых растворах [34], таких как (Al_2O_3), (TiO_2), (SiO_2), и (CuO) было показано, что увеличение пластической вязкости, предела текучести и прочности геля также улучшает фильтрацию. Повышенный интерес к исследованиям и разработкам, связанным с нанотехнологиями, отражается в огромных суммах денег, вложенных в НИОКР в области нанотехнологий.

При бурении различных типов наклонно-направленных/горизонтальных скважин и скважин с расширенным боковым радиусом действия обычно происходит увеличение крутящего момента и лобового сопротивления, воздействующих на длинную бурильную колонну. Трение выступающих частей бурильной колонны при соприкосновении с горными породами, составляющими стенки ствола скважины, и сцепление более гладких длин бурильной трубы с бурильным кеком действуют вместе, чтобы увеличить силу трения на бурильной колонне в целом. Кроме того, сила сопротивления увеличивается по мере увеличения кривизны ствола скважины, поэтому крутящий момент и сопротивление могут стать особенно серьезными в стволах скважин с острыми собачьими ногами и / или короткими радиусными участками сборки. Трение бурильной колонны о стенки скважины не может быть полностью устранено. Традиционно он был уменьшен за счет использования буровых растворов на основе нефти / эмульсии, хотя они стали менее привлекательными вариантами из-за их негативного воздействия на окружающую среду. В последние годы различные типы НЧ используются в попытках минимизировать трение бурильной колонны [35,36].

Перумалсами и др. оценено влияние графеновых наноматериалов на смазывающую способность и реологические свойства буровых растворов. Они сравнили две добавки, РС60 (продукт реакции глицерина и жирных кислот таллового масла) и графеновые наноматериалы в трех концентрациях (1, 2 и 3 мас.%) и при разных температурах (например, 30, 60 и 90 ° C). Введение

наночастиц графена улучшило YR (статическое напряжение сдвига), PV (пластическая вязкость) и FL (фильтрация) по сравнению с другими образцами. В WBM (Водной раствор) снижение трения обычно связывают с эффектами качения и образованием защитных пленок за счет присутствия наночастиц графена (рисунке 21a). В отличие от трения при скольжении, трение качения, как правило, не вызывает химических реакций. Сферические наночастицы катятся между поверхностями, тем самым изменяя трение скольжения на трение качения. Предполагая, что наночастицы физически взаимодействуют с поверхностью, это приведет к созданию тонкой защитной пленки на поверхности, тем самым уменьшая трение. Однако наночастицы графена, по-видимому, существенно не уменьшают CoF , поскольку они, по-видимому, неэффективны в уменьшении трения между твердыми веществами, присутствующими в буровом растворе. Молекулы эфира при добавлении в образец бурового раствора на водной основе действуют как скользящий слой и образуют толстую пленку, которая адсорбируется на твердых телах и поверхностях (рисунке 21b).[37]

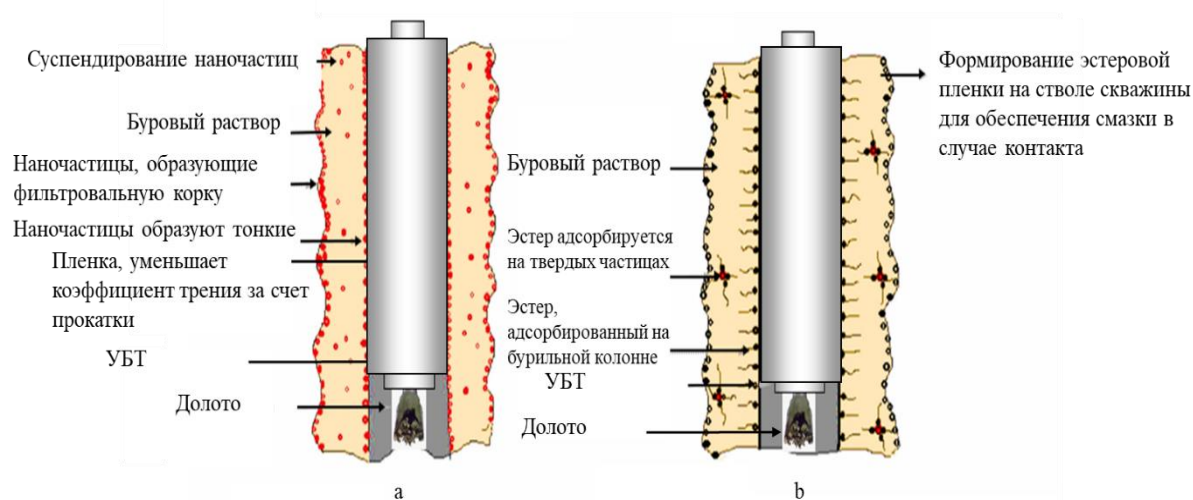


Рисунок 21 – Диаграммная иллюстрация механизма смазки: а) Водной раствор на основе наночастиц графена; (b) Водной раствор на основе эфира [37].

Шарование долот происходит, когда буровые шламы накапливаются на режущей поверхности (поверхностях) сверла. Когда это происходит, накопленный материал поглощает часть приложенной нагрузки от бурильной колонны, тем самым уменьшая вес, достигающий режущих кромок сверла. Битовое шаривание приводит к снижению скорости проникновения (ROP) и тратит время на очистку отверстия. Это также увеличивает риск прихвата и / или разрыва бурильных колонн, особенно при бурении гамбо-сланцев. Чтобы предотвратить это явление и/или смягчить его воздействие, буровой раствор должен образовывать пленку, ингибирующую шлам, прилипший к бурильной колонне, и для этого традиционно используется ряд присадок. Некоторые жидкости на основе нано действуют, образуя гидрофобные пленки, создавая барьер для ингибирования бит-шаринга. Очень маленькие сферические НЧ, такие как НЧ, могут создавать очень тонкие слои, которые действуют как интерфейс бурильной колонны / долота к интерфейсам ствола и стенки скважины. Эти свойства инициируют улучшенную функциональность скольжения для бурильных струн, что помогает им смягчать битовое шаривание. Полевые испытания в Мьянме использовали графен НЧ в качестве фрикционного редуктора. Добавление 3 об.% графена НЧ к буровому раствору на водной основе снизило крутящий момент развертки на 20% и существенно смягчило сильный износ долота, который исторически был проблемой при бурении на этом месторождении. Они также изменили морфологию и поверхностные свойства поверхности металла, образовав самовосстанавливающийся фрикционный барьер (рис. 22). Нанозернистое покрытие также собирает «мелкий порошок» на поверхности металла, предотвращая бурение шаров и позволяя сверлу свободно резать новые образования. Его низкая скорость истощения и низкая дозировка делают его лучшим продуктом, чем другие жидкие и твердые виды смазочных материалов. Кроме того, в этом испытании хорошая смазывающая способность жидкости наблюдалась при высоких температурах до 176°C. Нанокompозит (NC) на основе эфира бората также был добавлен к буровому раствору на водной

основе. Это последовало за успешными результатами лабораторных испытаний, которые показали, что снижение крутящего момента на 80% может быть достигнуто при добавлении 5 мас.% ЧПУ к буровому раствору ($1198,3 \text{ кг/м}^3 \text{ SiO}_2$) и $>50\%$ снижения крутящего момента с добавлением 5 мас.% к буровому раствору ($1617,66 \text{ кг/м}^3$). Полевые испытания показали, что крутящий момент в скважине был снижен на 44% при температуре 176°C . Результаты таких полевых испытаний являются многообещающими, но требуется больше работы для расширения применения НЧ и НС для развертывания в качестве редукторов трения и в буровых растворах [41].

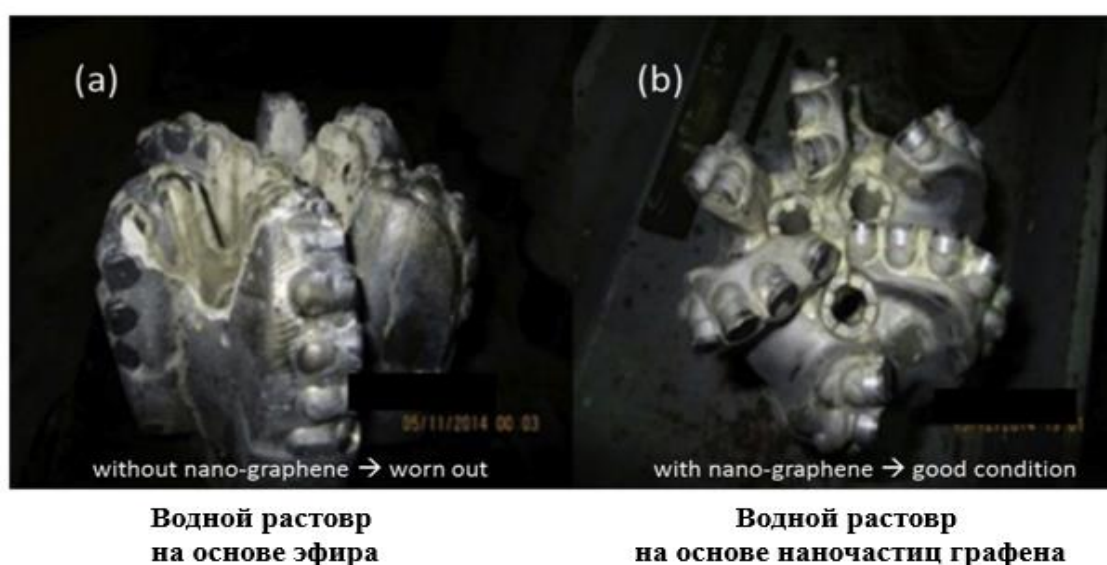


Рисунок 22 – Битовый износ, связанный с различными механизмами смазки: (a) WBM на основе эфира, (b) WBM на основе наночастиц графена [40].

Различные НЧ, включая графен и кремнезем, помогают снизить риски прихвата труб за счет снижения трения ствола скважины. Добавление SiO_2 НЧ в концентрации 3,0 мас.% к буровому раствору на водной основе успешно уменьшало проблемы LC и дифференциального слипания за счет снижения трения ствола скважины в условиях LPLT [27]. Усовершенствованные наножидкости представляют собой жидкости, содержащие НЧ с диапазоном нанометровых размеров, и было показано, что они могут существенно уменьшать общее содержание твердых веществ буровых растворов за счет

улучшения их реологии и тем самым снижения вероятности прихвата трубы [38].

Добавление к буровым растворам на водной основе полипропиленовых шариков в сочетании с карбонатом натрия, обработанным SiO_2 НЧ для использования в горизонтальном кольце ствола скважины, помогало транспортировке шлама и очистке отверстий. Испытания показали, что самые большие размеры шламов легче транспортировались в горизонтальной системе, тогда как в вертикальных и/или наклонных аннулях малые и средние по размеру шламы легче транспортировались с использованием этого нано-улучшенного бурового раствора. По сравнению с буровыми растворами, состоящими из традиционных макромолекул, наножидкости, как правило, имеют частицы с высоким соотношением площади поверхности / (объема и меньшим размером), что обеспечивает существенное улучшение несущей способности систем на водной основе. Очень малый размер частиц [43] НЧ в наножидкостях облегчает попадание частиц в бурильную трубу к интерфейсам бурового раствора, где они, как правило, развиваются как эффективные смазывающие пленки. Такие пленки, как правило, изолируют грязевой пирог или, в некоторых случаях, даже разрушают его, тем самым эффективно отделяя бурильную колонну от грязевых поверхностей. Именно по этим причинам НЧ может улучшить рецептуру как буровых, так и скважинных очистных жидкостей с целью снижения рисков прихвата труб. С этой целью были испытаны НЧ технического углерода в рецептуре бурового раствора. Удельный вес технического углерода колеблется от 1,9 до 2,1 и остается термически стабильным до 649 °С. Диаметр отдельных частиц технического углерода составляет около 30 нм, но они имеют тенденцию образовывать агрегаты в наножидкостях размеров от примерно 150 нм до 500 нм. Такие наножидкости технического углерода сформировали эффективную смазочную пленку при лабораторных испытаниях [44].

3.2.3. Очистка бурового раствора от частиц выбуренной породы полимерами

Одним из наиболее важных вопросов при строительстве горизонтальных и наклонно-направленных скважин является эффективное удаление шлама из ствола скважины. Неэффективная очистка ствола скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что вызывает серьезные проблемы, устранение которых может быть дорогостоящим, во много раз превышающим стоимость мероприятий по улучшению очистки ствола скважины [45–48].

Буровой раствор с приемлемыми реологическими свойствами (низкая пластическая вязкость, достаточная прочность геля и высокий предел текучести) обеспечит хорошую эффективность транспортировки шлама в течение всего процесса бурения, что может быть достигнуто в некоторых случаях путем использования синтетического полимера [45,47].

Например, свободнорадикальная полимеризация в растворе была использована для синтеза квадриполимера (DMDAAC) из 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты (AMPS), акриламида (AM), стиролсульфоната натрия (SSS) и диметил диаллил аммоний хлорида. При концентрации полимера 0,9 мас.т % квадриполимерная система демонстрирует динамическое отношение (YP/PV) до 0,80, что намного выше, чем у полимера Drispac, показывая, что квадриполимер обладает превосходными свойствами разжижения при сдвиге. Наконец, прочность геля бурового раствора отражает его способность суспендировать буровой шлам после выключения насоса. Взаимодействие между молекулами полимера отвечает за повышенную прочность геля. В результате, буровой раствор без бентонита, содержащий квадриполимер, обладает превосходной способностью суспендировать и переносить буровой шлам [47].

Другой синтезированный полимер называется амфотерный полимер (PEX) доказанным повышением эффективности переноса бурового шлама и

улучшения очистки скважины. В контролируемых термических условиях в DMF (N,N-диметилформамид) амфотерный полимер (PEX) был получен путем кватернизации Na₂EDTA с кватернизирующим агентом DPF. 0,3 вес.т% PEX показал запутанные структуры (трехмерные сетевые структуры), которые увеличили сопротивление потоку и, следовательно, вязкость. Для буровых работ ищется буровой раствор с подходящей вязкостью для повышения эффективности переноса бурового шлама, что устраняет трудности, связанные с оседанием шлама, такие как прилипание трубы и повторное бурение. Кроме того, по сравнению с другими буровыми растворами, результаты показали, что PEX-буровой раствор имел более высокую прочность геля как через 10 с, так и через 10 мин. Увеличение прочности геля показало, что PEX обладает большим потенциалом для улучшения прочности геля буровых растворов на водной основе. Это позволит предотвратить такие проблемы, как механическое прилипание труб и отрыв ствола скважины, путем создания и поддержания подходящего профиля геля в случае остановки буровых работ [49].

3.3. Использование управляемого бурения под давлением для уменьшения проблемы прихвата трубы на примере месторождения Е в южном Ираке

Бурение с регулируемым давлением (MPD) - это адаптивный процесс бурения, используемый для точного контроля профиля кольцевого давления по всему стволу скважины. Цели заключаются в том, чтобы установить пределы давления окружающей среды в забойном пространстве и соответствующим образом управлять профилем гидравлического давления в кольцевом пространстве. Цель MPD - избежать постоянного притока пластовых флюидов на поверхность. Любой приток, связанный с операцией, будет надежно сдерживаться с использованием соответствующего процесса. Любой приток, связанный с операцией, будет надежно сдерживаться с использованием

соответствующего процесса.

Преимущества бурения с регулируемым давлением:

- Бурение с регулируемым давлением позволяет более точно контролировать забойное давление, что приводит к меньшим колебаниям давления и позволяет лучше контролировать скважину.
- Использование методов бурения с регулируемым давлением может позволить пробурить скважины, минимизируя потери и выбросы и, возможно, избегая установки дополнительных обсадных колонн.

Область управления давлением в стволе скважины имеет широкое применение в буровой промышленности и обеспечивает решения проблем в:

- Расширение точек обсадной колонны для ограничения общего количества обсадных колонн и последующего уменьшения размера ствола скважины
- Ограничение NPT (непроизводственного времени), связанного с дифференциально прихваченной трубой
- Предотвращение потери циркуляции - последовательность выбивания скважины
- Ограничение потери циркуляции
- Бурение с полной упущенной отдачей
- Повышение скорости проникновения (ROP)
- Глубоководное бурение с потерями циркуляции и водными потоками.

На рис. 1 ниже схематично изображено расположение элементов систем БУД и СНЦ на буровой площадке. Причем синие линии – это подающий трубопровод высокого давления от мерника бурового раствора на вертикальный манифольд к СВП (большой круг циркуляции бурового раствора). Зеленые линии – это ответвление подающего трубопровода высокого давления от сложного манифольда к силовой гидравлической «руке» СНЦ, см. рис. 4 ниже (малый круг циркуляции бурового раствора). Черные линии – обратный трубопровод от вращающегося превентора к Циркуляционной Системе через газовый сепаратор (опция при необходимости) [50,51].

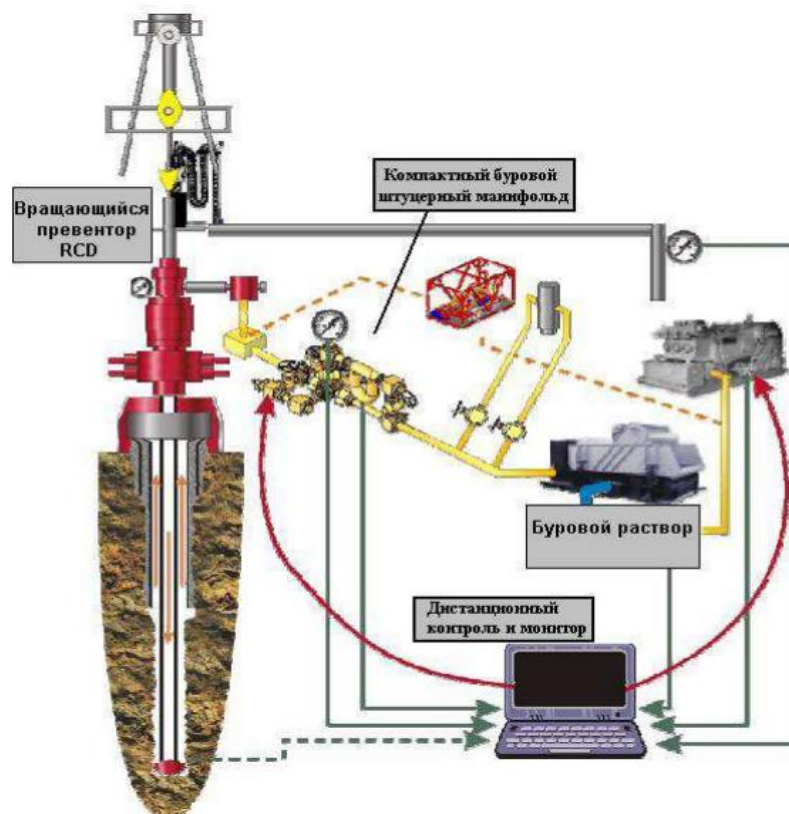


Рисунок 25 – Расположение элементов систем MPD

Разница между давлением бурового раствора в стволе скважины и поровым давлением в высокопроницаемых породах может привести к дифференциальному прихвату, особенно при бурении наклонных скважин и при потерях бурового раствора. Для решения этой проблемы может быть использовано несколько решений, все из которых являются сложными, при этом часто используется традиционный метод смягчения последствий - управление весом бурового раствора (MW). Однако бурение с управляемым давлением (MPD) предлагает перспективное решение с положительной стоимостью с учетом риска и другими преимуществами.

Скважины на месторождении Е в южном Ираке обычно бурятся на депрессии и поэтому часто испытывают высокий процент непроизводительного времени (НПВ) из-за прихвата дифференциала. В данном пункте оценивается возможность использования MPD для оптимизации процесса бурения путем снижения веса бурового раствора при одновременном применении необходимого давления на поверхности для достижения заданного забойного

давления (ЗДД). Программное обеспечение для моделирования, которое использует различные веса бурового раствора для определения необходимого противодействия на поверхности дросселя (SBP) для достижения целевой эквивалентной плотности циркуляции (ECD).

Исторически сложилось так, что дифференциальное прилипание не было основным фактором, оправдывающим применение MPD. Однако MPD обеспечивает более динамичный и быстрый контроль давления в стволе скважины за счет регулирования SBP, подаваемого в кольцевой канал при заданном весе бурового раствора, и может фактически снизить риск дифференциального прихвата. Вместо того чтобы смещать MW или изменять другие параметры бурения, MPD регулирует требуемый ECD и/или эквивалентную статическую плотность (ESD) на основе градиента порового давления в пласте. Кроме того, MPD непосредственно снижает SBP в случае потерь бурового раствора из-за высокого ECD/ESD для снижения давления на забое (ВНР) без необходимости уменьшения веса бурового раствора.

Метод MPD может улучшить практику бурения и предотвратить прихват труб, применяя множество подходов. Во-первых, метод MPD снижает давление перебаланса на любой пласт, минимизируя дифференциальное давление и уменьшая вероятность прихвата трубы. Во-вторых, постоянное забойное давление (СВНР) позволяет поддерживать постоянное давление в стволе скважины во время бурения, соединения и спуска в скважину или из нее. Это уменьшает цикличность давления на ствол скважины и, следовательно, снижает риск заклинивания трубы. В-третьих, система MPD с возможностью автоматического управления программируемыми логическими контроллерами (ПЛК) может оказывать и ослаблять давление на ствол скважины по мере необходимости для увеличения или уменьшения ECD практически мгновенно. Эта управляемость может быть обеспечена путем манипулирования дроссельным манифольдом MPD на поверхности, что дает возможность манипулировать ECD по мере необходимости для освобождения колонны в течение нескольких минут. В-четвертых, система управления была

усовершенствована путем использования таких методов, как интеллектуальные приборы с диагностикой в режиме реального времени, датчики уплотнения с большой мембраной, мультисенсорные системы голосования, автоматическое отслеживание управления клапаном сброса давления и адаптивное самонастраивающееся управление противодавлением на поверхности (SBP). Наконец, MPD может непосредственно повлиять на финансовую жизнеспособность проекта и повысить безопасность за счет снижения веса бурового раствора и непроизводительного времени и улучшения точного контроля давления.

Моделирование показывает, что месторождение Е является хорошим кандидатом для MPD и вводит противодавление на поверхности, чтобы минимизировать другие корректировки параметров бурения и смягчить проблему застрявшей трубы. Программное обеспечение предоставляет пользователю возможность самостоятельно оптимизировать давление на забое, скорость насоса, свойства раствора, геометрию скважины и необходимое поверхностное противодавление для поддержания стабильного ствола скважины. Основываясь на геомеханической оценке, проблемы бурения (например, заклинивание трубы, удары и потери бурового раствора) можно избежать путем компенсации эффектов эквивалентной плотности циркуляции/эквивалентной статической плотности с помощью подхода MPD. Наконец, MPD обеспечивает безопасный, эффективный и экономичный способ бурения участка скважины, подверженного различным поровым давлениям в пласте. MPD снижает эксплуатационные расходы за счет уменьшения непроизводительного времени и управления свойствами бурового раствора благодаря гибкости, обеспечиваемой регулированием противодавления на поверхности для поддержания постоянного забойного давления на пробуренном участке [52].

3.4. Машинное обучение для выявления инцидентов с прихватами бурильных труб

Буровые работы являются одной из самых дорогостоящих и необходимых частей разведки нефти и газа. Одной из наиболее распространенных проблем, возникающих во время буровых работ, являются инциденты с застрявшими трубами. Эти инциденты обычно приводят к значительным непроизводительным затратам времени в виде потери рабочего дня буровой установки либо из-за остановки буровых работ, либо из-за попыток освободить застрявшую трубу. По оценкам, проблемы, связанные с прихватом труб, обходятся отрасли примерно в 250 миллионов долларов в год. Изучение различных причин и симптомов, приводящих к прихвату трубы, позволяет заблаговременно определить наиболее вероятную причину возникновения этой проблемы. Прогнозирование заклинивания трубы можно рассматривать как превентивное лечение, с помощью которого риск заклинивания может быть минимизирован путем изменения переменных параметров бурения для условий высокого риска заклинивания. Сложность обнаружения предстоящего прихвата трубы обусловлена ее зависимостью от широкого спектра параметров бурения и сложной взаимосвязью между этими различными факторами. В прошлом несколько исследователей пытались использовать методы многомерного статистического анализа для поиска преобладающих различий в параметрах бурения между скважинами без прихвата и скважинами с прихватом. Эти методы используют в качестве входных данных параметры бурения, линейно или экспоненциально модифицированные константами. Поэтому существует множество случаев, когда значения этих констант не могут быть объяснены или противоречат природе самого физического явления. Из-за этой сложности и ограничений статистических моделей, которые были разработаны ранее, методы машинного обучения выглядят привлекательной альтернативой для моделирования этого сложного физического процесса. Важной характеристикой методов машинного обучения является их способность

обобщать результаты, основываясь только на знаниях, содержащихся в наборе данных. Благодаря этому они используются для решения задач идентификации систем и аппроксимации функций, подобных той, которая рассматривается здесь. Обычно искусственные нейронные сети (ИНС) и машины опорных векторов (SVM) используются для выявления сложных взаимосвязей при наличии достаточного количества данных. Во многих исследовательских работах удалось смоделировать многие процессы нефтегазовой промышленности с помощью ИНС и SVM [53].

Чем раньше будет спрогнозирован и устранен инцидент с застрявшей трубой, тем больше шансов на успех в освобождении трубы или предотвращении серьезного прихвата. В таких случаях время имеет решающее значение, поскольку неправильная реакция на инцидент с застрявшей трубой может легко усугубить ситуацию. В данной работе были разработаны практические модели машинного обучения и классификации с использованием данных бурения в режиме реального времени для автоматического обнаружения инцидентов с застрявшими трубами во время буровых работ и передачи наблюдений и предупреждений, достаточно заблаговременно, бригаде буровой установки для принятия мер по предотвращению или устранению последствий. В моделях используются алгоритмы машинного обучения, которые основываются на определенных ключевых параметрах бурения для обнаружения аномалий застрявших труб. Параметры, используемые при создании системы, были отобраны на основе опубликованной литературы и исторических данных и отчетов об инцидентах с застрявшими трубами, проанализированы и ранжированы для определения параметров, оказывающих ключевое влияние на точность обнаружения застрявших труб с помощью нелинейной зависимости. Модель исключительно использует надежность анализа на основе данных наряду с анализом на основе физики [54].

Так как, во время бурения есть признаки, которые могут быть связаны с причиной и следствием определенных проблем и осложнений, эти сигналы

возникают до отказа и могут быть исправлены до возникновения опасной ситуации и отказа можно избежать.

Основными типами программ для анализа рисков прихвата бурильных труб являются [55]:

- Fault tree analysis
- Event tree analysis
- FMEA
- FMECA
- ARIMA
- MATLAB

В таблице 3 введены примеры проектов машинного обучения для прихватов бурильных труб.

Научная новизна моей работы заключается в разработке авторской классификации направлений изучения современных способов предупреждения и/или возникновения опасной ситуации и отказа прихватов бурильных труб.

Практическая значимость заключается в том, что результаты моей работы могут быть использованы компаниями недропользователями, а также буровыми и сервисными компаниями. В рисунке 29 представлены способы современных способов предупреждения и/или возникновения опасной ситуации и отказа прихватов бурильных труб.

Таблица 3 – Результаты анализа применения машинного обучения для прихватов бурильных труб

Входные параметры	Алгоритм машинного обучения	Используемый размер данных	Результаты	Термины
Измеренная глубина, истинная вертикальная глубина (TVD), средний буровой газ, соединительный газ, максимальный буровой газ, путевой газ, угол обзора, MW, PV, YP, 10-секундная прочность геля (GS), 10-минутная GS, потеря воды, pH фильтрата, хлорид фильтрата, кальций фильтрата, процент нефти, процент воды, размер скважины, скорость потока, наружный диаметр буровой колонны, глубина долота, длина КНБК, длина буровой колонны, сопротивление, время прихвата ,	Многомерный дискриминантный анализ	131 случай прихвата в дополнение к другим случаям без прихвата были использованы для обучения и 47 случаев из 35 скважин были использованы для тестирования	Многомерный дискриминантный анализ был использован для дифференциации механически застрявших, дифференциально застрявших и не застрявших скважин с высоким коэффициентом успешности 81 %.	[53]

рН (щелочность бурового раствора), GF (геометрический фактор, который является функцией размеров скважины, КНБК и буровой колонны), YP, PV, 10-минутный GS, содержание хлоридов, число оборотов в минуту, ROP, дифференциальное давление и затрубная скорость.	Искусственная нейронная сеть (ANN)	В наборе данных, использованном для динамического состояния, было 155 случаев без прихвата и 40 случаев с прихватом. Набор данных, используемый для статического состояния, состоял из 156 не застрявших случаев и 75 застрявших случаев. Данные были разделены на обучающие, проверочные и тестовые в соответствии с соотношением 80 %, 10 % и 10 % для динамических и статических условий.	Для динамических условий более значимыми были следующие параметры: перепад давления, рН, GF, RPM, ROP и PV. Для статических условий более значимыми были дифференциальное давление, GF, рН, YP, PV и GS. Алгоритм смог достичь общей точности прогнозирования более 90 %.	[56]
Тип пласта, верх пласта в метрах, наклон скважины в нужной точке, глубина, на которую скважина была наклонена, размер последней спущенной в скважину обсадной трубы или колонны, глубина последней обсадной трубы или колонны в скважине, размер долота, MW, вязкость воронки Марша, PV, YP, начальный GS и 10 мин GS	Искусственная нейронная сеть (ANN)	Всего было получено 266 точек данных, 166 из которых соответствовали застреванию трубы, а 100 - отсутствию проблемы. Около 70 % входных данных было использовано для обучения, 15 % для тестирования и 15 % для проверки.	Значение R для обучения составляет 0,95, для тестирования - 0,76 и для валидации - 0,82.	[57]
Дифференциальное давление, глубина скважины, вязкость фильтрата бурового раствора, потери жидкости, содержание твердых частиц, PV, YP, начальный GS, 10 мин GS, ВНА, время неподвижной трубы и размер скважины.	Искусственная нейронная сеть (ANN) и машины опорных векторов (SVM)	Общее количество точек данных/образцов составляет 214. 70 % было использовано для обучения и 30 % - для тестирования	SVM показала лучшие результаты, чем ANN	[58]



Рисунок 24 - Способов предупреждения прихвата буровых труб

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель данного раздела заключается в аналитической оценке и составлении сметной стоимости строительства скважины на одном из месторождений Пермского края (номер района работ 19б). В рамках данной работы производится оценка экономической составляющей при строительстве наклонно-направленной скважины глубиной 2935 метров. Вероятность риска прихвата бурильных труб в процессе бурения является особо значительной, в целях примера была выбрана база месторождений Пермского края.

4.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Первостепенной задачей при строительстве скважины является подготовка площадки, а именно ряд подготовительных работ, таких как валка лесного покрова на участке и трелевка. Данные о размерах выбранного участка определяются согласно СН-462-74 «Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин» [61].

Валка. Операция – валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см. Согласно ФЕР 01-02-099-01 [61] устанавливается оплата труда рабочих, эксплуатации машин (пила с карбюраторным двигателем) и общие трудозатраты.

Трелевка. Операция - трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см. Согласно ФЕР 01-02-100-01 [63] определяется оплата труда рабочих, эксплуатации машин и общие трудозатраты.

Сводная сметная стоимость подготовительных работ представлена в таблице П.А.5.

4.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Комплекс монтажных и демонтажных работ при строительстве скважины состоит из ряда соответствующих работ:

1. сооружение и подготовка фундамента под основание и дополнительное оборудование;
2. сооружение конструктивных узлов вышки и привышечных сооружений;
3. сооружение буровой установки;
4. установка дополнительного оборудования;
5. установка блока циркуляционной и пневмосистем;
6. обвязка емкостей трубопроводами.

Каждый перечень операций на данном этапе строительства скважины формирует сметную стоимость монтажных и демонтажных работ. Перечень операций включает монтаж и демонтаж технологических элементов.

Номера района работ определяется в соответствии со СНиП IV-5-82 Сборник 49 [64] и соответствует 19б. В соответствии с данным документом также определяем коэффициенты для расчета расценок на монтажные работы: 0,97 (прямые затраты) и 0,94 (основная заработная плата рабочих), также определяем коэффициенты к расценкам на строительство (монтаж) для расчета стоимости разборки (демонтажа) в соответствии с расценками, т.е (к.р. и к.р.з.). Стоимость строительства и основную заработную плату рабочих определяем согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 в соответствии с выбранным районом.

Сводная сметная стоимость монтажных-демонтажных работ представлена в таблице П.А.5.

4.3 Расчет времени бурения и крепления скважин

Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины является следующим этапом формирования общей сметной стоимости строительства скважины. При этом выделяются интервалы бурения, осуществляется подбор оборудования для бурения и его типоразмеров, подсчитывается общее время работ и операций, на основании которых формируется сметная стоимость бурения и крепления скважины.

Конструкция скважины определяется геологическими особенностями и пластовыми характеристиками, в соответствии с которыми подбираются типоразмеры инструмента и глубины спуска и цементирования колонн.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении интервала под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия интервала четвертичных отложений на 10 м. Глубину спуска направления принимаем равной 75 метров. Глубину спуска кондуктора принимаем равной 780 метров. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Глубина спуска эксплуатационной колонны будет составлять 2935 метров.

В таблице 4 представлены интервалы спуска и цементирования обсадных колонн.

Таблица 4 – Глубины спуска и интервалы цементирования обсадных колонн

Обсадная колонна	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м
Направление	75	0-75
Кондуктор	780	0-780
Эксплуатационная колонна	2935	530-2935

Для бурения интервалов под обсадные колонны используются следующие долота:

1. направление – шарошечное долото диаметром 393,7 мм;
2. кондуктор – PDC долото диаметром 295,3 мм;
3. эксплуатационная колонна – PDC долото диаметром 215,9 мм.

В таблице П.А.1 представлены расчетные данные по времени бурения и креплению скважины (Приложение А).

Результаты подсчета продолжительности бурения и крепления скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	Направление	0,761	0	75	0,862
2	Кондуктор	1,692	75	780	10,385
3	Эксплуатационная	2,924	780	2935	31,420
Всего, сут	48,046	5,378			42,668

4.4 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

В расценках на бурение скважин предусмотрены следующие работы: бурение, крепление, свободный спуск или подъем труб, цементирование, тампонаж глиной или цементом, откачки и другие, сопутствующие устройству скважин работы. В данном пункте производится расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины на основании государственных элементных сметных норм на строительные работы [5, 6]. Таблицы П.А.2 и П.А.3 содержат перечень расчетных данных сметной стоимости бурения и крепления скважины.

4.5 Расчет сметной стоимости освоения скважины

Освоение скважины (вызов притока) является важнейшей процедурой, поскольку успешное освоение скважины формирует стабильную проектную эксплуатацию скважины в процессе добычи. Сметная стоимость освоения скважины составляется на основе операций по вторичному вскрытию пласта и вызову притока. Сметная стоимость освоения скважины представлена в таблице П.А.4.

На основании работ по строительству скважины, в конечном итоге формируется сводный сметный расчет по всему перечню проделанных работ на каждом отдельном этапе (таблица П.А.5). Общая стоимость строительства скважины глубиной 2935 метров на территории месторождения Пермского края в районе работ 19б составляет 80,71 млн. рублей с учетом заработной платы рабочих [67].

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении.

Таблица 6 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрически йток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-врывобезопа сность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012- 90, ГОСТ 12.1.029-80
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины механизмы	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 7) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 7 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон и года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодные	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Рекомендации по улучшению и оздоровлению условий труда.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ):

п.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых

применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 , нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности – 10 мг/м^3 , ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции [1].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [16]. С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [18]. Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218-99 [19], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями

зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [20].

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибросита, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [6].

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [7]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К

коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [17]. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противэнцефалитным прививкам.

5.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [21], проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незаземленного от земли человека к незаземленным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны,

проводится с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения. Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины представлены в таблице 8

Таблица 8 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа буровой колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2.Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3.Освоение продуктивного горизонта	1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. 5 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы. 2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи 3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4 Пожарная безопасность	1 ГОСТ 12.0.002-80 [2] . 2 ГОСТ 12.0.003-74 [3]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [4]. 4 СНиП 2.04.05-91 [5]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [6]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [7]. 7 СНиП 23-05-95 [8] . 8«Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [10]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [11]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [12]. 12 РД 34.21.122-87 [13]. 13 СНиП 4557-88 [14]. 14 ГОСТ 12.1.008-76 [15]. 15 МР 2.2.8.2127-06 [16]. 16 Н 2.2.5.1313-03 [17].

5.3 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине

обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;

- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;

- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемых фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;

- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;

- провести учебную тревогу;

- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрит продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;

- Загерметизировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

Рабочая зона и место бурильщика – часть производственного пространства со всеми расположенными на нем основным и вспомогательным технологическим оборудованием, оснасткой, инвентарем, инструментом, рабочей мебелью и специальными приспособлениями, необходимыми для

производства определенного вида работ. Работает бурильщик преимущественно за пультом управления стоя. Следит за приборами на пульте управления.

Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»[1], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада);
- льготы для пенсионного обеспечения;
- бесплатное лечение и оздоровление;
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств[18].

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 9

Таблица 9 – Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы.
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки

Выводы

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В этой работе объясняется, как обучение предотвращению прихватов труб, а также активное участие в проектах и последующее наблюдение за ними значительно снизили частоту и тяжесть случаев прихватов труб. Кроме того, в нем объясняется, как подходили к проблеме прихватов трубы, распределяли ресурсы и как разрабатывалось решение для снижения воздействия инцидентов с прихватами трубы. Также обсуждается текущая производительность нескольких проектов в мире по сравнению с историческими показателями прихвата трубы и негативным влиянием инцидентов, связанных с прихватом трубы. Наконец, демонстрирует проверенные методы решения одной из основных технических и финансовых проблем буровой отрасли.

Научная новизна моей работы заключается в разработке авторской классификации направлений изучения современных способов предупреждения и/или возникновения опасной ситуации и отказа прихватов бурильных труб.

Практическая значимость заключается в том, что результаты моей работы могут быть использованы компаниями недропользователями, а также буровыми и сервисными компаниями. В работе представлены способы современных способов предупреждения и/или возникновения опасной ситуации и отказа прихватов бурильных труб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Заливин, В. Г. Аварийные ситуации в бурении / В. Г. Заливин, А. Г. Вахромеев ; Иркутский национальный исследовательский технический университет. – Иркутск : Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2016. – 484 с. – ISBN 978-5-8038-1136-7. – EDN WKOGBV.
2. Заливин, В. Г. Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ / В. Г. Заливин, А. Г. Вахромеев. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "Инфра-Инженерия", 2018. – 508 с. – ISBN 978-5-9729-0215-6. – EDN SPDQYA.
3. Кучкоров И. Б. Разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях : магистерская диссертация / И. Б. Кучкоров ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. В. Н. Глотова. — Томск, 2019.
4. Калиниченко, О. И., Комарь П.Л. Перспективы создания ударных механизмов для ликвидации прихватов при бурении геологоразведочных скважин // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. 2012. № 12. Р. 44–49.
5. Muqeeem M.A., Weeks A.E., Al-Hajji A.A. Stuck pipe best practices-a challenging approach to reducing stuck pipe costs // the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. 2012.
6. Muhammad A. Muqeeem, Alexander E. Weeks, Ali A. Al-Hajji. Stuck pipe best practices-a challenging approach to reducing stuck pipe costs // the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. 2012.
7. М. Б. Полозов А.Х., М. А. Аль-Хамати, М. А. Т. С. Аль-Шаргаби. Анализ причин снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта [Electronic resource] // Материалы 45-й Международной научно-технической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. 2018. Р. 158–161. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35765967>.

8. Кабирова, А. Р. Информационные технологии безаварийного бурения нефтяных и газовых скважин / А. Р. Кабирова, Л. Ф. Нурисламова, Ю. Б. Линд // В мире научных открытий. – 2011. – № 1(13). – С. 107-109. – EDN NWZNOH.

9. Д. Е. Катеринич. Предупреждение прихватов при бурении горизонтального участка // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск. 2019. Р. 157–159.

10. Аль-Шаргаби, М. А. Т. С. Анализ предупреждения возникновения прихватов бурильных труб / М. А. Т. С. Аль-Шаргаби, Ш. Давуди // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2021. – Т. 1. – С. 121-125. – EDN DYRELI.

11. Murillo A., Neuman J., Samuel R. Pipe Sticking Prediction and Avoidance Using Adaptive Fuzzy Logic Modeling // All Days. SPE, 2009.

12. Qodirov Sh.Sh., Shestakov A.L. Development of Artificial Neural Network for Predicting Drill Pipe Sticking // Bulletin of the South Ural State University. Ser. Computer Technologies, Automatic Control & Radioelectronics. FSAEIHE South Ural State University (National Research University), 2019. Vol. 19, № 3. P. 20–32.

13. Щепетов, О. А. Системная классификация аварий в бурении / О. А. Щепетов // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – 2009. – № 2. – С. 36-42. – EDN KWYPGH.

14. Ким В. Д. Разработка методики выбора РУС для различных геолого-технических условий: магистерская диссертация / В. Д. Ким; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. Н. Глотова. — Томск, 2019.

15. Сафиуллин Линар Аглямovich. Способы ликвидации прихвата бурильных колонн, а также их выбор [Electronic resource] // Тюменский индустриальный университет. 2020. P. 353–358. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44625312> (accessed: 18.02.2022).
16. Lekomtsev A. et al. On the prediction of filtration volume of drilling fluids containing different types of nanoparticles by ELM and PSO-LSSVM based models // Petroleum. 2021.
17. Bridges S., Robinson L. A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing.// Gulf Professional Publishing, 2020. — 594 p.
18. Abbas M.A. et al. A critical parametric review of polymers as shale inhibitors in water-based drilling fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2021. Vol. 204. P. 108745.
19. Li W. et al. Laboratory investigations on the effects of surfactants on rate of penetration in rotary diamond drilling // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2015. Vol. 134. P. 114–122.
20. Lescure J. et al. Development and Field Trial of a Non-Aqueous-Based Mud Lubricant // Society of Petroleum Engineers - SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, OE 2013. OnePetro, 2013. P. 66–79.
21. Livescu S., Craig S., Watkins T. Challenging the Industry's Understanding of the Mechanical Friction Reduction for Coiled Tubing Operations // Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2014. Vol. 1. P. 736–754.
22. Kania D. et al. A review of biolubricants in drilling fluids: Recent research, performance, and applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2015. Vol. 135. P. 177–184.
23. Abdo J., Haneef M.D. Nano-Enhanced Drilling Fluids: Pioneering Approach to Overcome Uncompromising Drilling Problems // Journal of Energy Resources Technology. ASME International, 2012. Vol. 134, № 1.
24. Pakdaman E. et al. Improving the rheology, lubricity, and differential sticking properties of water-based drilling muds at high temperatures using hydrophilic

- Gilsonite nanoparticles // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. Elsevier, 2019. Vol. 582. P. 123930.
25. Старостин, В. В. Материалы и методы нанотехнологий : учебное пособие — / В. В. Старостин. – 3-е изд. – Москва : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. – 431 с. – ISBN 978-5-9963-1444-7. – EDN SDSYIN.
26. Wollman E.E. et al. Kilopixel array of superconducting nanowire single-photon detectors // Optics Express. The Optical Society, 2019. Vol. 27, № 24. P. 35279.
27. Küçük F.S., Küçük K., Temizel C. Importance and emergence of advanced materials in energy industry // Sustainable Materials for Oil and Gas Applications. Gulf Professional Publishing, 2021. P. 1–25.
28. Maagi M.T., Lupyana S.D., Jun G. Nanotechnology in the petroleum industry: Focus on the use of nanosilica in oil-well cementing applications - A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2020. Vol. 193. P. 107397.
29. Pal N., Mandal A. Compositional simulation model and history-matching analysis of surfactant-polymer-nanoparticle (SPN) nanoemulsion assisted enhanced oil recovery // J Taiwan Inst Chem Eng. Elsevier, 2021. Vol. 122. P. 1–13.
30. Sayyari Z. et al. Investigation of the effect of essential oil along with nanocoatings containing gums in the development of fish fillet storage time // Journal of Food Measurement and Characterization. 2021. Vol. 15, № 4. P. 3539–3552.
31. Sircar A. et al. Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery // Petroleum Research. Elsevier, 2021.
32. Al-Shargabi M.A.T.S. The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. 2019. P. 196–198.
33. Srivastava V. et al. Application of manganese oxide nanoparticles synthesized via green route for improved performance of water-based drilling fluids // Applied Nanoscience (Switzerland). Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2021. Vol. 11, № 8. P. 2247–2260.

34. Sajjadian M., Sajjadian V.A., Rashidi A. Experimental evaluation of nanomaterials to improve drilling fluid properties of water-based muds HP/HT applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2020. Vol. 190. P. 107006.
35. Md. Amanullah, Ashraf M. Al-Tahini. Nano-Technology - Its Significance in Smart Fluid Development for Oil and Gas Field Application // the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium. 2009.
36. Mao H. et al. Hydrophobic associated polymer based silica nanoparticles composite with core-shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2015. Vol. 129. P. 1–14.
37. Perumalsamy J., Gupta P., Sangwai J.S. Performance evaluation of esters and graphene nanoparticles as an additives on the rheological and lubrication properties of water-based drilling mud // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2021. Vol. 204. P. 108680.
38. Addagalla A. et al. Nano-Technology Based Bridging System Helps Drilling Success in Highly Depleted Mature Fields. 2018.
39. Сечин, Д. Ю. Применение нанотехнологий в нефтегазовом бурении / Д. Ю. Сечин // *Устойчивое развитие науки и образования*. – 2019. – № 3. – С. 258-265. – EDN GOZMMY.
40. Rafati R. et al. Effect of nanoparticles on the modifications of drilling fluids properties: A review of recent advances // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2018. Vol. 161. P. 61–76.
41. Krishnan S., Abyat Z., Chok C. Characterization of Boron-Based Nanomaterial Enhanced Additive in Water-Based Drilling Fluids: A study on Lubricity, Drag, ROP and Fluid Loss Improvement. 2016.
42. Javeri S.M., Haindade Z.W., Jere C.B. Mitigating Loss Circulation And Differential Sticking Problems Using Silicon Nanoparticles. 2011. 24–26 p.

43. Blkoor S.O. et al. Influence of polypropylene beads and sodium carbonate treated nanosilica in water-based muds for cuttings transport // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2021. Vol. 200. P. 108435.
44. Ismail A.R., Hakim A.R.A., Norddin M.N.A.M. Potential of Nano-Fluid Application in Deep Well Drilling Operation Challenges // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Institute of Physics Publishing, 2018. Vol. 429, № 1.
45. Ahmed N., Alam M.S., Salam M.A. Experimental analysis of drilling fluid prepared by mixing iron (III) oxide nanoparticles with a KCl–Glycol–PHPA polymer-based mud used in drilling operation // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2020. Vol. 10, № 8. P. 3389–3397.
46. Ji G. et al. Achieving Improved Drilling Performance with Hole Cleaning Technology in Horizontal Shale Gas Wells in Sichuan Basin of China. OnePetro, 2021.
47. Wang J. et al. Effect of Synthetic Quadripolymer on Rheological and Filtration Properties of Bentonite-Free Drilling Fluid at High Temperature // *Crystals* 2022, Vol. 12, Page 257. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2022. Vol. 12, № 2. P. 257.
48. Al-Shargabi M. et al. Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review // *Journal of Molecular Liquids*. Elsevier, 2022. P. 118725.
49. Adnan Hamad B. et al. A Novel Amphoteric Polymer as a Rheology Enhancer and Fluid-Loss Control Agent for Water-Based Drilling Muds at Elevated Temperatures // *Cite This: ACS Omega*. 2020. Vol. 5. P. 8495.
50. Godhavn J.M. Control Requirements for Automatic Managed Pressure Drilling System // *SPE Drilling & Completion*. OnePetro, 2010. Vol. 25, № 03. P. 336–345.
51. Abimbola M. et al. Safety and risk analysis of managed pressure drilling operation using Bayesian network // *Safety Science*. Elsevier, 2015. Vol. 76. P. 133–144.

52. Alkamil E.H.K. et al. Using Managed Pressure Drilling to Reduce Stuck Pipe Problem // Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018. OnePetro, 2018.
53. Osarogiagbon A.U. et al. Review and analysis of supervised machine learning algorithms for hazardous events in drilling operations // Process Safety and Environmental Protection. Elsevier, 2021. Vol. 147. P. 367–384.
54. Alshaikh A. et al. Machine Learning for Detecting Stuck Pipe Incidents: Data Analytics and Models Evaluation // International Petroleum Technology Conference 2019, IPTC 2019. OnePetro, 2019.
55. Al-Shargabi M.A.T.S., Al-Musai A.H.A. Comparative analysis of programs for assessing the risk of stuck drill pipes in an oil and gas well // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири. 2021. Vol. 2. P. 502–504.
56. Liang H. et al. RESEARCH ON DRILLING KICK AND LOSS MONITORING METHOD BASED ON BAYESIAN CLASSIFICATION. 2014. Vol. 30, № 6. 1251–1266 p.
57. Liang H., Zou J., Liang W. An early intelligent diagnosis model for drilling overflow based on GA–BP algorithm // Cluster Computing 2017 22:5. Springer, 2017. Vol. 22, № 5. P. 10649–10668.
58. Jahanbakhshi R. et al. Intelligent Prediction of Differential Pipe Sticking by Support Vector Machine Compared With Conventional Artificial Neural Networks: An Example of Iranian Offshore Oil Fields // SPE Drilling & Completion. OnePetro, 2012. Vol. 27, № 04. P. 586–595.
59. Khunt C.P. et al. Performance assessment of vegetable oil-based minimum quantity lubrication (MQL) in drilling // Materials Today: Proceedings. Elsevier, 2021. Vol. 44. P. 341–345.
60. Hu G. et al. Life cycle assessment of low-temperature thermal desorption-based technologies for drill cuttings treatment // Journal of Hazardous Materials. Elsevier, 2021. Vol. 401. P. 123865.

61. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs // *Advances in Colloid and Interface Science*. Elsevier, 2020. Vol. 276. P. 102087.
62. Mitchell R.F., Miska S.Z. *Fundamentals of Drilling Engineering*.//Society of Petroleum Engineers, 2011. — 710 p
63. Kariman Moghaddam A. et al. Mesoscopic theoretical modeling and experimental study of rheological behavior of water-based drilling fluid containing associative synthetic polymer, bentonite, and limestone // *Journal of Molecular Liquids*. Elsevier, 2022. Vol. 347. P. 117950.
64. Klungtvedt K.R. et al. Preventing Drilling Fluid Induced Reservoir Formation Damage. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2021.
65. Amorim L. v. et al. EVALUATION OF THE BEHAVIOR OF BIODEGRADABLE LUBRICANTS IN THE DIFFERENTIAL STICKING COEFFICIENT OF WATER BASED DRILLING FLUIDS // *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2011. Vol. 5, № 4. P. 197–207.
66. Okon A.N., Akpabio J.U., Tugwell K.W. Evaluating the locally sourced materials as fluid loss control additives in water-based drilling fluid // *Heliyon*. Elsevier, 2020. Vol. 6, № 5. P. e04091.
67. Kamali F., Saboori R., Sabbaghi S. Fe₃O₄-CMC nanocomposite performance evaluation as rheology modifier and fluid loss control characteristic additives in water-based drilling fluid // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2021. Vol. 205. P. 108912.
68. Siddig O., Mahmoud A.A., Elkatatny S. A review of different approaches for water-based drilling fluid filter cake removal // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2020. Vol. 192. P. 107346.
69. Akpan E.U. et al. Water-based drilling fluids for high-temperature applications and water-sensitive and dispersible shale formations // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2019. Vol. 175. P. 1028–1038.

70. Sedaghatzadeh M. et al. Experimental investigation of the application of Eucalyptus bark to prevent lost circulation in pay zones with acid dissolution capability // *Petroleum. Elsevier*, 2021. Vol. 7, № 2. P. 152–159.
71. Alsaba M.T., al Dushaishi M.F., Abbas A.K. A comprehensive review of nanoparticles applications in the oil and gas industry // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Springer*, 2020. Vol. 10, № 4. P. 1389–1399.
72. Velimirovic M. et al. Accurate quantification of TiO₂ nanoparticles in commercial sunscreens using standard materials and orthogonal particle sizing methods for verification // *Talanta. Elsevier*, 2020. Vol. 215. P. 120921.
73. Bayda S. et al. The History of Nanoscience and Nanotechnology: From Chemical–Physical Applications to Nanomedicine // *Molecules*. 2020. Vol. 25, № 1.
74. Bhushan I. et al. Nanotechnology in the Life Sciences Nanomaterials and Environmental Biotechnology.
75. Ko S., Huh C. Use of nanoparticles for oil production applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier*, 2019. Vol. 172. P. 97–114.
76. Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids // *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids. Elsevier*, 2015.
77. Afekare D., Garino J., Rao D. Enhancing oil recovery using silica nanoparticles: Nanoscale wettability alteration effects and implications for shale oil recovery // *Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier*, 2021. Vol. 203. P. 108897.
78. Panchal H. et al. A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery // *Petroleum Research. Elsevier*, 2021. Vol. 6, № 3. P. 204–212.
79. Mikhienkova E.I. et al. Experimental study on the influence of nanoparticles on oil-based drilling fluid properties // *Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier*, 2022. Vol. 208. P. 109452.
80. Saboori R. et al. Improvement in filtration properties of water-based drilling fluid by nanocarboxymethyl cellulose/polystyrene core–shell nanocomposite //

Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Springer Verlag, 2018. Vol. 8, № 2. P. 445–454.

81. Rogers B., Adams J., Pennathur S. Nanotechnology: Understanding Small Systems. CRC Press, 2007.

82. Liu M.S. et al. Enhancement of Thermal Conductivity with CuO for Nanofluids // Chemical Engineering & Technology. John Wiley & Sons, Ltd, 2006. Vol. 29, № 1. P. 72–77.

83. Singh S.K., Yadav R.P., Singh A. Molluscicides from some common medicinal plants of eastern Uttar Pradesh, India // Journal of Applied Toxicology. John Wiley & Sons, Ltd, 2010. Vol. 30, № 1. P. 1–7.

84. Mao H. et al. Hydrophobic associated polymer based silica nanoparticles composite with core–shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2015. Vol. 129. P. 1–14.

85. Chang X. et al. Synthesis of a novel environment-friendly filtration reducer and its application in water-based drilling fluids // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. Elsevier, 2019. Vol. 568. P. 284–293.

86. Yang X. et al. Environmental-friendly salt water mud with nano-SiO₂ in horizontal drilling for shale gas // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2017. Vol. 156. P. 408–418.

Список литературы социальной части

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»
2. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/>
3. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/23141/>
4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Электронный ресурс – Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_12100588_SSBT_Obshhie_san.html
5. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/>
2. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/
3. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=838
4. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/>
5. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/

6. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4655/
7. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/>
8. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartov-bezopasnosti-trudaraboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti>
9. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений". Электронный ресурс – Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2794/
10. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>
11. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>
12. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. Электронный ресурс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_100462/
13. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>
14. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/>
15. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.

16. Пат. 2408781 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Устройство для закачки теплоносителя и отбора высоковязкой нефти из наклонной скважины / Фархутдинов Гумар Науфалович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Шестернин Валентин Викторович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зязятович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 3 с: ил. URL:

http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2408781&TypeFile=html

17. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/otbiblio/normativ/data_normativ/4/4659/

ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_100462/

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица П.А.1 – Расчетное время бурения скважины

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур, час		Кол-во дол-бл-ний	Нарращивание				СПО					Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час
	№пп	От, м	До, м	Прогноз-ка в интер-вале, м	Прогноз-ка, м	Раз-мер	Мет-ра	всего		Кол-во свечей нара-щива-ние	Кол-во свечей в сква-жине всего	Время нара-щива-ния 1 свечи, час	Время нара-щива-ния свечей, час	Время подь-ема и спуска 1 свечи, мин	Время СП 1 свечи, час	Время СП свечей, час	Время раз-борки (сбор-ки) 1 УБТ, мин	Время раз-борки (сбор-ки) колон-ны, час		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Бурение под направление	1	0	75	75	400	393,7	0,250	18,750	1	2	2	0,967	1,933						20,683	0,276
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,018	0,037	17	1,133	1,170	
Смена долота																			0,233	
Спуск колонны бурильных труб со сборкой														1,10	0,018	0,037	20	1,333	1,370	
Разбурка ЦКОД																			0,433	

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур, час		Кол-во дол-бл-ний	Нарращивание				СПО					Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час
	№пп	От, м	До, м	Про-ход-ка в ин-тер-валс, м	Про-ход-ка, м	Раз-мер	Мет-ра	всего		Кол-во све-чей на-ра-щи-вание	Кол-во све-чей в сква-жине всего	Время нара-щивания 1 свечи, час	Время нара-щивания свечей, час	Время подь-ема и спуска 1 свечи, мин	Время СП 1 свечи, час	Время СП свечей, час	Время раз-борки (сбор-ки) 1 УБТ, мин	Время раз-борки (сбор-ки) колон-ны, час		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Бурение под кондуктор	2	75	780	705	800	295,3	0,323	227,419	1	28,2	30,2	0,967	27,260						254,679	0,361
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,018	0,554	17	17,113	17,667	
Смена долота																			0,233	
Проверка турбобура																			0,367	
Спуск колонны бурильных труб со сборкой														1,10	0,018	0,554	20	20,133	20,687	
Разбурка ЦКОД																			0,433	
Бурение под эксплуатац ионную колонну	3	780	1240	400	800	215,9	0,172	75,472	1	7,6	47,8		17,013		0,018	0,876			76,348	0,174
Бурение под эксплуатац ионную колонну	4	1220	1380	1600	800	215,9	0,339	54,237	1	6,4	54,2		6,187		0,018	0,994			55,231	0,345
Бурение под эксплуатац ионную колонну	5	1380	1490	1600	800	215,9	0,488	200,000	1	6,4	70,6	0,967	15,853	1,10	0,018	1,294			201,294	0,491
Бурение под эксплуатац ионную колонну	6	1490	1600	1600	800	215,9	0,333	203,333	1	2,4	95		23,587		0,018	1,742			205,075	0,336
Бурение под эксплуатац ионную колонну	7	1600	1600	1600	800	215,9	0,400	214,000	1	1,4	116,4		20,687		0,018	2,134			216,134	0,404
Итого	7	0	5	5				993,212	7	16,4	116,4		112,520			8,221		39,713	1072,039	0,341
Промывка скважины, час																			0,783	
Смена обтираторов, час																			19,400	
Проверка превентора, час																			1,350	
Дефектоск																			9,87	

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур, час		Кол-во дол-бл-ний	Наращивание				СПО					Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час
	№пп	От, м	До, м	Про-ход-ка в интер-вале, м	Про-ход-ка, м	Раз-мер	Мет-ра	всего		Кол-во све-чей на-ра-щи-вание	Кол-во све-чей в сква-жине всего	Время нара-щива-ния 1 свечи, час	Время нара-щива-ния свечей, час	Время под-ема и спуска 1 свечи, мин	Время СП 1 свечи, час	Время СП свечей, час	Время раз-борки (сбор-ки) 1 УБТ, мин	Время раз-борки (сбор-ки) колон-ны, час		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
опия, час																			1	
Переоснастка талевой системы, час																			0,00	
Опрессовка УБТ, час																			13,580	
Установка УБТ за палец, час																			15,520	
Прочие работы (ЕНВ), час																			56,259	
Ремонтные работы (ЕНВ), час																			75,043	
Крепление, час																			118,874	
Итого по скважине, час																			1382,718	
Прием и сдача вахты, час																			10,100	
Нормативное время, час																			1392,818	

Таблица П.А.2 – Сметная стоимость бурения скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
1	2	3	4	5	Руб. 6	Руб. 7
Эксплуатация машин и механизмов						
1	021141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	5,17	1303,9	6741,16
2	060337	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу при работе на других видах строительства 0,25 м3	маш.-ч	3,23	815,13	2632,87
3	070149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,62	920,61	1491,39
4	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	81,37	7599,15	618342,84
5	110501	Глиномешалки, 4 м3	маш.-ч	59,58	308,54	18382,81
6	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	7,75	1014,92	7865,63
Итого						19237654,14
Расход материалов						
7	103-0592	Трубы бурильные из стали группы Д с высаженными внутрь концами и муфты к ним наружный диаметр 127 мм	м	3,78	1374,84	5196,90

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
1	2	3	4	5	Руб.	Руб.
8	103-1023	Трубы бурильные утяжеленные с резьбой на концах, наружный диаметр 229 мм	м	0,09	2142,58	192,83
9	109-9031	Долота трехшарошечные	шт.	2,24	0	0,00
10	109-9032	Долота PDC	шт.	1,6	0	0,00
Итого						158188,50
Трудозатраты						
11		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	286,67	174,34	49978,05
12		Затраты труда машинистов	чел.-ч	232,34	151,11	35108,90
Итого						2497301,84
		Итого (Всего, при бурении 2935 метров)				21893144,48

Таблица П.А.3 – Сметная стоимость крепления скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
1	2	3	4	5	Руб.	Руб.
Эксплуатация машин и механизмов						
1	021141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	0,09	111,99	10,08
2	040202	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250-400 А с дизельным двигателем	маш.-ч	0,35	14	4,90
3	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	2,2	652,68	1435,90
4	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	0,14	87,17	12,20
Итого						429413,66
Расход материалов						
5	101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,0003	5989	1,80
6	101-1518	Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,0004	11524	4,61
7	103-9001	Трубы	м	0	0	0,00
8	109-9058	Башмаки колонные для обсадных труб	шт.	0	0	0,00
9	109-9180	Центраторы пружинные для обсадных труб	шт.	0	0	0,00
Итого						1880,25
Трудозатраты						
10		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	9,09	9,62	87,45
11		Затраты труда машинистов	чел.-ч	4,49	13,86	62,23
Итого						43930,26
		Итого (Всего, при креплении 2935 метров)				475224,16

Таблица П.А.4 – Сметная стоимость освоения скважины

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерени я	единиц ы	кол- во	Всего
				основна я зарплат а		основн ая зарпла та
		<u>Затраты, зависящие от времени</u>				
1	49-2008	Оплата труда буровой бригады	сут.	27,10	8,7	235,77
				27,10		235,77
2	49-2046, к=0,89 п 1.14	Оплата труда слесаря по обслуживанию буровой и электромонтера	сут.	8,86	8,7	77,04
				8,86		77,08
3	49-4369	Спецтранспорт автомобильный на 40 км	сут.	28,45	8,7	247,52
4	См. расчет №2.1.2	Амортизация	сут.	436,51	8,7	3797,67
5	49-2457 Приложение №1 к см.р.3.1 и 3.2 с к=0,189	Стоимость материалов и запасных частей	сут.	13,70	8,7	119,19
6	49-2424	Содержание бурового оборудования и инструмента (3 станка)	сут.	292,80	8,7	2547,36
				94,37		821,02
7	49-2676 т.7стр.10, к=0,62	Эксплуатация ДВС ((313,69- 32,42)/1,3*1,396+32,42)*0,5*0 ,62	сут.	50,62	8,7	440,43
				32,42		282,05
8	49-2706	Эксплуатация ПЭС ТМЗ-ДЭ- 104-СЗ	сут.	48,70	8,7	423,69
				0,00		
9	49-2443	Содержание средств контроля и диспетчеризации	сут.	30,40	8,7	264,48
				12,60		109,62

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерени я	единиц ы	кол- во	Всего
				основна я зарплат а		основн ая зарплат а
1 0	49-4432	Дежурный бульдозер	час	7,66	69,6	533,14
1 1	49-2417 с к=0,63	Износ инструмента	сут.	2,15	8,7	18,69
1 2	49-2420 с к=0,63	Износ ловильного инструмента	сут.	2,15	8,7	18,69
1 3	См. Р. №4.4.1	Транспортировка грузов	руб			76,00
		Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт:	руб			8799,66
		8799,66				1525,55
		1525,55				
		Корректировка зарплаты				
		основная зарплата рабочих				1525,55
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				120,52
		отчисления от ФОТ 30,4%				500,40
		Итого зарплата с учетом корректировки				2146,47
		ИТОГО по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты				9420,58
		9420,58				2146,47
		2146,47				
		Стоимость одних суток испытания	руб			1011,46
						175,35
		Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты				1082,83
						346,20
		<u>Затраты, зависящие от объема работ</u>				
2 5	49-2740, к=0,6	Дежурство ЦА-320	сут.	16,70	104,4	1743,27

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерени я	единиц ы	кол- во	Всего
				основна я зарплата		основн ая зарплата
		(27,83*0,6*12)		14,67		20,00
		Итого по затратам, зависящим от объема работ				1743,27
						20,00
		Всего по затратам, зависящим от объема работ				
		1743,27				
		20,00				
		Корректировка зарплаты				
		основная зарплата рабочих				20,00
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				1,58
		отчисления от ФОТ 30,4%				6,56
		Итого зарплата с учетом корректировки				28,14
		ИТОГО по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты				1751,41
		1751,41				28,14
		28,14				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт				10542,9 3
		10542,93				1545,55
		1545,55				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты				11172,0 0
		11172,00				2174,61
		2174,61				

Таблица П.А.5 – Сводный сметный расчет строительства скважины на месторождении Пермского края

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Полная сметная стоимость в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
		ГЛАВА 1		
		Подготовительные работы к проведению мероприятий по строительству скважины		
1	1.1.	Подготовка площадки (валка, трелевка)	163 161,83	12 951,71
		ИТОГО по главе 1:	163 161,83	12 951,71
		ИТОГО по главе 1 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=51,69) Кп=74,692:	12 186 883,53	967 389,07
		ГЛАВА 2		
		Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки для испытания скважины		
2	2.1.	Строительство и монтаж	19 087,00	1 217,77
3	2.1.	Разборка и демонтаж	1 364,00	311,00
		ИТОГО по главе 2:	20 451,00	1 528,76
		ИТОГО по главе 2 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	1 527 526,09	114 186,25
		ГЛАВА 3		
4	3.1.	Работы по строительству скважины	19 395 842,64	2 497 301,84
5	3.2.	Работы по креплению скважины	431 293,91	43 930,26
		ИТОГО по главе 3:	19 827 136,54	2 541 232,10
		ИТОГО по главе 3 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	19 827 136,54	2 541 232,10
		ГЛАВА 4		
		Освоение скважины на продуктивность		
6	4.1.	Освоение скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	11 172,00	2 174,61

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Полная сметная стоимость в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
		ИТОГО по главе 4:	11 172,00	2 174,61
		ИТОГО по главе 4 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	834 458,70	162 425,71
		ГЛАВА 5		
		Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время		
	пп.6.1., 6.2. (ВСН 39-86) приложение 2 зона к=1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время		
7		Зимнее удорожание при СМР от суммы $1,6\% \times 1,0 \times 1,08$	210 589,35	16 716,48
		ИТОГО по главе 5:	210 589,35	16 716,48
		ИТОГО по главам 1-5	34 586 594,22	3 801 949,62
		ГЛАВА 6		
		Накладные расходы		
8	Пояснительная записка	Накладные расходы на итог прямых затрат по главам 1-5 (20%)	6 917 318,84	760 389,92
		ИТОГО по главам 1-6	41 503 913,06	4 562 339,54
		ГЛАВА 7		
9	Пояснительная записка	Плановые накопления (8%) на итог прямых затрат по главам 1-5 и главы 6	3 320 313,04	364 987,16
		ИТОГО по главам 1-7	44 824 226,10	4 927 326,70
		ГЛАВА 8		
		Прочие работы и затраты		
10	Расчет-обоснование ООО "Геосервис"	Затраты на выплату премий, льготы и надбавки за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, полевое довольствие - 23,5%	10 533 693,13	1 157 921,77
11	П. 9.6. (ВСН 39-86) Пояснительная записка	Лабораторные работы (0,15%) по итогам глав 3 и 4 ССР	30 992,39	4 055,49
		ИТОГО по главе 8	10 564 685,53	1 161 977,26
		ИТОГО по главам 1-8	55 388 911,63	6 089 303,96
		ГЛАВА 9		
		Авторский надзор		

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Полная сметная стоимость в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
12	п. 10 пр. 12 ВСН 39-86	Авторский надзор - 0,2%	110 777,82	
		ГЛАВА 10		
		Проектные и изыскательные работы		
		Проектные работы, без НДС в ценах 1985 г.		
		ИТОГО по главам 1-10	55 499 689,45	6 089 303,96
		ГЛАВА 11		
13	ВСН 39-86	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 2%	1 109 993,79	121 786,08
		Всего с учетом резерва	56 609 683,24	6 211 090,04
	Мин. нефт. пром-ти.	Возврат материалов - всего	531 009,30	
		Прочие работы и затраты в текущих ценах		
14	Коммерческое предложение от ООО "Геофизсервис"	Промыслово-геофизические работы	2 924 576,00	
15	Локальный сметный расчет	Обустройство скважины	3 072 737,00	
		ИТОГО прочих работ и затрат в текущих ценах	5 997 313,00	
		ВСЕГО по сводному сметному расчету	63 138 005,54	6 211 090,04
		Кроме НДС 18%	11 364 841,00	
		Всего с НДС	74 502 846,54	6 211 090,04

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Using Smart Drilling Fluid for Sticking pipe

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ал-обаиди софян самеев		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностранных языков	Матвеев И.А.	Д.филол.н.		

1 Preventing Drill pipe stuck with Drilling Fluids

Drilling fluids are complex systems of liquids involving emulsions, aeration, and suspended particles that are customized for different sub-surface applications [1]. Drilling fluid is pumped around a wellbore typically using a close-loop circulating system (Fig.1). This facilitates the movement of a drilling fluid from surface equipment to the drill bit, returning to the surface carrying rock cuttings. Those cuttings are separated from the fluids at the surface and the cleaned fluids recycled [2]. Drilling fluids must have suitable fluid characteristics, to conduct cost-effective and efficient drilling processes [3].

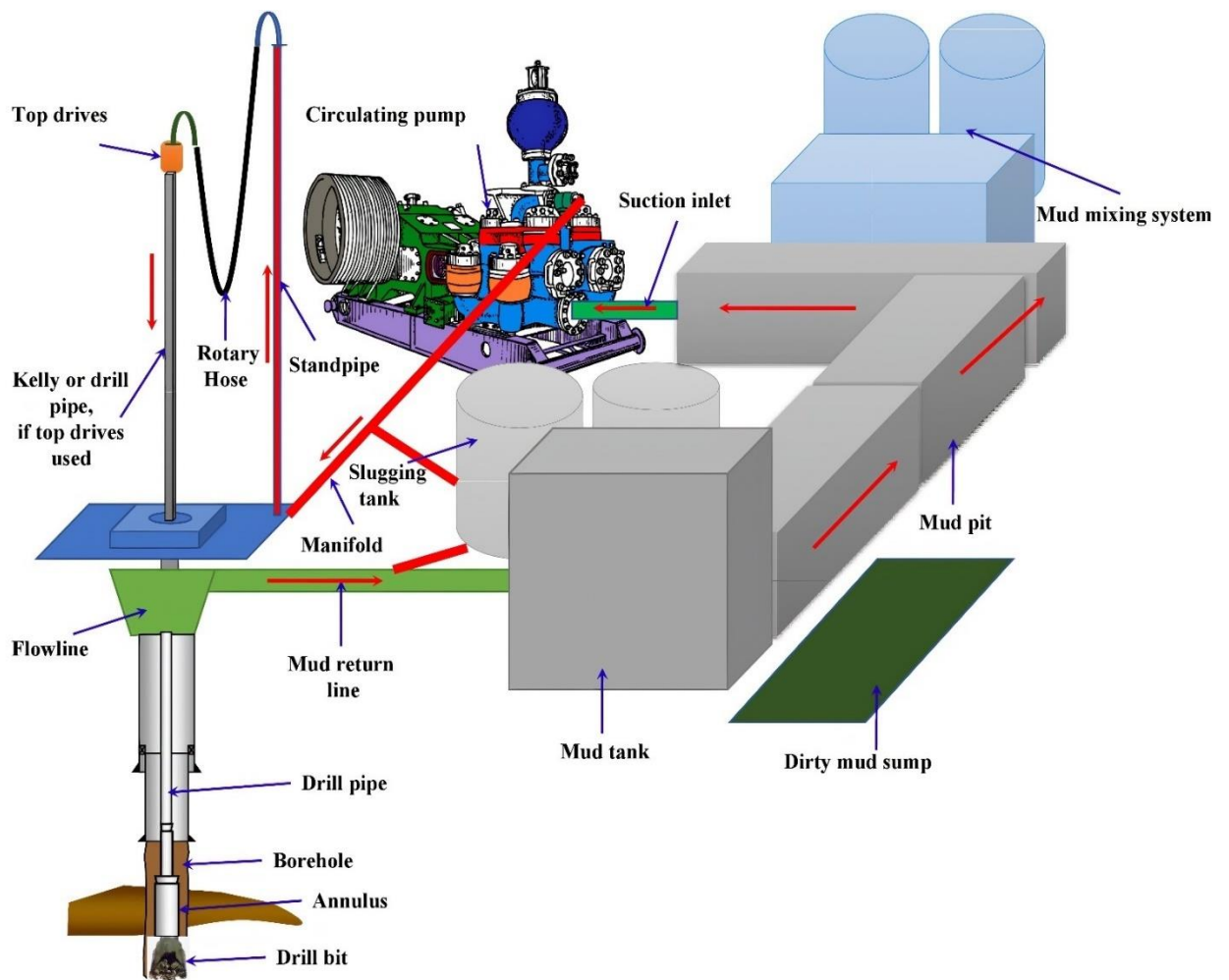


Figure 1. Diagrammatic illustration of a drilling fluid circulation system.

The characteristics of drilling fluids need to be carefully managed and monitored to perform a number of important tasks such as cooling and lubrication of drilling bit surface [4], cleaning the wellbore by transporting rock fragments out of the borehole [5], stabilizing the wellbore walls, minimizing the formation damage by creation appropriate filter cake on the walls of borehole [6], and controlling the subsurface pressure to prevent encroachment of formation fluids into the wellbore [7], thereby minimizing blow-out risks [8].

To successfully deliver these functions, drilling fluids require specialized, appropriate properties. Properties such as density, fluid loss, viscosity, and shear stress are especially important. The density is measured using a hydrometer, with values typically ranging from 1000-2500 kg/m³. The viscosity of a conditional type is determined by the time during which a solution at a certain volume flows from a standard funnel. Effective viscosity is measured with a viscometer, and

displays the relationship between stresses in total flow and velocity gradient. Shear stress is also measured with a viscometer and its typical values range from 0-20 Pa. Fluid loss is determined by the volume of filtrate that is released through the treatment equipment at a pressure drop of 100 or more kPa in half an hour [9]. Additives provide enhancements to key drilling-fluid properties. The diversity of fluid additives reflects the complexity of the drilling fluids systems currently in use to enable drilling in increasingly hostile subsurface environments [10]. Common additives used in oil- and water-based drilling fluids provide [2]: viscosification; filtration control; rheology control; pH control; lost-circulation control; lubrication; and, shale stabilization.

Starch, polyanionic cellulose (PAC), carboxymethyl cellulose (CMC) and nanoparticles are commonly included in drilling fluids as filtration control additives [11]. Rheology-modifier additives frequently used are guar gum powder, xanthan gum, carboxymethyl cellulose and recently salt-responsive zwitterionic polymer was first used as a viscosifier in WDFs [12]. Potassium hydroxide, sodium hydroxide and citric acid monohydrate are dominantly used as pH-controlling additives [13]. The most frequent shale-stabilizing additives employed are: asphaltenes, salts of potassium and sodium (KCl, NaCl), various surfactants (polyglycols), mixtures of polymer modifiers and silicates and organic inhibitors [14]. Oils of various grades, oil – surfactants, asphaltenes, glass beads, polymers all used as lubricating additives [10]. Lost-circulation-control additives involve a range of fibrous materials such as wood, cotton, fibrous minerals, shredded vehicle tires and paper pulp etc. Also granulated inert substances, such as nut shells, plate-like minerals such as mica flakes, shredded cellophane, fragments of plastic laminate and nano-polymers are also utilized for wellbore fluid-loss-control purposes [15].

Currently, nanoparticles (NP) are extensively evaluated as potential drilling-fluid additives to enhance carefully targeted attributes [16]. Nanotechnology is a term used to cover the design/characterization/production supply chain of NPs, and their systematic deployment to provide specific properties to materials and fluids that are determined by nanometer-scale NPs shape and size [17]. Nanotechnology refers to

the techniques used to create nano-sized materials and/or to manipulate them into usable formats. Feynman was the first to propose the term and recognize their potential in 1959 [18]. He recognized that it should be possible for devices and materials to be beneficially manufactured to exploit their atomic characteristics. The significance of Feynman's vision of "manipulating atoms with atoms" was taken up in earnest in the 1980s [19].

Subsequent advances in nanotechnology have revolutionized many sectors of industry and resulted in substantial investments in NM research, development and production. The National Nanotechnology Initiative (NNI) of the United States has alone received almost \$31 billion including its proposed budget for 2021 [20]. Such research has contributed to substantial uptake of nanomaterials [21], including by the petroleum industry [22]. For example, improving material designs to resist corrosion and/or erosion [23], enhancing oil and/or gas recovery [24], deployment of nano-sensors [25], and nano-coatings to prevent adhesion of unwanted deposits [26]. Such applications of nanotechnology are over and above several applications relating to drilling and borehole completion fluids [27].

Modern drilling fluids have many different properties, which can be beneficially influenced to one degree or another by the addition of NP [28]. NPs can improve rheological properties, filtration, and shale stability [29]. It is NP's high surface-to-volume ratios, and their ability to withstand HPHT conditions, which makes them highly efficient as additives in drilling fluids [30]. Furthermore, particles should have a size that is about one-third smaller than the pore throat before they can effectively plug pores in borehole filter cakes and sub-surface formations. NPs are ideal materials for that purpose [31]. Reducing particle size from bulk-scale to nano-scale, renders the size of the particles smaller than the mean free path of movement of electrons in certain structures, which leads to quantized energy levels in terms of band structure. As a result, new properties emerge in NP, such as their ability to withstand HP/HT conditions [32]. Another important property of NPs is their thermal conductivity [33]. Some NPs can provide drilling fluids with greater heat transfer efficiency than is possible with conventional drilling fluids [34,35]. NPs also have the

potential to reduce the environmental impacts of drilling fluids [36]. Some NPs are able to limit the adverse effects of noxious compounds and heavy metals (Cu, Cr, Hg, Cd, As, and Pb) [37].

1.1 Lubricants for drill-string sticking prevention

Lubricants are added to the drilling fluid as an additive to improve the lubricating effect and minimize friction. A drilling fluid with a high lubricant content can also increase penetration rate, which can result in significant cost savings. On the other hand, poor lubrication can lead to drill bit bearing wear, casing wear, excessive stall and drag forces, torque problems and differential sticking. While the difference between hydrostatic and formation pressure is considered the primary cause of differential sticking, inadequate lubrication and a thick filter cake have been found to be related causes. Drill solids that mix with drilling fluid during drilling may be one cause of thick filter cake. Friction is also associated with drillstring buckling, in which the drillstring is unable to advance due to frictional interaction with the confining wellbore. Many studies show that differential sticking can be prevented by developing a drilling fluid composition that can reduce friction between drillpipe and mud crust, penetrate the mud crust, and break down the binding wall of the crust [38].

A good drilling fluid lubricant has the following properties: relatively high viscosity, high strength of the lubricating film, low corrosivity, low pour point, low flammability, high solubility, high thermal and oxidative stability, non-toxicity. Lubricants are mainly applied to water-based drilling fluids, as their lubricating ability is insufficient. Water-based mud is known as the main mud used in drilling because of its desirable properties, such as nontoxicity, relative low cost, and biodegradability. However, when the desired lubrication can no longer be achieved by such means, a synthetic-based mud (SBM) is used to replace the water-based drilling fluid. Synthetic-base mud is typically an invert emulsion consisting of three phases: synthetic oil, water and fine solids. Synthetic-based fluid is known for its

natural lubricating properties. However, in heavy-duty drilling there is a strong incentive and requirement to further improve the lubricating characteristics of synthetic-based mud [39].

The effectiveness of lubricants in reducing friction in the drilling fluid is evaluated using a lubricity test. The test simulates the rotation speed of the drillpipe and the pressure with which it presses against the borehole wall. The lubricity test measures the coefficient of lubricity of the drilling fluid as a coefficient of friction (CoF), using torque readings and a correction factor on the equipment. This test also determines the type and amount of lubricant needed.

The use of lubricants results in a 15-20% reduction in coefficient of friction from the usual 0.24 to 0.19. Dirt quality, filter cake, lubricant type and concentration, contact surface roughness, and temperature have also been found to affect coefficient of friction. CoF increases when the temperature rises above 50 °C. Therefore, it was suggested that CoF values obtained from laboratory or field tests should be reported along with temperature and surface roughness. Moreover, since the laboratory tests were performed at room temperature, the friction coefficient values obtained should be confirmed in the field. It has been reported that the differences between the laboratory rotation tests and the field tests are in the range of 43-83% [40].

The propensity for differential sticking, which is one of the common causes of drillpipe sticking, can be evaluated by measuring the differential sticking coefficient. The differential sticking ratio can be obtained with a Fann differential sticking tester. This equipment allows the interaction between the mud cake and the flat torque plate to simulate differential sticking conditions. A bio-lubricant can prevent differential sticking by reducing torque and friction, improving the quality of the mudcake, and breaking down the bonding wall of the mudcake without contaminating marine life [41].

Many of the existing lubricant additives have been shown to lose their effectiveness, both when drilling salt deposits using salt-saturated muds and when contaminating the drilling mud when sinking a wellbore in formations rich in divalent metal salts, particularly calcium salts [14]. NP additives can improve the lubricity of

drilling fluids For example, hydrophilic natural gilsonite (HGN) NP, under HPHT conditions (at 149°C and 3.5 MPa), can reduce torque by 15% and 13.63% and improve lubrication properties through a positive effect on PV (plastic viscosity), YP (static shear stress), reducing filtration losses, thus minimizing differential sticking risks by 61.5%. This is because the YP/PV value for the drilling fluid sample after hot rolling increased by 9.5%, while the YP/PV value for the base fluid after hot rolling decreased by 67%. In addition, the particles have a high surface-to-volume ratio and small particle size. Figure 15 shows that filtration losses decreased dramatically after hot rolling under both API and HPHT conditions. The mud cake thickness also decreased under HPHT conditions. Adding HGNs to the hot-rolling process improved the lubricity of the base mud. As a result of adding HGNs, the risk of differential sticking decreased [42].

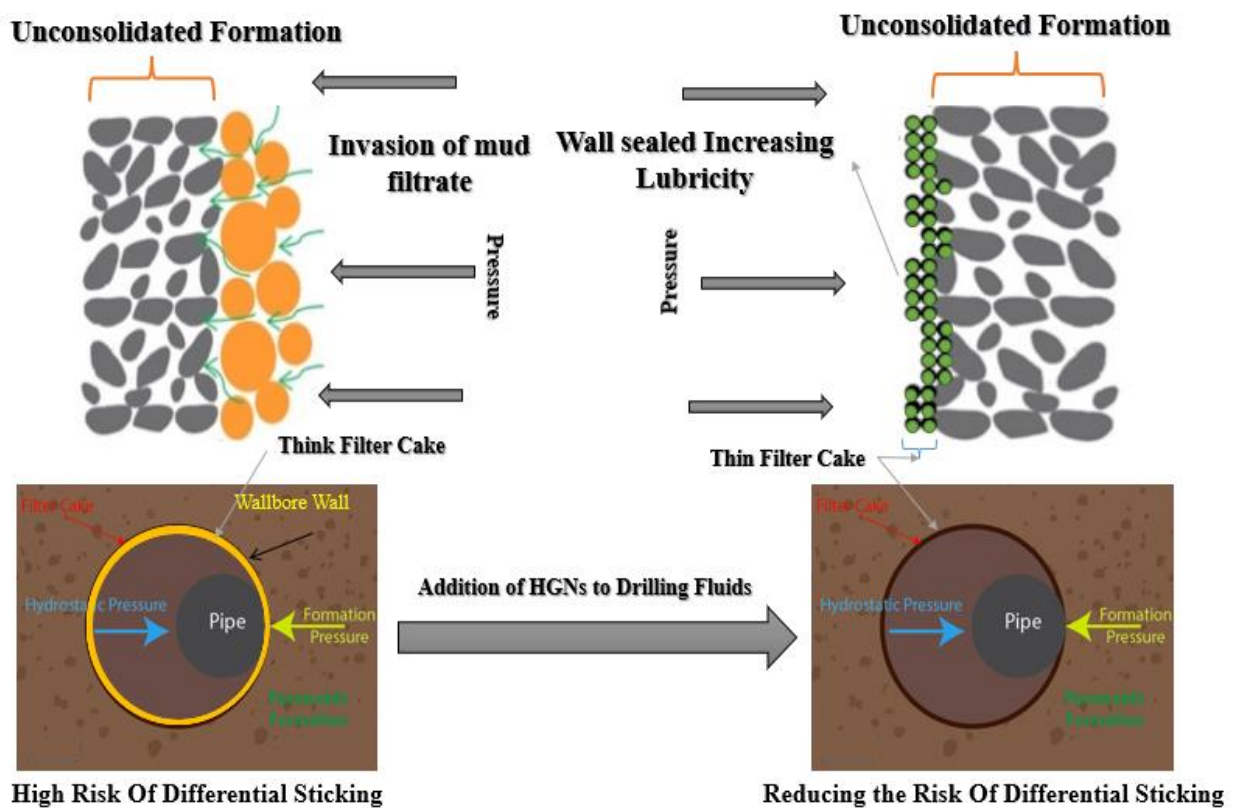


Figure 14. Mechanism of enhancing the rheology, differential sticking, and lubricity properties by the addition of hydrophilic natural Gilsonite NP.

1.2. Nano-additives in drilling fluid systems

When drilling various types of directional/horizontal wells and extended reach wells, there is usually an increase in torque and drag acting on the long drill string. The friction of the protruding parts of the drill string in contact with the rocks that make up the wellbore walls and the adhesion of the smoother lengths of drill pipe to the drill casing act together to increase the frictional force on the drill string as a whole. In addition, the drag force increases as the curvature of the wellbore increases, so torque and drag can become particularly severe in wellbores with sharp dog legs and/or short radius assembly sections. Drillstring friction against the borehole walls cannot be completely eliminated. Traditionally, it has been reduced by using oil/emulsion-based drilling fluids, although these have become less attractive options because of their negative environmental impact. In recent years, various types of LF have been used in attempts to minimize drillstring friction [43,44].

Perumalsami et al. evaluated the effect of graphene nanomaterials on the lubricity and rheological properties of drilling fluids. They compared two additives, PC60 (reaction product of glycerol and tall oil fatty acids) and graphene nanomaterials in three concentrations (1, 2 and 3 wt%) and at different temperatures (for example, 30, 60 and 90 ° C). The introduction of graphene nanoparticles improved the YP (static shear stress), PV (plastic viscosity) and FL (filtration) compared to the other samples. In WBM (Aqueous solution) the friction reduction is usually attributed to rolling effects and the formation of protective films due to the presence of graphene nanoparticles (Fig. 16a). In contrast to sliding friction, rolling friction generally does not cause chemical reactions. The spherical nanoparticles roll between the surfaces, thereby changing the sliding friction to rolling friction. Assuming that the nanoparticles physically interact with the surface, this would create a thin protective film on the surface, thereby reducing friction. However, graphene nanoparticles do not appear to significantly reduce CoF, as they appear to be ineffective in reducing friction between the solids present in the drilling fluid.

Ether molecules, when added to a water-based drilling fluid sample, act as a sliding layer and form a thick film that adsorbs to solids and surfaces (Figure 16b) [45].

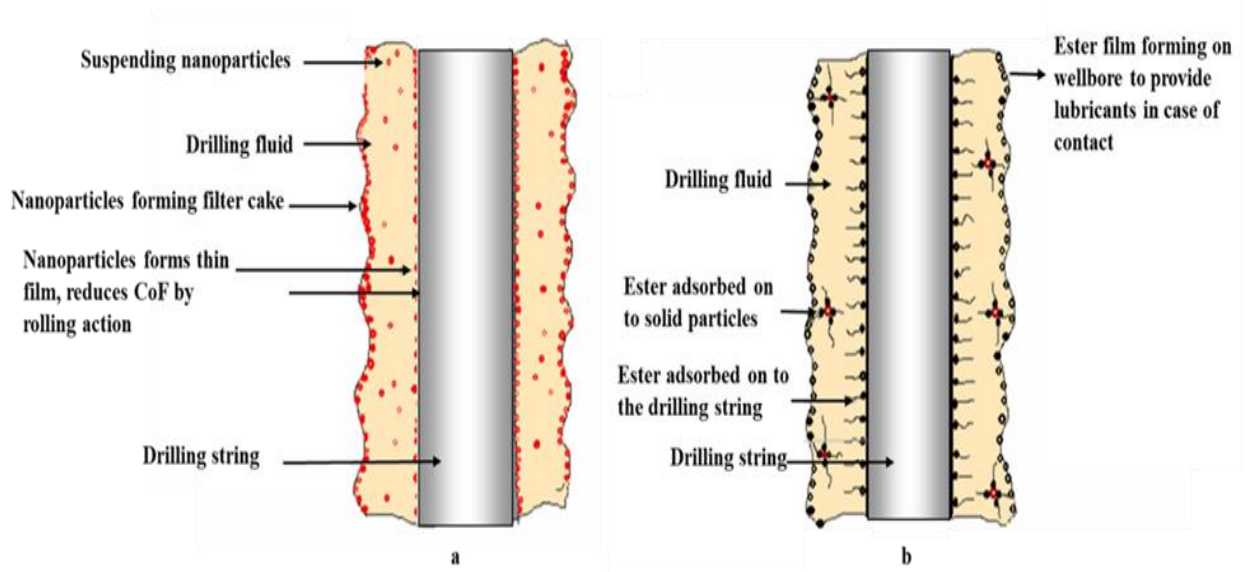


Figure 20. Diagrammatic illustration of lubrication mechanism: (a) graphene nanoparticle-based WBMs; (b) ester-based WBMs.

Bit balling occurs when drill cuttings build up on the cutting face(s) of the drill bit. When this occurs, the accumulated material absorbs some of the applied load from the drill-string, thereby reducing the weight reaching the cutting edges of the drill bit. Bit balling results in the rate-of-penetration (ROP) decreases, and wastes rig time cleaning the hole. It is also increasing the risk of stuck and/or broken drill strings, particularly when drilling gumbo shales [138,246,248]. To prevent this phenomenon and/or mitigate its impacts, the drilling fluid must form a film to inhibit cuttings adhering to the drill-string, and a range of additives have traditionally been used to achieve this [47]. Some nano-based fluids act to form hydrophobic films creating a barrier to inhibit bit balling. Very small spherical NP, such as SiO_2 NP, have the potential to create very thin layers that act as an interface as drill-string/bit to wellbore-wall interfaces [46,47]. These properties initiate improved sliding functionality to drill-strings that helps them to mitigate bit balling [246]. A field test in Myanmar used graphene NP as a friction reducer [48,49]. Addition of 3 vol.% graphene NP to water-based drilling fluid reduced reaming torque by 20% and substantially mitigated the severe bit wear that had historically been a problem when

drilling in that field. They also changed the morphology and surface properties of the metal surface, forming a self-healing frictional barrier (Fig. 21). The nano-grained coating also collects "fine powder" on the metal surface, preventing drill balling and allowing the drill to cut freely into new formations. Its low depletion rate and low dosage makes it a better product than other liquid and solid types of lubricants. Moreover, in that test, good fluid lubricity was observed at high temperatures up to 176°C. A borate ester-based nanocomposite (NC) was also added to a water-based drilling fluid. This followed successful laboratory test results that indicated up to 80% torque reduction could be achieved with 5 wt.% NC added to drilling fluid (1198.3 kg/m³), and >50% torque reduction with 5 wt.% addition to drilling fluid (1617.66 kg/m³). The field test indicated that downhole torque was reduced by 44% at a temperature of 176°C. The results of such field tests are promising, but more work is required to expand the applications of NP and NC for deployment as friction reducers and in drilling fluids [49].

1.3. Improvement the cutting transport using synthesis polymers

One of the most important issues in horizontal and directional well construction is the effective removal of cuttings from the wellbore. Ineffective wellbore cleaning leads to the accumulation of cuttings in the borehole, which causes serious problems, the elimination of which can be costly, many times exceeding the cost of measures to improve wellbore cleaning [50,51].

A drilling fluid with acceptable rheological properties (low plastic viscosity, sufficient gel strength and high yield strength) will ensure good efficiency of cuttings transportation during the whole drilling process, which can be achieved in some cases by using synthetic polymer [50].

For example, free-radical polymerization in solution was used to synthesize a quadripolymer (DMDAAC) from 2-acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid (AMPS), acrylamide (AM), sodium styrene sulfonate (SSS) and dimethyl diallyl

ammonium chloride. At a polymer concentration of 0.9 wt%, the quadripolymer system exhibits a dynamic ratio (YP/PV) of up to 0.80, much higher than that of Drispac polymer, showing that the quadripolymer has excellent shear liquefaction properties. Finally, the gel strength of the drilling fluid reflects its ability to suspend drill cuttings after the pump is turned off. Interactions between polymer molecules are responsible for the increased gel strength. As a result, a bentonite-free drilling fluid containing a quadripolymer has an excellent ability to suspend and transport drill cuttings [50].

Another synthetic polymer calls amphoteric polymer (PEX) a proven enhancement to drill cuttings transport and improved well cleanup. Under controlled thermal conditions in DMF (N,N-dimethylformamide), amphoteric polymer (PEX) was obtained by quaternizing Na₂EDTA with the quaternizing agent DPF. The 0.3 wt% PEX showed entangled structures (three-dimensional network structures) that increased flow resistance and thus viscosity. For drilling operations, a drilling fluid with a suitable viscosity is sought to improve drill cuttings transfer efficiency, which eliminates the difficulties associated with cuttings settling, such as pipe sticking and re-drilling. In addition, compared to other drilling fluids, the results showed that the PEX drilling fluid had a higher gel strength after both 10 s and 10 min. The increase in gel strength showed that PEX has great potential to improve the gel strength of water-based drilling fluids. This will prevent problems such as mechanical pipe sticking and wellbore detachment by creating and maintaining a suitable gel profile in the event of a drilling shutdown [52].

References

1. Lekomtsev A. et al. On the prediction of filtration volume of drilling fluids containing different types of nanoparticles by ELM and PSO-LSSVM based models // Petroleum. 2021.
2. Bridges Samuel., Robinson L.H. A practical handbook for drilling fluids processing. Gulf Professional, 2020.
3. Abbas M.A. et al. A critical parametric review of polymers as shale inhibitors in water-based drilling fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2021. Vol. 204. P. 108745.
4. Khunt C.P. et al. Performance assessment of vegetable oil-based minimum quantity lubrication (MQL) in drilling // Materials Today: Proceedings. Elsevier, 2021. Vol. 44. P. 341–345.
5. Hu G. et al. Life cycle assessment of low-temperature thermal desorption-based technologies for drill cuttings treatment // Journal of Hazardous Materials. Elsevier, 2021. Vol. 401. P. 123865.
6. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs // Advances in Colloid and Interface Science. Elsevier, 2020. Vol. 276. P. 102087.
7. Hossain ME A.-M.AA. Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering. Scrivener, 2015.
8. Kariman Moghaddam A. et al. Mesoscopic theoretical modeling and experimental study of rheological behavior of water-based drilling fluid containing associative synthetic polymer, bentonite, and limestone // Journal of Molecular Liquids. Elsevier, 2022. Vol. 347. P. 117950.
9. Klungtvedt K.R. et al. Preventing Drilling Fluid Induced Reservoir Formation Damage. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2021.
10. Amorim L. v. et al. EVALUATION OF THE BEHAVIOR OF BIODEGRADABLE LUBRICANTS IN THE DIFFERENTIAL STICKING COEFFICIENT OF WATER BASED DRILLING FLUIDS // Brazilian Journal of

Petroleum and Gas. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2011. Vol. 5, № 4. P. 197–207.

11. Okon A.N., Akpabio J.U., Tugwell K.W. Evaluating the locally sourced materials as fluid loss control additives in water-based drilling fluid // Heliyon. Elsevier, 2020. Vol. 6, № 5. P. e04091.

12. Kamali F., Saboori R., Sabbaghi S. Fe₃O₄-CMC nanocomposite performance evaluation as rheology modifier and fluid loss control characteristic additives in water-based drilling fluid // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2021. Vol. 205. P. 108912.

13. Siddig O., Mahmoud A.A., Elkatatny S. A review of different approaches for water-based drilling fluid filter cake removal // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2020. Vol. 192. P. 107346.

14. Akpan E.U. et al. Water-based drilling fluids for high-temperature applications and water-sensitive and dispersible shale formations // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2019. Vol. 175. P. 1028–1038.

15. Sedaghatzadeh M. et al. Experimental investigation of the application of Eucalyptus bark to prevent lost circulation in pay zones with acid dissolution capability // Petroleum. Elsevier, 2021. Vol. 7, № 2. P. 152–159.

16. Alsaba M.T., al Dushaishi M.F., Abbas A.K. A comprehensive review of nanoparticles applications in the oil and gas industry // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Springer, 2020. Vol. 10, № 4. P. 1389–1399.

17. Velimirovic M. et al. Accurate quantification of TiO₂ nanoparticles in commercial sunscreens using standard materials and orthogonal particle sizing methods for verification // Talanta. Elsevier, 2020. Vol. 215. P. 120921.

18. Dhar A., Patel A.D., Wadia S.R. The Science and Legacy of Richard Phillips Feynman. 2018.

19. Bayda S. et al. The History of Nanoscience and Nanotechnology: From Chemical–Physical Applications to Nanomedicine // Molecules. 2020. Vol. 25, № 1.

20. Wollman E.E. et al. Kilopixel array of superconducting nanowire single-photon detectors // Optics Express. The Optical Society, 2019. Vol. 27, № 24. P. 35279.
21. Bhushan I. et al. Nanotechnology in the Life Sciences Nanomaterials and Environmental Biotechnology.
22. Ko S., Huh C. Use of nanoparticles for oil production applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2019. Vol. 172. P. 97–114.
23. Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids // Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids. Elsevier, 2015.
24. Afekare D., Garino J., Rao D. Enhancing oil recovery using silica nanoparticles: Nanoscale wettability alteration effects and implications for shale oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2021. Vol. 203. P. 108897.
25. Panchal H. et al. A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery // Petroleum Research. Elsevier, 2021. Vol. 6, № 3. P. 204–212.
26. Sayyari Z. et al. Investigation of the effect of essential oil along with nanocoatings containing gums in the development of fish fillet storage time // Journal of Food Measurement and Characterization. 2021. Vol. 15, № 4. P. 3539–3552.
27. Sircar A. et al. Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery // Petroleum Research. Elsevier, 2021.
28. Mikhienkova E.I. et al. Experimental study on the influence of nanoparticles on oil-based drilling fluid properties // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2022. Vol. 208. P. 109452.
29. Srivastava V. et al. Application of manganese oxide nanoparticles synthesized via green route for improved performance of water-based drilling fluids // Applied Nanoscience (Switzerland). Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2021. Vol. 11, № 8. P. 2247–2260.
30. Sajjadian M., Sajjadian V.A., Rashidi A. Experimental evaluation of nanomaterials to improve drilling fluid properties of water-based muds HP/HT

- applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2020. Vol. 190. P. 107006.
31. Saboori R. et al. Improvement in filtration properties of water-based drilling fluid by nanocarboxymethyl cellulose/polystyrene core-shell nanocomposite // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. Springer Verlag, 2018. Vol. 8, № 2. P. 445–454.
32. Rogers B., Adams J., Pennathur S. *Nanotechnology: Understanding Small Systems*. CRC Press, 2007.
33. Liu M.S. et al. Enhancement of Thermal Conductivity with CuO for Nanofluids // *Chemical Engineering & Technology*. John Wiley & Sons, Ltd, 2006. Vol. 29, № 1. P. 72–77.
34. Singh S.K., Yadav R.P., Singh A. Molluscicides from some common medicinal plants of eastern Uttar Pradesh, India // *Journal of Applied Toxicology*. John Wiley & Sons, Ltd, 2010. Vol. 30, № 1. P. 1–7.
35. Mao H. et al. Hydrophobic associated polymer based silica nanoparticles composite with core-shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2015. Vol. 129. P. 1–14.
36. Chang X. et al. Synthesis of a novel environment-friendly filtration reducer and its application in water-based drilling fluids // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. Elsevier, 2019. Vol. 568. P. 284–293.
37. Yang X. et al. Environmental-friendly salt water mud with nano-SiO₂ in horizontal drilling for shale gas // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2017. Vol. 156. P. 408–418.
38. Li W. et al. Laboratory investigations on the effects of surfactants on rate of penetration in rotary diamond drilling // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2015. Vol. 134. P. 114–122.
39. Lescure J. et al. Development and Field Trial of a Non-Aqueous-Based Mud Lubricant // *Society of Petroleum Engineers - SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, OE 2013*. OnePetro, 2013. P. 66–79.

40. Livescu S., Craig S., Watkins T. Challenging the Industry's Understanding of the Mechanical Friction Reduction for Coiled Tubing Operations // Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2014. Vol. 1. P. 736–754.
41. Kania D. et al. A review of biolubricants in drilling fluids: Recent research, performance, and applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2015. Vol. 135. P. 177–184.
42. Pakdaman E. et al. Improving the rheology, lubricity, and differential sticking properties of water-based drilling muds at high temperatures using hydrophilic Gilsonite nanoparticles // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. Elsevier, 2019. Vol. 582. P. 123930.
43. Md. Amanullah, Ashraf M. Al-Tahini. Nano-Technology - Its Significance in Smart Fluid Development for Oil and Gas Field Application // the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium. 2009.
44. Mao H. et al. Hydrophobic associated polymer based silica nanoparticles composite with core-shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2015. Vol. 129. P. 1–14.
45. Perumalsamy J., Gupta P., Sangwai J.S. Performance evaluation of esters and graphene nanoparticles as an additives on the rheological and lubrication properties of water-based drilling mud // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2021. Vol. 204. P. 108680.
46. Addagalla A. et al. Nano-Technology Based Bridging System Helps Drilling Success in Highly Depleted Mature Fields. 2018.
47. Petro Chem Eng P.J., Yu Z. The Potential of Nanotechnology in Petroleum Industry with Focus on Drilling Fluids. 2018.
48. Rafati R. et al. Effect of nanoparticles on the modifications of drilling fluids properties: A review of recent advances // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2018. Vol. 161. P. 61–76.

49. Krishnan S., Abyat Z., Chok C. Characterization of Boron-Based Nanomaterial Enhanced Additive in Water-Based Drilling Fluids: A study on Lubricity, Drag, ROP and Fluid Loss Improvement. 2016.
50. Wang J. et al. Effect of Synthetic Quadripolymer on Rheological and Filtration Properties of Bentonite-Free Drilling Fluid at High Temperature // Crystals 2022, Vol. 12, Page 257. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2022. Vol. 12, № 2. P. 257.
51. Ahmed N., Alam M.S., Salam M.A. Experimental analysis of drilling fluid prepared by mixing iron (III) oxide nanoparticles with a KCl–Glycol–PHPA polymer-based mud used in drilling operation // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2020. Vol. 10, № 8. P. 3389–3397.
52. Adnan Hamad B. et al. A Novel Amphoteric Polymer as a Rheology Enhancer and Fluid-Loss Control Agent for Water-Based Drilling Muds at Elevated Temperatures // Cite This: ACS Omega. 2020. Vol. 5. P. 8495.