

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы				
Анализ применения пневмоударного бурения в условиях катастрофических поглощений бурового раствора				

УДК 622.223.53.06

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Козлов Дмитрий Евгеньевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально-гуманитарных наук	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения контроля и диагностики	Задорожная Т.А.	к.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностранных языков	Стрельникова А.Б.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Томск – 2018

Планируемые результаты обучения по ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Козлову Дмитрию Евгеньевичу

Тема работы:

Анализ применения пневмоударного бурения в условиях катастрофических поглощений бурового раствора	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проблема катастрофических поглощений бурового раствора, которую не удастся решить современными способами и методами предупреждения и ликвидации поглощений
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ литературных источников, касающихся ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора 2. Анализ литературных источников, касающихся технологии пневмоударного способа бурения 3. Оценка эффективности применения технологии ударно-вращательного бурения с применением пневмоударника и очистки забоя газожидкостными смесями в условиях катастрофических поглощений

	4. Анализ и подбор бурового оборудования, необходимого для реализации данной технологии 5. Обоснование и расчет параметров оборудования и распределения аэродинамических давлений при реализации пневмоударного бурения 6. Финансовый менеджмент; 7. Социальная ответственность; 8. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; 9. Выводы по работе.
Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.
Разделы, выполненные на иностранном языке	Стрельникова А.Б.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Dealing with disastrous lost of drilling mud circulation	

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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Козлов Дмитрий Евгеньевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Козлову Дмитрию Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Макашева Юлия Сергеевна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Козлов Дмитрий Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Козлов Дмитрий Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта и области его применения	<p>Объект исследования – процесс ликвидации катастрофических поглощений.</p> <p>Предмет исследования – применение ударно-вращательного способа бурения.</p> <p>Область применения – строительство вертикальных секций скважин с опережением на базе мобильной буровой установки с применением погружного пневмоударника и очистки забоя газожидкостными смесями в условиях катастрофических поглощений.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</p> <p>1.1. Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.</p> <p>1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.</p> <p>1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.</p> <p>2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.</p> <p>2.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.</p> <p>2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.</p> <p>2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.</p> <p>3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.</p> <p>3.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.</p> <p>3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.</p> <p>3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.</p>	<p>Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности):</p> <p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;</p> <p>3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</p> <p>4. Пониженная температура воздуха рабочей зоны;</p> <p>5. Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>6. Повышенный уровень вибрации;</p> <p>7. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.</p>
--	--

2. Экологическая безопасность	<p>Анализ природной среды, подвергающейся воздействию от работы буровой установки:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Земля и земельные ресурсы. • Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и <p>загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Вода и водные ресурсы. <p>Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды).</p> <p>Загрязнение бытовыми стоками.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Недра. • Воздушный бассейн. • Животный мир. <p>Оценка предполагаемого вредного воздействия</p> <p>Природоохранные мероприятия</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень наиболее опасных производственных чрезвычайных ситуаций в нефтегазовом комплексе: • Пожары • Открытые фонтаны – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Права и обязанности Работника в сфере бурения нефтяных и газовых скважин (трудовые нормы, поощрения, меры безопасности на объекте, запреты и др.)</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Козлов Дмитрий Евгеньевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Уровень образования: Магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: (весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

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)
	<i>Выполнение литературного обзора</i>	<i>50</i>
	<i>Проведение аналитического обзора</i>	<i>40</i>
	<i>Устранение недочетов в работе</i>	<i>10</i>

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Ковалев А.В.	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 147 страниц, 5 рисунков, 16 таблиц, 81 литературный источник.

Ключевые слова: катастрофические поглощения бурового раствора, пневматическое бурение, опережающее строительство секций скважины, очистка забоя скважины газожидкостные смеси, бурение с погружным пневмоударником, технология ударно-вращательного способа бурения.

Целью работы является оценка эффективности применения пневмоударного способа бурения в условиях катастрофических поглощений бурового раствора.

В процессе исследования проводились анализ и обобщение существующих способов и методов предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора. В работе рассмотрено буровое оборудование для реализации технологии ударно-вращательного бурения с очисткой забоя газожидкостными смесями.

В результате исследования выбрано оборудование на базе мобильной буровой установки с погружным пневмоударником со специальной обвязкой устья скважины, произведен расчет распределения аэродинамических давлений при реализации пневмоударного бурения.

Степень внедрения: в литературе имеется опыт проведения работ по опережающему строительству секций направлений для эксплуатационных скважин Куюмбинского нефтяного месторождения и результаты ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля на Нарыкско-Осташкинской площади Кемеровской области

Область применения: ликвидация катастрофических поглощений бурового раствора.

Магистерская диссертация выполнена в Microsoft Word, графики и рисунки сделаны с помощью программы «КОМПАС-3DV15», презентация представлена в Microsoft PowerPoint, расчеты в таблицах проводились с помощью Microsoft Excel.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

буровая установка: комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.

поглощений бурового раствора: это частичная или полная потеря циркуляции промывочной жидкости

нефтегазоводоносность: Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ППУ – погружной пневмоударник;
- ГСЖ – газожидкостные смеси;
- ГСЦ – герметизированная система циркуляции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ДВС – двигатель внутреннего сгорания;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПОЖ – пенообразующая жидкость
- АВПД – аномально высокое пластовое давление;
- АНПД – аномально низкое пластовое давление;

Оглавление

Введение	12
I. Литературный обзор	13
1. Причины катастрофических поглощений и анализ опыта их ликвидации	13
1.1. Классификация поглощений бурового раствора	14
1.2. Данные негативных последствий поглощений	15
1.3. Причины поглощения бурового раствора	17
1.4. Методы предупреждения поглощений	17
1.5. Методы ликвидации поглощений бурового раствора	19
1.6. Методы ликвидации катастрофических поглощений	29
2. Выводы по литературному обзору	40
3. Анализ геолого-технологических условий возникновения поглощений бурового раствора на Ичединском месторождении Иркутской области	42
4. Обоснование предложения по внедрению ударно-вращательного бурения с применением газообразных рабочих агентов	49
5. Газожидкостные смеси	53
6. Расчет распределения аэродинамических давлений при реализации пневмоударного бурения	60
7. Оборудование	61
7.1. Мобильные буровые установки	62
7.1. Пневмоударники	63
7.2. Компрессоры	66
7.3. Герметизированная система циркуляции	66
7.4. Блок приготовления пены	73
7.5. Блок очистки и разрушения пены	73
7.6. Блок дросселирования газожидкостной смеси	75
8. Результаты опытно-промышленных испытаний разработанных методов, технологий и оборудования	81
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	85
9.1 Структура и организационные формы работы Красноярского филиала ЗАО «ССК»	85
9.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	86

9.2.1 Составление нормативной карты.....	86
9.2.2 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	92
10 Социальная ответственность в организации при проведении буровых работ	93
Заключение	120
Список использованных источников	122
Dealing with disastrous lost of drilling mud circulation.....	130
References	145

Введение

Проблема: поглощения бурового раствора составляют до 80% общих затрат времени на ликвидацию осложнений при строительстве скважин, что ведет за собой потерю большого количества материально-технических ресурсов.

Актуальность: усовершенствование старых и разработка новых способов предупреждения поглощения бурового раствора с целью повышения эффективности скорости бурения скважины и уменьшения себестоимости проходки.

Цель работы заключается оценке эффективности применения пневмоударного способа бурения в условиях катастрофических поглощений бурового раствора.

Объектом исследования является технологический процесс ликвидации катастрофических поглощений.

Предмет исследования - применение ударно-вращательного способа бурения с очисткой забоя газожидкостными смесями.

Практическая значимость результатов магистерской работы: возможность снизить временные и финансовые затраты на ликвидацию катастрофических поглощений.

I. Литературный обзор

1. Причины катастрофических поглощений и анализ опыта их ликвидации

В процессе строительства нефтяных и газовых скважин по горно-геологическим причинам возникают нарушения технологии ведения буровых работ, называемые осложнениями (поглощения, проявления, осыпи и обвалы стенок скважины и др.). Поглощение бурового раствора является одним из самых распространенных видов осложнений при строительстве скважин, что относится как к бурению, так и к креплению скважин. Ежегодно на борьбу с данным видом осложнения затрачивается большое количество времени и материально-технических ресурсов, что, в свою очередь, приводит к повышению себестоимости проходки и снижению скорости бурения. Поглощения при бурении скважин приводят к нарушению циркуляции бурового раствора, ухудшению промывки скважины, увеличению расхода времени, материалов и реагентов на приготовление новых объемов раствора. И это все несмотря на то, что разрабатывается и применяется большое количество разнообразных способов и средств предупреждения и ликвидации поглощений как буровых, так и тампонажных растворов при бурении и цементировании скважин.

В свою очередь поглощения промывочной жидкости могут привести к более тяжелым последствиям и даже к авариям. В связи с этим, возникает острейшая необходимость изучать и понимать причины поглощений и условиях их возникновения для того, чтобы применять наиболее эффективные способы для предупреждения и ликвидации поглощений. В проектах на строительство скважин предусматриваются возможности и условия появления осложнений, разрабатываются мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Однако эти расчёты не всегда основаны на точной и достоверной информации о горно-геологических условиях бурения [1,2].

1.1. Классификация поглощений бурового раствора

Поглощение бурового раствора – это частичная или полная потеря циркуляции промывочной жидкости, которая вызвана фильтрацией бурового раствора в околоствольное пространство, т.е. в поглощающие пласты.

Поглощающие пласты обычно представлены несвязными, мелкопористыми, пористыми (песчаными и крупнообломочными), закарстованными и трещиноватыми породами. Наиболее интенсивные поглощения отмечаются чаще всего в крупнообломочных, закарстованных и трещиноватых горных породах. Глубина залегания несвязных и кавернозных пород обычно не превышает 300 м, трещиноватые же породы встречаются на любой глубине. С ростом глубины залегания пород раскрытие и густота трещин обычно снижается. С увеличением мощности пласта расстояние между трещинами растёт. Но густота трещин уменьшается при увеличении прочности пород. Таким образом, поглощение и его интенсивность зависят от пористости и проницаемости пласта.

При бурении под кондуктор и верхние промежуточные колонны ежегодно изолируются тысячи зон поглощения. Наибольшее число зон с интенсивным поглощением бурового раствора приурочено к трещиноватым породам. Трещиноватость в верхней части геологических разрезов в основном имеет отношение к тектоническому происхождению и связана с изменениями фундамента, которые передаются через толщу осадочного чехла к земной поверхности, реализуясь на дневной поверхности в виде линеаментов. Они являются поверхностным проявлением нарушения целостности верхних пластов. Наиболее часто в ландшафте отражаются разломы длительного этапа развития от юры до настоящего времени с максимальными амплитудами в нечетвертичный период их развития.

По интенсивности поглощения разделяются на следующие типы:

- частичные (расход на выходе меньше, чем на входе, но циркуляцию бурового раствора не прекращается);

- полные (полное отсутствие выхода бурового раствора на поверхность, но его уровень в скважине остается у устья);
- катастрофические (падение уровня бурового раствора в скважине).

Некоторые авторы дают другую классификацию. Они различают следующие категории поглощений: малой интенсивности (до 10-15 м³/ч), средней интенсивности (до 40-60 м³/ч) и высокоинтенсивные (более 60 м³/ч).

Рязанов в своей работе “Энциклопедия по буровым растворам” приводит следующую классификацию:

- до 0,5 м³/ч — естественная фильтрация;
- до 5 м³/ч — незначительное;
- до 10 м³/ч — слабое;
- до 20 м³/ч — сильное;
- до 40 м³/ч — полное;
- более 40 м³/ч — катастрофическое.

В настоящее время нет единой и общепризнанной классификации интервалов поглощений, которая могла бы стать общей базой для выбора рациональных способов и средств ликвидации поглощений. Существующие же на сегодняшний день классификации поглощений основываются на опыте проводки скважин на площадях и месторождениях, расположенных в различных районах бурения [2,6,7].

1.2. Данные негативных последствий поглощений

Согласно данным Н. И. Рябова поглощения бурового раствора могут составлять до 80 % общих затрат времени на ликвидацию осложнений, которые занимают достаточно большой процент в общем балансе строительства скважин. Для примера, общие затраты времени на ликвидацию осложнений в общем балансе времени строительства скважин за период 1986–1989 гг. («Нефтяная промышленность СССР») составляли от 4,0 до 12,9% при эксплуатационном и от 3,7 до 16,4% при разведочном бурении [15,16]. Сказанное подтверждается исследованиями, в которых показано, что время

ликвидации осложнений на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции в период 1971–2014 гг. составляло около 13%.

По данным С. Н. Гороновича [15], ежегодные затраты календарного времени на ликвидацию поглощений в Оренбургском УБР (ООО «ОБК») на Оренбургском и Карачаганакском месторождениях в период с 2001 по 2005 гг. составляли от 792 до 2 376 часов. По данным М. Ф. Ахметова, в период с 2006 по 2009 гг. вероятность поглощений на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» при глубоком бурении составляла 89%, а при бурении боковых стволов – 53 %. При этом средний объём поглощений промывочной жидкости находился в диапазоне 270–290 м³/скв., а уже в 2010 г. был отмечен резкий рост потерь раствора до 400 м³/скв. Согласно исследованиям В. Н. Полякова, В. Н. Сониной, Р. Ю. Кузнецова и др., на месторождениях Восточной Сибири ежегодные затраты на борьбу с поглощениями составляли 8–16 % календарного времени бурения и 5–10 % финансовых затрат на строительство скважин.

По данным авторов [16], на Харьятинском и Южно-Харьятинском месторождениях (ТПНГП) на борьбу с поглощениями затрачивалось в среднем около 10–14 % календарного времени строительства скважин.

Таким образом, поглощения являются достаточно распространённым и затратным видом осложнений, которые значительно увеличивают календарное время бурения скважин и затраты на их строительство. Поэтому, несомненно, требуется применение эффективных методов их предупреждения и ликвидации, что, естественно, будет способствовать улучшению технико-экономических показателей строительства скважин.

Большой вклад в разработку методов и технологий борьбы с поглощениями внесли отечественные исследователи: И. И. Вахромеев, С. Н. Горонович, Л. М. Ивачёв, М.А. Котяхов, В. И. Крылов, М. В. Курочкин, М. Р. Мавлютов, В. В. Мищевич, В. Н. Поляков, И. А. Сидоров, М. И. Сухенко, В. Г. Ясов и др. В работах этих исследований показаны причины поглощений, разработаны способы изучения зон поглощения, предложены расчетные модели

параметров этих зон, а также методы и технологии ликвидации, а также выполнены работы по анализу областей их эффективного применения [13,14,16].

1.3. Причины поглощения бурового раствора

Исследования по проблеме проводки скважин в поглощающих пластах проводятся с позиции гидродинамики, физико-химии и конструирования технических средств.

Поглощения бурового раствора в процессе бурения скважины возникают только при наличии двух условий. Первое – наличие в разбуриваемом разрезе пород, имеющих трещины, поры и каверны, а также высокопроницаемых пластов. И второе – это превышение гидростатического давления бурового раствора над поровым или пластовым давлением поглощающего пласта. Также поглощения могут быть вызваны колебанием гидродинамического давления в скважине в процессе различных технологических операций.

Исходя из вышесказанного, можно выделить две категории факторов, влияющих на поглощение:

- геологические факторы, которые включают в себя тип и мощность поглощающего пласта, глубину его залегания, пластовое давление и давление гидроразрыва, тип и характеристики пластовой жидкости, а также другие сопутствующие осложнения (осыпи и обвалы стенок скважины, газонефтеводопроявления, перетоки пластовых флюидов);
- технологические факторы, включающие в себя параметры технологии бурения (тип и расход промывочной жидкости), способ бурения, скорость подъема или спуска бурильной колонны, техническая оснащенность и организация процесса бурения [12,17].

1.4. Методы предупреждения поглощений

На сегодняшний день способы борьбы с поглощениями можно разделить на две технологически различающиеся категории: это предупреждение поглощений, когда поглощения еще не открылись, либо они

незначительны, и методы предупреждения помогут их устранить, и их ликвидация, когда поглощения имеют значительную интенсивность вплоть до полной потери циркуляции.

Лучшим средством борьбы с поглощением бурового раствора является его предупреждение. Для предупреждения поглощений на основании многолетнего отечественного и зарубежного опыта разработаны следующие рекомендации. Для предупреждения поглощений используют такие методы как понижение гидростатического и гидродинамического давлений. Мероприятия предупреждения осложнения путем снижения гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины.

Снижения гидростатического давления добиваются путем понижения плотности промывочной жидкости, находящейся в скважине, либо применением облегченных буровых растворов. К облегченным буровым растворам пены, туманы, аэрированные жидкости, а также газообразные агенты, при которых производится пневматическое бурение.

При циркуляции бурового раствора давление, которое он оказывает на забой и стенки скважины, складывается из гидростатического давления, создаваемого столбом бурового раствора, и давления на преодоление гидравлических сопротивлений при его движении в кольцевом пространстве. Сумму гидростатического давления и потерь давления в кольцевом пространстве называют гидродинамическим давлением. Гидродинамические давления связаны с динамическими факторами при проведении различных технологических операций. Для их регулирования или снижения на основании отечественного и зарубежного опыта разработаны следующие рекомендации:

- регулирование свойств бурового раствора (структурно-механических, реологических, триботехнических и других);
- регулирование скорости восходящего потока путем контроля расхода бурового раствора;

- регулирование технологических операций, проводимых в скважине (ограничение скорости спуско-подъемных операций, проведение промежуточных промывок, регулирование способов проработки);
- определение оптимального зазора между бурильными трубами, КНБК и стенками скважины, за счет чего уменьшается перепад давления в затрубном пространстве;
- предотвращения образования сальников;
- уменьшение скачка давления при начале циркуляции (расхаживание и вращение колонны перед пуском насосов, плавное восстановление циркуляции);
- бурение отдельных интервалов роторным способом;
- изменение конструкции скважины в целях избежания воздействия утяжеленного раствора на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Изменения гидродинамического давления, особенно резкие, могут привести к возникновению серьёзных осложнений в скважине: поглощению бурового раствора, осыпям и обвалам горных пород, флюидопроявлениям[13,17].

Из вышеприведенных рекомендаций можно сделать вывод, что величину гидродинамического давления можно минимизировать путем разработки рациональных конструкций скважины и компоновки бурильного инструмента, подборов режима бурения и многими другими способами. Однако, на практике данные методики не нашли массового применения.

1.5. Методы ликвидации поглощений бурового раствора

К способам ликвидации поглощений можно отнести следующие пять методов:

1. намыв наполнителей;
2. закачка тампонирующих смесей;
3. установка перекрывающих устройств;

4. спуск секций обсадных колонн;
5. физическое и электрохимическое воздействие на поглощающие пласты (замораживание, электрохимическая обработка, взрыв у зоны поглощения).

Технологию проведения, достоинства и недостатки этих методов будут рассмотрены далее.

Также в практике бурения при частичных и катастрофических поглощениях используют способ бурения без выхода бурового раствора, либо с его частичной потерей с последующим спуском обсадной колонны. Данный способ влечет за собой огромные затраты финансовых и материальных средств и большой риск возникновения осложнений и аварий.

Теоретическим и экспериментальным исследованиям причин поглощений, их геологической сущности, определению типа, параметров и характеристик поглощающего пласта, разработке способов и методов для борьбы с поглощениями посвящено огромное количество работ как отечественных, так и зарубежных исследователей. В связи недостаточной взаимосвязи между этими отдельными исследованиями эффективности борьбы с поглощениями остается на низком уровне. Поэтому для успешного решения проблемы проводки скважин в поглощающих пластах необходимо комплексное решение рассматриваемой проблемы, которое включает в себя гидродинамические исследования поглощающего пласта с целью определения его параметров, применение технических средств и технологических способов, соответствующим характеристикам поглощающего пласта.

Как уже было сказано выше, поглощения буровых и тампонажных растворов происходят из-за наличия поглощающих проницаемых пластов и движущей силы от действия перепада давления в системе «скважина–пласт». При этом перепад давления (дифференциальное давление) обусловлен разницей между суммой гидростатического и гидродинамического давлений в скважине и величиной пластового давления.

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности рекомендуют величины превышения гидростатического давления над пластовым за счёт коэффициента аномальности при глубинах скважин до 1200 м включительно и более. Однако, согласно ряду исследователей (Горонович С. Н., Сидоров Н. А., Шевцов В. Д.) и накопленному опыту проходки поглощающих интервалов установлено, что эти величины завышены, и можно использовать более меньшие значения. Шевцов В. Д. в своей работе предложил формулу определения минимального значения плотности промывочной жидкости исходя из условия, что давление в скважине при проведение подъема инструмента не должно уменьшаться ниже отметки значения пластового давления. При этом формула учитывает пластовое давление, глубину залегания пласта, реологические свойства раствора, величины кольцевого зазора и режима подъёма инструмента. Однако, указанная формула не учитывает количественных характеристик поглощающего пласта (например, пористость, трещиноватость, проницаемость). Именно поэтому, а также многообразие горно-геологических условий различных площадей и месторождений, не позволили найти разработанной формуле широкого применения в практике бурения [10,11].

Вопросами определения гидростатического давления в поглощающем интервале, которое включает в себя вопросы потери давления в затрубном, пространстве посвящены работы многих исследователей (Б. И. Есьман, А. К. Козодой, Б. И. Мительман, П. Ф. Осипов и др.).

Зависимости, полученные этими авторами, позволяют в определённом диапазоне регулировать параметры свойств и расход бурового раствора и геометрию затрубного пространства с целью уменьшения потерь давления при прохождении поглощающего интервала.

Теоретически вопросы определения значений гидродинамических давлений в процессе СПО рассмотрены во многих работах отечественных исследователей (Д. А. Голубев, Н. А. Гукасов, В. Н. Поляков и др.). Однако полученные расчётные зависимости не учитывают ряд факторов, в частности,

влияние количественной характеристики проницаемой зоны на изменение гидродинамического давления при спуске инструмента в скважину. Для решения этих вопросов институт «Гипровостокнефть» с помощью глубинных манометров измерял гидродинамические давления при выполнении различных технологических операций в бурящейся скважине. Проведённые институтом «Гипровостокнефть» исследования позволили установить корреляционную зависимость величины гидродинамического давления от значения скорости спуска бурильного инструмента как в обсаженном участке скважины, так и в открытом стволе.

Результаты этих исследований были использованы при формировании отдельных положений регламента по ликвидации поглощений бурового раствора и корректировки его в части минимизации репрессии при вскрытии и прохождении этих зон на площадях ОАО «Самаранефтегаз».

По данным М. Ф. Ахметова, на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» (за 2006-2009 гг.) с помощью глубинных манометров, смонтированных в скважине, было установлено, что 44 % поглощений произошло по геологическим причинам и 56 % – при выполнении технологических операций. При этом в результате исследований им установлено, что наибольшие скачки давления возникают во время спуска долота в призабойной зоне пласта при циркулирующем растворе. Запуск насосов, спуск бурильной колонны (при отсутствии циркуляции), по данным М. Ф. Ахметова, оказывают меньшее влияние на риск возникновения поглощения, чем считалось ранее.

Опыт бурения в поглощающих интервалах показывает, что процессы, сопровождающие поглощение, не отражают истинной структуры и характеристики пласта (проницаемость, трещиноватость, раскрытость каналов, их пространственная ориентация). Например, в процессе бурения скважины в разрезе присутствуют зоны со значительными «провалами» инструмента (1–2 м), в результате происходит потеря циркуляции, но, при дальнейшем углублении с использованием кольматирующих материалов зона поглощения постепенно кольматируется циркуляция восстанавливается полностью. В

других случаях при наличии незначительного «провалом» бурильного инструмента (0,3–0,5 м) также наблюдается потери циркуляции, но комплекс мероприятий по восстановлению циркуляции методом кольматации уже не приносит своих результатов, и даже изоляция поглощающего горизонта с использованием тампонажных смесей (как малоподвижных нетвердеющих так и твердеющих), а также «мягких» тампонов не помогла решить эту проблему. Данные примеры были отмечены на Харьягинском, Южно-Харьягинском и Усинском месторождениях. Они свидетельствуют о сложной тектонической структуре зоны поглощения, причём, с индивидуальной вариацией в стволе каждой скважины, что из-за многообразия горно-геологических условий бурения указывает на невозможность использования однотипных (традиционных) способов борьбы с поглощениями на различных площадях и месторождениях. Поэтому при выборе метода ликвидации поглощения на любой скважине, в том числе и соседней, следует подходить с обязательным учётом конкретных горно-геологических характеристик разреза и поглощающего пласта.

На основании современного опыта считается, что, в основном, катастрофические поглощения бурового раствора возникают при разбурировании карбонатных пород, обладающих естественной кавернозностью и трещиноватостью, при которой образуется разветвленная сеть наклонных и вертикальных трещин большой длины и раскрытости. При этом в интервале поглощающего пласта трещины и каверны могут варьироваться от крупных (более 100 мм) до мелких (менее 5 мм) размеров.

Как уже отмечалось выше, на данный момент проведено уже достаточно большое количество исследований (предупреждения и ликвидации поглощений) с целью определения эффективных способов и методов предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора. Существующие в настоящее время методы борьбы с поглощениями можно разделить на две категории:

- профилактические мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора в процессе бурения без остановки процесса углубления скважины (например, кольматация);

- специальные методы ликвидации полных поглощений бурового раствора, выполняемые с остановкой процесса углубления скважины (например, закачка в зону тампонов, различных паст, изоляционные работы, установка цементных мостов, хвостовиков, перекрывателей).

В основе профилактических мероприятий по предупреждению и ликвидации зон поглощений при бурении скважин лежит процесс закупоривания (кольматации) трещин при минимальной репрессии на поглощающий пласт. В качестве кольматирующего вещества могут выступать либо твердые частицы (выбуренная порода), находящиеся в буровом растворе, либо введенные в него инертные кольматирующие добавки с целью усиления кольматационного процесса.

Эффективность использования кольматационного метода зависит от соотношения величины раскрытости трещин и размеров кольматирующего вещества, т.е. его фракционного состава, а также зависит от величины репрессии на поглощающий пласт.

Не смотря на значительный объем исследований процесса влияния твердой фазы буровых растворов на поровое пространство проницаемых пород, мнения ученых весьма противоречивы.

Ф. И. Котяхов в своих экспериментах, проводимых на образцах прессованного песка, установил, что глинистые частицы проникают в поровые канал смоделированного коллектора на глубину примерно 45 см. Данные выводы актуальны только для проницаемости от сотен до тысяч миллидарси. С другой стороны, данные глинистые частицы должны образовывать на стенках скважины фильтрационную корку, которая затрудняет проникновение в поровые каналы.

Исследования же Роджерса В. Ф. указывают на то, что проникновение глинистых частиц на несколько сантиметров возможно даже при

проницаемости до двухсот миллидарси и незначительной репрессии на образец (до 0,7 МПа).

Таким образом, можно сделать вывод, что породы с пористостью от сотен до тысяч миллидарси можно закупоривать регулированием таких параметров бурового раствора, как фильтрация, вязкость и плотность. Потери бурового раствора в данном случае происходят за счёт фильтрации жидкой фазы в околоствольное пространство.

С. Н. Горонович указывает о возможности использования для ликвидации поглощений с интенсивностью до 5 м³/час гидродинамической кольматации. Гидродинамическая кольматация осуществляется с целью формирования кольматационного слоя с низкими фильтрационными характеристиками за счёт проникновения твёрдой фазы бурового раствора на 2–3 мм в поровое пространство и до 30 мм – в трещины, а также уплотнения глинистой корки. Например, струйная кольматация позволила снизить гидравлическую связь ствола скважины с пластами различной литологии.

Данный метод кольматации осуществляется при содержании твердой фазы более 20 %. Если содержание твердой фазы в буровом растворе не достигает данного значения, то в буровой раствора рекомендуется добавлять кольматирующие наполнители в количестве от 0,5 до 1,5 от общей массы. Например, в своей работе Горонович предлагается использовать наполнитель из набухающего материала на основе композиционных материалов, а Роджерс рекомендует использовать выбуренный шлам с различных фракционным составом при бурения в карбонатных породах.

Таким образом, на первый взгляд может показаться, что в большинстве случаев можно добиться положительного эффекта по предупреждению и ликвидации поглощения путем кольматации данной зоны в процессе бурения при использовании гетерогенных систем, включающих в себя наполнители различных размеров и форм. Но на практике подбор кольматирующих материалов и их фракционного состава ограничивается типом применяемого бурового оборудования, т.к. данные наполнители должны прокачиваться

буровыми насосами и проходить через фильтр, забойный двигатель и насадки долота.

Практическое применение физико-химических методов кольматации проницаемых пород на площадях Оренбургской области показало, что этот способ может быть эффективно применен для борьбы с поглощениями. В данный момент разработаны различные физико-химические способы кольматации проницаемых пород, которые направлены на ограничение гидравлической связи этих проницаемых пород со открытым стволом скважины. Эффективность изоляции проницаемых пластов зависит от типа горных пород, размера каналов трещин и пор, структуры этих каналов, состава и свойств кольматанта и результата его взаимодействия с породой и пластовым флюидом, поэтому многообразие горно-геологических условий может значительно осложнить повсеместное и массовое применение физико-химических методов кольматации.

Горонович в своей работе показал, что применение физико-химических методов кольматации карбонатных пород может привести к непроницаемости стенок скважины и возможности ведения бурения с депрессией на закупоренный пласт. Величина открытой пористости на изучаемых объектах варьировалась от 10,4 до 18,6 %, а абсолютная проницаемость – от 0,91 до $41,6 \cdot 10^{-15}$ м². Исследование структуры порового пространства методом ртутной порометрии показало, что в основном размеры пор составляют 10–20 мкм и 0,05–0,10 мкм. Исходя из этого, был выбран способ химической кольматации истинными растворами, которые при взаимодействии с карбонатной породой скелета коллектора образуются осадки в порах, а при наличии трещин – дополнительно высокомолекулярные соединения, обладающие вяжущими свойствами. Химической реакцией для кольматирования карбонатных пород С.Н. Гороновичем была выбрана реакция взаимодействия раствора кислых солей с карбонатом кальция, которая должна обеспечить необходимое осадкообразование для закупорки поровых каналов. Лабораторные исследования и промысловые испытания показали, что полученные

коэффициенты заполнения порового пространства при прокачке необходимых объёмов кольматанта позволяют достичь при депрессии до 12 МПа необходимой величины снижения проницаемости и рекомендовать данные составы в качестве кольматантов карбонатных коллекторов. Глубина закольматированного слоя карбонатной породы в скважине не превышала 0,150–0,180 м, что позволяет с помощью перфорации восстановить связь с продуктивным пластом для вовлечения его в разработку. Технология химической кольматации газоносных карбонатных коллекторов мощностью 5–38 м испытывалась при бурении скважин на Оренбургском НГКМ [15]. Кольматацию карбонатных газоносных коллекторов осуществляли в течение 6–8 часов при избыточном давлении на устье от 10,5 до 12,5 МПа, объём кольматанта составлял 1,5–2,8 м³. После кольматации бурение осуществлялось при депрессии на пласт от 0,62 до 6,6 МПа. При этом газопоказания при бурении составляли от 0,3 до 1,5 %.

Для кольматации терригенных поровых коллекторов С. Н. Гороновичем был предложен двухрастворный метод химической кольматации. Суть этого метода заключается в том, что при взаимодействии закачиваемых растворов электролитов с пластовыми водами, содержащими соли двухвалентных металлов, происходит химическая реакция. Первым закачиваемый раствор представляет собой жидкое стеклоплотность

Данный метод основан на реакции взаимодействия закачиваемых растворов электролитов с пластовыми водами, содержащими соли двухвалентных металлов, и между собой в среде терригенного коллектора. В качестве первого раствора используется раствор жидкого стекла плотностью от 1 120 до 1 140 кг/м³ и пластической вязкостью от $15 \cdot 10^{-4}$ до $20 \cdot 10^{-4}$ Па·с, а второй раствор представляет собой сернокислый алюминий. Лабораторные исследования по определению эффективности химической кольматации терригенного коллектора, представленного песчаником, показали, что данный способ может обеспечить давление начала фильтрации керосина (декольматации) в пределах от 5,5 до 7,0 МПа. Но при промысловых

испытаниях данным способом декольматация водоносного пласта не была достигнута даже при создании депрессии 25 МПа.

В работе [22] для снижения проницаемости пород предлагается использовать шламовый калибратор, разработанный в ОАО «СевКавНИПИгаз» и представляющий собой стальной переводник со специальными стальными выступами сложного профиля. В процессе бурения данный калибратор улавливает из восходящего потока бурового раствора крупные частицы выбуренной породы, раздавливает их на стенках скважины и затирает в поры и трещины на глубины 10–15 мм, снижая при этом проницаемость горной породы.

Промысловые испытания калибратора проводились на месторождениях ПО «Кавказтрансгаз» и «Приполярбурггаз».

В теории существует метод замораживания зон поглощения, которые не нашел своего широкого применения в практической деятельности. Сущность метода заключается в подаче в скважину хладагента, например жидкого азота, который замораживает стенки скважины на определённую глубину, образуя вокруг ствола непроницаемый водогрунтовый цилиндр. Если время оттаивания ледогрунтового цилиндра окажется недостаточным для углубления или крепления скважины, то можно многократно замораживать одну и ту же зону поглощения. Транспортировать хладагент до зоны поглощения можно с помощью специальных устройств. Недостатки такого метода очевидны: огромные затраты времени на многократную заморозку зоны поглощения.

Для борьбы с поглощениями в кавернозных и трещиноватых пластах взрывают торпеды. Величина заряда взрывчатого вещества и размер торпеды определяются интенсивностью поглощения и мощностью пласта. При взрыве происходит смыкание трещин вследствие бокового скола, уплотнения пород и закупоривания трещин разрушенной породой. Некоторые источники (Каменских С.В.) утверждают, что взрыв в тампонирующей среде в зоне поглощения приводит к ещё большей эффективности изоляционных работ и повышает закупоривающие свойства смесей. Но информация о практических

применениях данного метода отсутствует. Этот метод ограничивается применимостью только в трещиноватых породах, при взрыве в которых может произойти разрушение ствола скважины.

1.6. Методы ликвидации катастрофических поглощений

В настоящее время накоплен огромный опыт борьбы с катастрофическими поглощениями бурового раствора с приостановкой процесса бурения скважины.

В данный момент все известные методы ликвидации зон катастрофических поглощений условно можно разделить на три основные группы:

- намыв наполнителей;
- закачивание различных тампонажных и полимерных смесей и паст;
- установка перекрывающих труб (хвостовиков и профильных перекрывателей) [9,10].

По данным М. В. Курочкина закупорка каналов трещин наполнителями используется в 90 % случаев при ликвидации поглощений буровых растворов как в России, так и за рубежом.

Намыв наполнителей используется при ликвидации катастрофических поглощений с целью их полного устранения, либо снижения интенсивности поглощения. Суть этого способа, как и при ликвидации малоинтенсивных поглощений, заключается в закупоривании пор и трещин поглощающих пластов различными по форме и фракционному составу материалами, которые заранее добавляют в буровой раствора и с помощью него доставляют в зону поглощения. Подбор фракционного состава наполнителей производят исходя из размеров пор и трещин. Однако определение размеров пор, трещин и каверн, несомненно, представляет собой значительные трудности, поэтому выбор размера и вида наполнителей на практике носит субъективный характер.

В России разработаны и применяются различные наполнители, которые повышают закупоривающую способность раствора и способствуют уменьшению расхода раствора и материалов, его составляющих. В

отечественной практики в качестве наполнителей используют отходы промышленного производства. Наилучшие результаты наблюдаются при применении наполнителей различных видов: волокнистых (древесные опилки, асбест, куриные перья, кордное волокно и др.), зернистых (ореховая скорлупа, керамзит, гравий, песок и др.) и чешуйчато-пластинчатых (рыбья чешуя, целлофановая стружка, подсолнечная лузга и др.).

За рубежом около 60 фирм изготавливают более 500 наименований наполнителей различных типов и фракционных составов. Все эти наименования представляют собой композиции различных материалов, использование которых по мнению всех исследователей и производственных работников намного лучше решает проблему, чем использование только одного вида материала.

Эффективность использования наполнителей зависит от оптимально подобранного фракционного состава, формы, жесткости и плотности частиц.

Намыв наполнителей является длительным процессом, при котором раствора закачивается непрерывно (вплоть не нескольких суток) при постоянном вводе в него наполнителя.

Не смотря на значительный опыт использования наполнителей при ликвидации поглощений, в настоящее время существует ещё много нерешённых проблем. Например, какое-то время наполнители вводились в циркулирующий буровой раствор в небольших концентрациях. Впоследствии наметилась тенденция к повышению содержания закупоривающих веществ в растворе, т. к. согласно данным В. П. Нефёдова и Л. В. Виноградовой, некоторые добавки, дающие плохие результаты при малой концентрации, показывали большую эффективность при увеличении концентрации.

Но, как и при ликвидации неполных поглощений, борьба с катастрофическими поглощениями с помощью ввода наполнителей еще реже дает положительный результат. И остается та же проблема подбора кольматирующих материалов и их фракционного состава исходя из применяемого бурового оборудования.

При ликвидации полных поглощениях промывочной жидкости практикуют применение тампонов типа «мягких» пробок, представляющие собой концентрированную тестообразную массу различных наполнителей, смешанных с глинистым или цементным раствором, которая продавливается буровыми насосами в зону поглощения. Содержание наполнителей в растворе достигает 150 кг на 1 кубометр. Минимальный требующийся объем тампона составляет 5 кубометров, а в некоторых случаях, зависящих от мощности пласта, необходимо и 50 м³.

Достоинствами способа намыва наполнителей являются простота осуществления и применение дешевых распространенных материалов. Но данный способ имеет существенные недостатки, которые значительно понижают рентабельность его применения:

- большие затраты времени и связанные с ним финансовые потери;
- ограниченность применения крупноразмерных материалов исходя из применяемого бурового оборудования;
- низкое содержание наполнителя в тампонах типа «мягких» пробок (6-15%);
- возможность образования пробок в местах сужения бурильных труб вследствие неоднородности получаемых тампонажных смесей и невозможности контроля и регулирования содержания наполнителей в процессе намыва.

Предложенная институтом «Гипровостокнефть» идея применения автобетоносмесителя для приготовления твердеющих и нетвердеющих тампонажных смесей и автобетононасоса для прокачки этих смесей в зону поглощения позволяет увеличить содержание наполнителей в тампонажных смесях до 350% массы от объема жидкости-носителя и их размер до 40 мм. Однако применение дополнительной спецтехники, несомненно, будет способствовать значительному росту как временных, так и материальных затрат. Кроме этого, для применения этой спецтехники требуется наличие

развитой инфраструктуры с целью её своевременной доставки на буровую, а при поисково-разведочном бурении в большинстве случаев это затруднительно из-за отсутствия дорог.

«БашНИПИнефть» в своей практике использует тампоносмеситель вместительностью 17 м³ и тампононасос (на базе бетононасоса) для прокачки тампонов типа «мягких» пробок для намыва «мягких» наполнителей с содержанием их не более 15–20 % мас. Но при данном способе устраняются поглощения только средней интенсивности.

Способов ликвидации поглощений закачиванием тампонажных смесей заключается в изоляции пор и трещин поглощающих пластов загустевающими или твердеющими тампонажными смесями. В большинстве случаев тампонажные смеси приготавливают на поверхности и продавливаются в зону поглощения буровыми насосами или цементирующими агрегатами. Для задавливания приготовленной смеси в пласт необходимо закрыть превентор либо на конце бурильных труб установить пакер. Успех данной операции зависит от правильно подобранного состава тампонажной смеси и грамотного расчета доставки ее в зону поглощения.

Из имевшейся практики ВНИИБТ проведения изоляционных работ во многих нефтяных районах России следует отметить высокие результаты по ликвидации поглощений во время бурения скважин под спуск кондукторов и промежуточных колонн при использовании следующих тампонажных составов.

1. Тампонажный состав Тиксотропик. Его основное преимущество — короткие сроки начала структурообразования, что обеспечивает составу более высокую закупоривающую способность при ликвидации поглощений, исключает возникновение перетоков жидкости в затрубном пространстве после окончания продавки тампонажного раствора за колонной кондуктора. Технологически удобный для применения состав — тампонажный раствор + водонабухающий полимер (ВНП) марки АК-639, изготавливаемый Саратовским ООО «Акрипол».

2. Глинопласт. Состав предназначен для создания блокирующего буфера в приствольной части скважины для предотвращения глубокого проникновения тампонажного раствора, закачиваемого вслед за ним.

Закупоривающая способность состава обусловлена вводом в глинистый раствор полимеров, придающих глинистому раствору высокие упругопластичные свойства и гидрофобность. Состав содержит полиоксиэтилен, водонабухающий полимер АК-639, полые стеклосферы, углещелочной реагент [20]. Тампонажный состав имеет повышенную концентрацию дисперсной фазы за счет отбора воды АК-639 и пониженную плотность после ввода стеклосфер.

3. Тампонажный раствор с высокой водоотдачей (ТРВВ) эффективен при ликвидации поглощений высокой интенсивности в крупнотрещиноватых породах. Основные компоненты: тампонажный раствор с В/Ц порядка 1,0 и необработанный химреагентами глинистый раствор, максимально насыщенные наполнителями. Перекрытие поглощающих каналов происходит при первом же контакте с породой за счет мгновенной водоотдачи. Для усиления эффекта в состав рекомендуется вводить флокулянты. Растворы закачиваются в скважину одновременно в соотношении по объему 1:1.

В настоящее время разработано большое количество тампонажных смесей и паст для изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях. С ними можно ознакомиться в работах С. В. Каменских и В. И. Крылова.

Помимо традиционно используемых кольматантов, специалистами ГК «Миррико» разработан водопоглощающий полимер «Seurvey R» на основе частично гидролизованного полиакриламида, который используется при значительных поглощениях бурового раствора для приготовления тампонирующих составов. Изолирующие свойства таких тампонирующих составов основаны на их способности поглощать воду или водные растворы и удерживать их в своей структуре даже при воздействии определенных давлений, при этом происходит увеличение объема частиц полимера, за счет

чего последние удерживаются в объеме пор и блокируют их. Технология наиболее применима в трещиноватых (карбонатных) или терригенных коллекторах с катастрофическим поглощением (от 2 м³/ч при циркуляции жидкости до условия без выхода циркуляции).

Сущность применения таких водопоглощающих тампонирующих составов заключается в том, что при попадании данного тампонирующего состава в проницаемую часть пласта происходит замещение углеводородной основы буровым раствором на водной основе или водой и быстрое набухание полимерных частиц.

В качестве альтернативы технологий тампонирования зон поглощений на основе цемента, глинистых растворов и гипса специалистами ГК «Миррико» разработана технология полимерного сшиваемого состава (ПСС) на основе макро-молекулярных соединений, набирающих прочность с течением времени и образующих непроницаемые барьеры, предотвращающие поглощения бурового раствора при бурении скважин.

Для повышения качества изоляции поглощающих горизонтов рекомендуется использовать вихревые устройства, которые позволяют создать эффект закрученных потоков тампонажных смесей при цементировании. Закрутка потока тампонажной смеси осуществляется благодаря тангенциальным каналам, имеющимся в корпусе устройства, по которым жидкая смесь поступает в кольцевое пространство. При интенсивном вращении под воздействием центробежной силы происходит сгущение тампонажной смеси в периферийной области кольцевого пространства. Устройство, формируя вращающийся поток жидкости, создаёт дополнительное избыточное давление на стенки скважины, что способствует фронтальному и более равномерному поступлению смеси в поглощающий пласт, а также более эффективному замещению бурового раствора цементом. На сегодняшний день разработано достаточно большое количество разнообразных конструкций вихревых устройств (разработки специалистов ВНИИБТ, Уфимского университета и др.). Не смотря на простоту конструкции и малую стоимость,

вихревые переводники не нашли повсеместного и массового применения из-за ограниченности области применения. Например, использование вихревого переводника на Харьягинском и Южно-Харьягинском месторождениях при ликвидации поглощений не принесло положительного результата.

Работы ряда исследователей показывают, что для эффективной изоляции поглощающего пласта следует использовать тампонажные смеси, обладающие дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкостью, увеличивающейся при высоких скоростях сдвига. Данные свойства присутствуют у вязкоупругих жидкостей.

К тампонирующим смесям предъявляются следующие требования:

а) смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять это свойство в течение времени, необходимого для закачки и продавливания ее в каналы поглощающего пласта;

б) удельный вес смеси должен быть близким к удельному весу бурового раствора, с тем чтобы в меньшей степени нарушать равновесие в системе скважина — пласт;

в) сроки схватывания смеси должны легко регулироваться, начало схватывания смеси должно превышать время, необходимое для проведения операций по закачиванию ее в пласт, на 5... 10 %, но не менее чем на 10 мин;

г) тампонирующая смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении, имеющих место в скважине;

д) тампонирующая смесь должна быть устойчивой к разбавлению пластовыми водами, иметь высокие значения структурно-механических свойств;

е) после закачивания в зону поглощения смесь должна быстро схватываться и приобретать за короткий срок достаточную прочность.

Подобрать смесь, которая полностью отвечала бы всем вышеперечисленным требованиям, очень трудно.

Для изоляции зон высокоинтенсивных поглощений в настоящее время используют специальные смеси: глинолатексную и соляробентонитовую смеси,

цементно-глинистую, метасоцементную, гипаноцементную, полимерцементную пасты и другие. Однако различие горно-геологических характеристик затрудняет их повсеместное использование.

Для эффективной изоляции зоны поглощения хорошо подходят смеси с относительно высокими структурно-механическими свойствами, такие как метасоцементная и гидролизованная полиакриламидцементная пасты. Данные пасты получают путём впрыскивания раствора метаса или полиакриламида в цементную суспензию. При этом они обладают высокими структурно-механическими свойствами, но их пластическая прочность варьируется от 1,5 до 5,5 килопаскалей. Это связано с тем, что регулирование соотношения раствора метаса или полиакриламида в цементной суспензии скоростями подачи цементируемых агрегатов не является точным. Также заданных характеристик не достигается из-за низкой степени перемешивания в потоке при методе впрыска. Поэтому получить заданную пластическую прочность практически невозможно. Другими недостатками этих паст являются высокая плотность и низкая кольматирующая способность.

ОАО «Гипровостокнефть» разработало тампонажные смеси на основе полимеров и сшивателей. Подобную смесь успешно применяло ООО БСК «Ринако» при ликвидации частичных поглощений на Усинском месторождении. Однако при ликвидации полных поглощений на Усинском, Ярегском месторождении Лыяельской площади положительного эффекта достичь не удалось. В состав смеси ООО БК «Ринако» входили: буферно-полимерная смесь, фибра базальтовая, хромкалиевые квасцы (сшиватель) и ПАВ.

В настоящее время разработаны рецептуры получения и технологии приготовления гелевых систем как с использованием наполнителей, так и без них. Для приготовления и прокачки гелевых систем с наполнителями требуется использование автобетонокомплекса, что влечет за собой дополнительные временные и материальные затраты. Без использования наполнителей данные системы могут быть приготовлены и прокачаны с помощью цементируемых

агрегатов, однако, из-за многообразия горно-геологических условий эти системы не нашли широкого и массового применения. Также тампонажные смеси на основе полимеров (гели) могут применяться как буферные жидкости, которые прокачивают перед твердеющими смесями.

Некоторые исследователи рекомендуют использовать совместно цементные растворы с буферными тампонами. При этом выбор свойств буферных тампонов определяется типом коллектора поглощающего пласта, что значительно затрудняет их повсеместное использование из-за многообразия геологических характеристик горных пород различных площадей и месторождений.

Работы «БашНИПИнефть» и «ВолгоУралНИПИгаз» показали, что перспективным направлением ликвидации катастрофических поглощений является использование предполимеров полиуретанового ряда, способных к быстрому отверждению при смешении с водой.

В целом, использование тампонажных растворов, смесей и паст способствовало в ряде случаев ликвидации катастрофических поглощений. Однако этот способ имеет ряд существенных недостатков:

1. Используемые тампонажные смеси и пасты проникают в первую очередь в высокопроницаемые каналы поглощающего пласта, а низкопроницаемые поры и трещины остаются не изолированными, по которым в дальнейшем возможно поглощение.

2. Под действием сил гравитации тампонажные смеси и пасты в период затвердевания занимают донное положение в трещинах и порах пласта, в результате чего полной изоляции поглощающего пласта не происходит.

3. Значительные затраты времени (приготовление смеси, её закачка, ожидание затвердевания и др.).

4. Различие геологического строения не только различных нефтегазоносных районов, но и соседних площадей и месторождений значительно снижает эффективность повсеместного применения тампонажных смесей и паст.

5. Возможность изменения свойств и параметров тампонажных смесей и паст при их перемешивании с буровым раствором и пластовыми водами даже при использовании буферных жидкостей.

Достаточно распространенным и успешным способом ликвидации зоны катастрофических поглощений является перекрытия интервала поглощения хвостовиком. Однако на практике часто происходит недоспуск хвостовика до необходимой глубины, особенно часто это встречается в наклонном стволе. Также возникают проблемы во время цементирования, связанные с тем, что цемент располагается только от башмака колонны до зоны поглощения, а верхняя часть хвостовика требует повторного цементирования.

Существенным недостатком данного метода является необходимость бурения значительного интервала долотом другого диаметра, что усугубляется потерю материальных средств и времени в условиях катастрофических поглощений. Кроме того присутствуют потери, связанные со спуском и цементированием хвостовика.

Спуск хвостовика с целью перекрытия зон поглощений должен проектироваться на стадии разработки конструкции скважины, перед чем должен производиться анализ статистических данных, связанных с информацией о предыдущем опыте борьбы с поглощениями на разбуриваемой территории.

Большими преимуществами по сравнению со спуском хвостовика обладает технология установки профильного перекрывателя. Часто профильные перекрыватели выпускаются под названием Оборудование для локального крепления скважин (ОЛКС), предназначенное для перекрытия интервалов катастрофического поглощения промывочной жидкости в открытом стволе при бурении скважин.

Технология локального крепления скважин заключается в том, что обсадные трубы диаметром, большим диаметра скважины, профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а зону осложнения увеличивают в диаметре

раздвижным расширителем до диаметра исходных (неспрофилированных) обсадных труб. После спуска на бурильных трубах профильной «летучки» в скважину, за счет давления, создаваемого закачкой бурового раствора, профильные трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважин.

ОЛКС выпускаются двух типов, у которых различается технология установки. Первый тип устанавливается без предварительного расширения участка поглощения с переходом на долотом меньшего диаметра для бурения последующего интервала. Второй тип ОЛКС предназначен для установки в предварительно расширенный интервал.

Недостаток первого типа перекрывателей связан с потерей диаметра последующего интервала скважины. Второй тип лишен этого недостатка, однако, в процессе расширения участка ствола скважины возникают другие трудности: случается слом инструмента или расширителя из-за возникающих больших крутящих моментов и недостаточной прочности расширителя.

Согласно опыту использования профильных перекрывателей наиболее приемлемыми случаями их применения являются:

- мощность зоны поглощения составляет более 50 м;
- зона поглощения представлена чередованием диаметра скважины, образованного ковернами;
- бурение последующего интервала планируется малым количеством долот с целью минимизации протирания перекрывателя.

Институт «Гипровостокнефть», проанализировав имеющийся материал производственного использования профильных перекрывателей, определил следующие недостатки данного метода ликвидации катастрофических поглощений:

- разрыв перекрывателя во время раздувания;
- «полёт» перекрывателя в скважину;
- отрыв или перетирание перекрывателя при развальцовке;

- ненадёжность перекрывателя в стволах с большой и непрерывной кавернозностью на значительном участке;
- большая стоимость комплекта профильного перекрывателя [9,10].

2. Выводы по литературному обзору

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Поглощение является одним из наиболее распространённых и затратных видов осложнений. Основными причинами поглощений являются проницаемость горных пород и перепад давления в системе «скважина–пласт» (дифференциальное давление), который в значительной степени зависит от вида выполняемой технологической операции в скважине (бурение, скорость спуска инструмента и проработки ствола и др.).

2. В настоящее время проведён достаточно обширный объём исследований, связанных с причинами возникновения, профилактикой и ликвидацией поглощений, на основании которых разработан широкий ряд методов и способов борьбы с ними. Однако многообразие горно-геологических условий бурения и поглощающих пластов, которое может широко варьироваться не только на соседних площадях и месторождениях, но и на скважинах в одном кусте, не позволяет повсеместно использовать традиционные методы ликвидации поглощений, что, естественно, снижает эффективность их использования.

3. Наиболее часто применяемый способ ликвидации катастрофических поглощений (в 90% случаев) кольматация поглощающих горизонтов редко дает положительный результат и ограничен применяемым буровым оборудованием.

4. Большую актуальность приобретает вопрос усовершенствования старых и разработки новых способов предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора с целью повышения эффективности скорости бурения скважины и уменьшения себестоимости проходки. Необходимо рассматривать и исследовать новые пути и методы борьбы с поглощениями,

которые на сегодняшний день кардинальным образом отличаются от всех вышеперечисленных.

Из вышеприведенного литературного обзора состояния решения проблем поглощений бурового раствора мы видим, что на сегодняшний день ни один из существующих способов и методов не решает данную проблему в различных геологических условиях.

Как было установлено выше, поглощения бурового раствора происходят по двум причинам: наличие имеющих трещины и поры пород пласта и превышения давления столба бурового раствора на поровым давлением этого пласта. На первую причину, представляющую горно-геологические условия, мы повлиять не в силах. Поэтому стоит сосредоточиться на решении второй проблемы. В этой связи стоит разобрать вопрос проводки скважины, пусть даже не всего участка до больших глубин, на депрессии, рассмотреть технологию пневматического бурения, при реализации которой не создается репрессии на пласт и газожидкостные смеси не уходят в поглощающие пласты.

В данной работе планируется провести оценку эффективности применения технологии ударно-вращательного бурения с применением пневмоударника и очистки забоя газожидкостными смесями в условиях катастрофических поглощений.

3. Анализ геолого-технологических условий возникновения поглощений бурового раствора на Ичединском месторождении Иркутской области

Исходя из проектной документации № 073-РП-056/13 на строительство разведочно-эксплуатационных скважин № 1-Р, 2-Р, 41, 42, 43, 44, 45 Ичединского нефтяного месторождения (Западно-Ярактинского участка недр) с наклонно-направленным и горизонтальным участком ствола и привязки к этой документации разведочно-эксплуатационных скважин №№ 356, 357, 358, 361, 362, 365, 366, 367, 371, 372 на КП8 и №№ 368, 370, 373, 374, 375, 376, 377 на КП9 Ичединского нефтяного месторождения Иркутской области была проанализирована геологическая характеристика разреза скважин и рассмотрены причины катастрофических поглощений в интервале направления и кондуктора.

Стратиграфический разрез месторождения представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	<i>Четвертичные отложения</i>	Q	До 10-12°	-	1,1
		<i>Ордовик</i>	O		-	
20	210	макаровская свита	O ₂ mk		-	1,1
		чертовская свита	O ₂ čr		-	1,1
		криволуцкая свита	O ₂ kr		-	1,1
		устькутская свита	O ₁ uk		-	1,1
		<i>Средний-верхний кембрий</i>	Є ₂₋₃			
210	885	илгинская свита	Є ₂₋₃ il		-	1,1
		верхоленская свита	Є ₂₋₃ vl		-	1,1
		<i>Нижний-средний кембрий</i>	Є ₁₋₂			
885	995	литвинцевская свита	Є ₁₋₂ lt		-	1,1
		<i>Нижний кембрий</i>	Є ₁			
995	1405	ангарская свита	Є ₁ an		-	1,1
1405	1545	булайская свита	Є ₁ bl		-	1,1-1,05
1545	2030	бельская свита	Є ₁ bs		-	1,1
1545	1790	верхнебельская п/ свита	Є ₁ bs ₂		-	
1790	2030	нижнебельская п/ свита	Є ₁ bs ₁		-	
2030	2363	усольская свита	Є ₁ us		-	1,1
2310	2363	осинский горизонт	Є ₁ us (os)			

Прогноз литологической характеристики разреза скважин представлена в таблице 2.

Свойств горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 3.

На протяжении всей глубины проектного бурения встречаются породы только мягкой и средней твердости. Угол залегания пластов незначительный. Учитывая это, можно сделать вывод, что дополнительные мероприятия по контролю направления не потребуются.

В таблице 4 приведена водоносность по разрезу скважин.

В таблице 5 указаны интервалы и интенсивность поглощений бурового раствора.

В таблице 6 представлены данные о нефтеводопроявлениях, из которых видно, что проявления в интервале направления и кондуктора отсутствуют.

Таблица 2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс страт. подразделения	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
Q	0	10	Суглинки Супеси Глины	35 35 30	<i>Суглинки, супеси серого цвета с буроватыми и зеленоватыми оттенками, глины с галечными и обломками подстилающих пород.</i>
O ₂ mk O ₂ čr O ₂ kr O ₁ uk	10	210	Доломиты Известняки Песчаники Аргиллиты Алевриты	15 15 10 10 50	<i>В нижней части – доломиты, известняки. Доломиты водорослевые и трещиноватые, с линзами песчаников. В верхней части – переслаивание песчаников, аргиллитов и алевритов, реже известняков и доломитов.</i>
Є ₂₋₃ il Є ₂₋₃ vl	210	885	Песчаники Мергели Алевриты Аргиллиты Доломиты	40 40 5 5 10	<i>Верхотенская свита – монотонная толща, состоящая из мергелей, алевритов, аргиллитов и песчаников. Ильинская свита – доломиты с прослоями алевритов и песчаников. Песчаники с прослоями мергелей и алевритов.</i>
Є ₁₋₂ lt	885	995	Доломиты Известняки	80 20	<i>Доломиты, известковистые доломиты, известняки.</i>
Є ₁ an	995	1405	Доломиты Доломито - ангидриты Каменная соль	60 10 30	<i>Нижняя часть свиты представлена доломитами серыми, темно-серыми, глинистыми, участками засоленными и доломито-ангидритами. Верхняя часть – неравномерное чередование пластов доломитов и каменной соли.</i>
Є ₁ bl	1405	1545	Доломиты Доломито-ангидриты	90 10	<i>Доломиты серые, темно-серые и коричневые, массивные и слоистые, иногда кавернозные. Прослой доломито-ангидритов.</i>
Є ₁ bs ₂	1545	1790	Доломиты Каменная соль	60 40	<i>Переслаивание пластов крупнозернистой, серовато-белой, розовой каменной соли и доломитов серых, темно-серых, мелкозернистых, нередко засоленных и кавернозных.</i>
Є ₁ bs ₁	1790	2030	Доломиты Известняки	60 40	<i>Известняки, доломиты, известковые доломиты.</i>
Є ₁ us	2030	2363	Каменная соль Доломиты	40 60	<i>Неравномерное переслаивание пластов крупнокристаллической каменной соли с доломитами пористые и трещиноватые.</i>
	2310	2363	Известняки Доломиты	60 40	<i>Осинский горизонт. Известняки, известковые доломиты.</i>

Таблица 3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратиграфического разделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинис- тость, %	Карбонат- ность, %	Твердость, кгс/мм²	Абразив- ность	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	10	Супеси	1950	20-25	50-100	20	2	1-2	1-2	М
			Суглинки		2-5	1-10	50-100	0-2			
			Глины		2-5	1-10	50-100	0-2			
O ₂ mk O ₂ čr O ₂ kr O ₁ uk	10	210	Доломиты	2300	7-12	1-30	2-10	90-98	4-5	4-6	С
			Известняки		15-20	20-100	3-10	90-97	4-5	4-6	С
			Песчаники		15-20	200-500	3-7	2-5	3-4	6	М
			Аргиллиты		0-2	1-5	70-90	1-3	3	3-4	М
			Алевриты		2-3	5-10	50-70	1-5	3-4	3-4	М
			Песчаники		14-22	200-500	3-5	2-5	3-4	6	М
Є ₂₋₃ il Є ₂₋₃ vl	210	885	Мергели	2100	4-8	1-20	40-70	30-60	2	3	М
			Алевриты		2-3	5-10	50-70	1-5	3-4	3-4	М
			Аргиллиты		0-2	1-5	70-90	1-3	3	3-4	М
			Доломиты		7-12	1-30	2-10	90-98	4-5	4-6	С
			Доломиты		5-10	1-30	1-5	90-98	4-5	4-6	С
Є ₁₋₂ lt	885	995	Известняки	2400	5-10	1-30	1-5	90-98	4-5	4-6	С
Є ₁ an	995	1405	Доломиты	2400	5-10	1-20	2-10	90-98	4-5	4-6	С
			Доломито-ангидриты						4-5	4-6	С
			Каменная соль						4	4-5	М
Є ₁ bl	1405	1545	Доломиты	2500	4-10	5-20	2-10	90-98	5-6	4-6	С
			Доломито-ангидриты		1-6	0,01-0,2		60-90			
Є ₁ bs ₂	1545	1790	Доломиты	2550	5-10	10-20	2-10	90-98	5-6	4-6	С
			Каменная соль		-	-	-	-	4	4-5	М
Є ₁ bs ₁	1790	2030	Доломиты	2500	3-10	1-20	1-5	90-98	5-6	4-6	С
			Известняки		5-15	20-100					
Є ₁ us	2030	2363	Каменная соль	2600	-	-	-	-	4	4-5	М
			Доломиты		5-10	1-20	2-10	90-98	4-5	4-6	С
	2310	2363	Известняки	2550	1-14	20-100	0-6	95-98	4-5	4-6	С
			Доломиты		3-10	1-20	0-4				

Таблица 4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород		Тип многолетнемерзлых пород: островная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
					Избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	Таликов	Межмерзлотных напорных (защемленных) вод	Пропластков газогидратов
1	от	до	4	5	6	7	8	9
Q – O	0	100	редко островная	10-15	нет	нет	нет	нет

Таблица 5 - Водоносность по разрезу скважин

Стратиграфический индекс	Интервал залегания водоносных горизонтов, м.		Тип коллектора, поры, трещины, каверны	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг/л	Тип воды по Сулину:	Относится ли к источнику питьевого водоснабжения
	от	до					анионы			катионы					
							CL ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q	0	10	Поровый	1000	-	-	-	-	0,043	-	0,029	0,018	0,22	-	да
O ₁₋₂	10	210	Трещинный	1000	60-1000	-	-	0,015	0,029-0,040	0,01-0,016	0,015-0,051	0,017-0,045	0,1-0,3	Гидрокарбонатнонатриевый	да
Є ₂₋₃ vl+il	210	885	Трещинный	1000	10-30	-	0,01	0,023	0,077	0,06	0,044	0,047	1		нет
Є ₁₋₂ lt	885	995	Трещинный	1080	10-30	-	64,27	6,06	0,08	41,41	0,66	1,7	90-180	хлориднонатриев.	нет
Є ₁ an	995	1405	Трещиннопоровый	-	-	-	-	-	-	82,9	1,24	2,56	рассолы	хлориднонатриев.	
Є ₁ bl	1405	1545	Трещиннопоровый	-	-	-	-	-	-	10,6	13,07	119,74	рассолы	хлориднокальциевый	
Є ₁ bs	1545	2030	Трещиннопоровый												

Таблица 6 - Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его макс снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (МПа)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О	10	210	до полного	-	да	0,0140	0,0177	Повышенная проницаемость пород.
Є ₂₋₃	210	885	до полного	-	да	0,0144	0,0149	Трещиноватость, повышенная проницаемость
Є _{lt}	885	995	до полного	-	да	0,0140	0,0162	Трещиноватость, кавернозность.
Є _{1bs1}	1790	2030	до 10	-	нет	0,0149	0,0166	Трещиноватость
Є _{1us} (осинский гор.)	2310	2363	до полного	-	да	0,0172	0,0197	Трещиноватость

Таблица 7 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Є _{1-2 lt}	885	995	вода	-	-	-	Трещиноватость, кавернозность.	Изменение параметров бурового раствора.
Є _{1us} (осинский гор.)	2310	2363	нефть	-	850	850	Наличие трещиноватых пористых пород, нефтегазонасыщенность.	ГНВП, выброс бурового раствора, пленка нефти, увеличение газопоказаний.

В таблице 8 показаны прочие возможные осложнения по разрезу

Таблица 8 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q – O	0	210	Обвалы стенок скважины	Осыпания слабосцементированных, рыхлых пород стенок скважины.
Є ₁ an	995	1405	Кавернообразование	В интервалах залегания засоленных горных пород и пластов каменной соли.
Є ₁ bs ₂	1545	1790		
Є ₁ us	2030	2310		

В таблице 9 приведены данные о конструкции скважин, глубине спуска колонн и их диаметре.

Таблица 9 – Общие сведения о конструкции скважин

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м				Необходимость (причина) спуска колонны
		по вертикали		по стволу		
		От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	426,0	0	40	0	40	Спускается с целью перекрытия слабоустойчивых четвертичных отложений, предохранения устья скважины от разрушения.
Кондуктор	323,9	0	440	0	440	Спускается с целью перекрытия слабосцементированных терригенных пород и зон возможных осложнений при бурении верхней части разреза.
Промежуточная	244,5	0	1400	0	1400	Спускается в плотные отложения ангарской свиты с целью перекрытия зон возможных осложнений, для обеспечения необходимой несущей способности ствола скважины. Оборудуется ПВО.
Эксплуатационная	177,8	0	2310	0	2560	Спускается с целью перекрытия и качественного вскрытия продуктивных отложений. Оборудуется ПВО.
Хвостовик	114,3	2260	2363	2410	3170	Спускается с целью эксплуатации осинского горизонта.

При бурении интервала под кондуктор на глубине 70 метров на всех скважинах открывались катастрофические поглощения бурового раствора. Кольматирование этих зон поглощения не давало никаких результатов. В итоге производился перевод бурения скважин на воду и бурения продолжалось без выхода раствора на устье. Пополнение мерников водой осуществлялось с помощью вертикального шламового насоса с амбара, который заблаговременно в течение 7 дней набирался водой. Статический уровень бурового раствора падал и был далеко от устья. Шламовые подушки не наблюдались, что свидетельствует о том, что вся выбуренная порода уходила в поглощающие пласты. Бурение таким образом осуществлялось до глубины спуска кондуктора.

Стоит отметить, что данный способ прохождения интервалов катастрофических поглощений и дальнейшего их перекрытия несет в себе большие риски, связанные как с возможностью возникновения прихвата инструмента или обсадной колонны, так и возможностью возникновения простоя, связанного с набором воды из водяных скважин при полном расходовании амбара.

В связи с вышесказанным, считаю важным рассмотреть вопрос опережающего строительства вертикального участка скважины под направление и кондуктор с применением технологии ударно-вращательного бурения и очисткой забоя газожидкостными смесями.

4. Обоснование предложения по внедрению ударно-вращательного бурения с применением газообразных рабочих агентов

Инновационным решением проблем сооружения кондукторов с большой долей вероятности, можно считать внедрение ударно-вращательного бурения интервалов под кондуктор мобильными буровыми установками с использованием газообразных промывочных реагентов. Необходимо заметить, что бурение секций вращательным способом от привода ротора, без искусственного искривления ствола скважины, что

упрощает техническую и технологическую реализацию бурения обозначенного интервала с промывкой газообразным реагентом.

Также при бурении таким способом увеличиваются механическая скорость, меньше загрязняются горные породы и продуктивные пласты; сокращается время отбора образцов шлама; практически устраняется потеря циркуляции в пластах, не содержащих воду и нефть; при использовании газов можно осуществлять заканчивание в продуктивных газовых пластах, имеющих низкие пластовые давления, с сохранением естественных коллекторских свойств; практически исключается возможность пропустить пласты, содержащие воду, нефть или газ, дебиты и легко замерить, не прибегая к испытаниям пласта через бурильную колонну; устраняются выпучивания, размыв стенок ствола и обвалы в породах, естественная структура которых нарушается при смачивании водой.

В частности, установлено, что очень важен имеющийся опыт и результаты ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля на Нарыкско-Осташкинской площади Кемеровской области [26]. Бурение на данной площади велось для добычи газа из угольных пластов.

Буримый ударно-вращательным способом интервал представлен следующими породами: суглинками, базальтом, песчаником, алевролитом, аргиллитом и углем. Плотность пород обозначенного интервала варьируется от 1300 кг/м³ до 2730 кг/м³. Предел прочности пород интервала на сжатие находится в границах от 60 кгс/см² до 620 кгс/см². Средняя абразивность пород — 1,5. Категории пород по буримости следующие: суглинки имеют III категорию, базальты — IX, песчаники — алевролиты, аргиллиты и уголь — IV. Модуль упругости пород Литвенцевской свиты находится в интервале от 400 кгс/мм² до 3200 кгс/мм².

Основываясь на выявленных фактах системных поглощений бурового раствора, наличия твердых, но трещиноватых пород на Нарыкско-Осташкинской площади в интервале от 0 и до 150 м, технологическая служба бурового подрядчика предложила применение ударно-вращательного

способа бурения скважины и воздушного аэрозоля в качестве рабочего агента, и обосновала это решение с точки зрения безаварийной технологии строительства скважины.

Фактически на интервале поглощений 0-150 м использовалась мобильная установка в комплекте с пневмоударниками.

Для процесса строительства интервала разработаны специальные параметры режима бурения: нагрузка на ПРИ - не более 20 кН, частота вращения ПРИ — 1 оборот за 0,2 метра углубления, максимальная подача сжатого воздуха — 91 м³/мин. Бурение секции кондуктора на Нарыкско-Осташкинской площади с подобранными параметрами режима позволило обеспечить безаварийность прохождения интервала и механическую скорость бурения до 18 м/ч.

В конечном счете, срок строительства интервалов под кондуктор на скважинах № 13, № 15, № 17, № 19, № 25, № 27, № 29 составил, в среднем, 27 часов.

Полученный результат свидетельствует об эффективности разрушения трещиноватых горных пород, включая породы с высокой категорий по буримости, ударно - вращательным способом с продувкой газообразным агентом.

Приведенные фактические данные косвенно могут указывать на перспективность использования технологии на базе мобильных буровых установок.

Интервал до глубины установки кондуктора предусматривается бурить с погружным пневмоударным устройством на газожидкостной смеси с продувкой скважины сжатым воздухом, что позволит избежать проблем, связанных с поглощением промывочной жидкости. При применении современных мобильных буровых установок с возможностью обеспечения создания дополнительной нагрузки на долото и пневмоударное устройство гидравликой установки, можно сократить время строительства направления и

кондуктора и существенно сократить стоимость строительства за счет бурения на газожидкостной смеси пневмоударным способом.

Время на монтаж/демонтаж буровой установки, на подготовленной площадке включая: развертывание буровой установки, развертывание блока компрессоров высокого давления, системы дозирования ПАВ, емкостного парка – не более 2 рабочих смен.

Монтажная база бурового комплекса исключает необходимость применения кранового оборудования и растяжку мачты буровой установки на анкерах. Мобильная буровая установка с грузоподъемностью в пределах 45 - 60 метрических тонн, оборудованная интегрированным верхним силовым приводом с возможностью контроля усилия удержания буровой колонны и возможность пригрузить буровой инструмент на 10-16 тонн, обеспечивающая полную автоматизацию и механизацию спускоподъемных операций с бурильными и обсадными трубами. Возможность комбинированного бурения на гидравлике, сжатом воздухе, газожидкостной смеси.

Установка должна быть укомплектована компрессорами высокого давления суммарной производительностью порядка 100 м³/мин при 3.5 МПа, системой дозированной подачи ПАВа производительностью 10-250 л/мин с обогреваемой промежуточной емкостью 5 м³, емкостным парком для технической воды порядка 40 м³ (для улучшения очистки скважины при бурении на ГЖС и стабилизации стенок скважины).

Промышленное внедрение ударно-вращающего бурения интервалов участка направление - кондуктор позволит не только существенно увеличить циклическую и коммерческую скорость бурения скважин, но и коренным образом поменять концепцию технологии бурения скважин в условиях данного геологического разреза на месторождениях Восточной Сибири.

5. Газожидкостные смеси

Как было рассмотрено выше, в высокопроницаемых пластах даже относительно небольшая репрессия может вызвать интенсивные поглощения, которые не всегда удастся ликвидировать. Поэтому проблема разработки новых и совершенствования существующих методов предупреждения интенсивных поглощений при бурении скважин является актуальной и требует скорейшего решения.

Опыт строительства скважин в условиях поглощений свидетельствует о том, что полностью ликвидировать поглощения с интенсивностью $30 \text{ м}^3/\text{ч}$ и более всеми существующими способами не удастся. Вместе с тем, проблема разработки и быстрого внедрения новой технологии бурения скважин в условиях интенсивных поглощений стоит очень остро. Это связано с необходимостью увеличения буровых работ как на новых, так и на старых истощенных месторождениях.

При вскрытии пластов, приводящих к открытию катастрофических поглощений, целесообразно производить переход на использование либо пневматического способа удаления шлама из скважины, либо комбинированного (гидравлического и пневматического одновременно), который реализуется путем выноса выбуренной породы потоком газожидкостной смеси (ГЖС). В качестве газообразных агентов используют природный газ, азот, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС); в качестве ГЖС – туманы, пены, аэрированные жидкости.

Аэрированные жидкости представляют собой многофазные дисперсные системы с газовой дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой. Пузырьки газа в таких жидкостях между собой не связаны. В пенах также непрерывной дисперсной средой в пене служит жидкость, а дисперсной фазой – газ. Отличие пен от аэрированных жидкостей заключается в степени аэрации. Данный показатель характеризует отношение объемного расхода газа к объемному расходу жидкости при атмосферном давлении. При значении степени аэрации до 60 единиц дисперсная система

представляет собой жидкость, более 60 – пену. Степень аэрации пены может доходить до значения 300 единиц. Туманы – дисперсные системы, в которых дисперсной фазой являются небольшие капельки жидкости (радиусом 0,3–3 мкм), распределенные в газовой дисперсионной среде.

В последнее время в области изучения свойств пен достигнуты большие успехи, благодаря которым становится возможным регулирование их основных параметров и большее применение этих газожидкостных систем в производственной практике бурения за счет следующих эффективных свойств:

- плотность пены может регулироваться в достаточно большом диапазоне (благодаря низкой плотности давление в кольцевом пространстве будет невысоким, что рекомендуется при разбуривании интервалов поглощения);
- возможность регулирования забойного давления за счет изменения степени аэрации пены;
- пена плохо проникает в пористую среду, за счет чего снижается ее фильтрация в поглощающие пласты (эффект самотампонирувания);
- фильтрация пены уменьшает или полностью исключает попадание жидкой и твердой фазы в продуктивные пласты, за счет чего сохраняется естественная проницаемость пласта;
- пены обладают высокой удерживающей способностью, за счет чего улучшаются условия выноса выбуренной породы (даже при низкой скорости восходящего потока обеспечивается возможность выноса крупных частиц шлама);
- использование пен при заканчивании скважин сокращает время освоения и вывода скважины на заданный режим. [1, 2 Турицына].

До недавнего времени процесс вскрытия поглощающих пластов с использованием в качестве промывочного агента пены проводится по технологии ВНИИнефть, разработанный в 1961 году. Впервые эта

технология была использована на скважине №206 Николаевской площади Краснодарского края, где продуктивные пласта на глубине 559-661 был вскрыт без поглощений. После вывода скважины на заданный режим был получен дебит, в 2,2 раза превышающий дебит соседних скважин, вскрытие продуктивных пластов которых проводилось на глинистом растворе.

В последующие годы данная технология была использована на скважинах месторождений Краснодарского края (Убеженское, Соколова Гора и Хадыженское), на площадях Заглы-Зейва, Бузовны, Сураханы –Карачукур, в на Новоузыбашевском месторождении и в других регионах, на которых проводилось вскрытие продуктивных пластов и забуривание боковых стволов. Промывка осуществлялась с использованием двух- и трехфазных пен.

В результате сравнения с соседними скважинами, пробуренными в схожих горно-геологических условиях, были сделаны выводы, что применение пен имеет значительные преимущества перед глинистыми растворами. Так механическая скорость выросла в 3,6–5 раз, проходка на долото - в 2,7–4,3 раз, сократились сроки строительства скважины и повысилась производительность скважин в 3–3,5 раз. В ходе строительства скважин при промывке пеной поглощений не наблюдалось. Эффективность применения пены наблюдалась и при бурении многолетнемерзлых пород [4].

Положительный опыт использования пены при строительстве скважин в интервалах катастрофических поглощений накоплен в США, Канаде, Омане, Ливии, Иране и других районах зарубежья.

Однако стоит отметить, что двухфазная пена быстро разрушается как на поверхности, так и в скважине. Это связано с ее высокой неустойчивостью. Поэтому при остановке циркуляции происходит процесс разрушения двухфазной пены и в призабойной зоне накапливается вода, обработанная ПАВ. А ввиду отсутствия глинистой корки на стенках скважин жидкость взаимодействует со стенками скважины, что вызывает их разуплотнение и последующее обрушение, и коллектором, в результате чего происходит его набухание.

Чтобы избежать разуплотнения стенок ствола скважины используется трехфазная пена, которая является более устойчивой и не разрушается, а также образуется на стенках скважины глинистую корку.

Отечественный и зарубежный опыт применения технологии бурения с промывкой пеной показал, что выходящую из скважины пену, включающую химические реагенты, выбрасывают, в результате чего затрачивается большое количество ПОЖ, что ограничивает применение использование трехфазной пены, несмотря на ее бесспорные преимущества перед двухфазными пенами и аэрированными жидкостями.

В этом связи следует рассмотреть вопрос повторного использования трехфазной пены, путем создания замкнутой системы циркуляции и блока разрушения и очистки циркулирующей пены.

В отдельных случаях были предприняты попытки разрушения пены с целью повторного использования путем создания специальных устройств и механизмов. Например, в УкрНИИгазе была разработана установка для разрушения устойчивых трехфазных пен [4]. Однако однозначных данных о ее работоспособности и эффективности в литературе нет. Повторное использование вышедшей на поверхность пены, снижает расход материалов и реагентов на ее приготовление, но тогда встает вопрос разработки герметизированной системы циркуляции (ГСЦ), которая позволит замкнуть цикл и использовать трехфазную пену повторно.

Также проводку скважины в интервалах катастрофических поглощений промывочной жидкости позволяет производить применение в качестве очистных агентов газообразных веществ, что в свою очередь тоже повышает механическую скорость, проходку на долото и качество вскрытия продуктивных пластов.

Накоплен большой объем отечественной и зарубежной литературы, посвященной технологии применению газа в качестве очистного агента [3, 4, 5, 7, 13]. Результаты научно-исследовательских, опытно-конструкторских и

технологических работ говорят о повышении технико-экономических показателей бурения при реализации данной технологии.

В настоящее время эффективность использования газа в качестве очистного агента при строительстве скважин является общепризнанным и никем не оспаривается. Но бурение с использованием газа возможно только в устойчивых горных породах при отсутствии газонефтеводопроявлений (ГНВП).

При использовании воздуха при вскрытии газоносных пластов возникает опасность внутрискважинного воспламенения горючих смесей, что сдерживает технологию применения воздуха. Анализ исследований как в России, так и за рубежом показал, что проблема внутрискважинных воспламенений пластовых углеводородных флюидов недостаточно изучена, что затрудняет решение вопроса технологии использования газообразных агентов без появления взрывов. Этот вопрос становится более актуальным с учетом того, что в отечественной и мировой практике увеличивается объем буровых работ с использованием очистки скважины газообразными агентами.

Наиболее часто поглощения промывочной жидкости встречаются в верхних интервалах разреза скважины, которые в основном сложены глинистыми породами. Для успешного прохождения этих интервалов рекомендуется применять пены, в состав которых входит бентонит, что соответствует требованиям к рецептуре пенореагента [4]. Рецептура включает в себя: вспениватель и собиратель (ПАВ), органический полимер (например, КМЦ) для повышения стабильности пены, реагент для уменьшения жесткости воды (например, каустическая сода), глину для улучшения структуры пены, повышения ее несущей способности и создания глинистой корки на стенках скважины [5].

Таким образом, бурение верхних интервалов с использованием газожидкостных смесей является хорошим решением задачи предупреждения поглощений промывочной жидкости в этих интервалах.

Рассмотренные двух- и трехфазные пены в последнее время имеют широкое применение в практике бурения и ремонта скважин пены [3–5, 7, 13, 15, 40, 52, 80–87]. Однако вопросы, связанные с фильтрацией пены в горные породы и фильтрации газа и воды в пенонасыщенной среде, остаются неизученными.

Имеется несколько работ по исследованию фильтрации воды и газа в пенонасыщенной пористой среде, авторы которых по-разному объясняют характер этого процесса и делают разные выводы [7, 13, 15, 85, 86, 88–91].

В одной из последних работ по данному вопросу делается вывод о том, что сочетание сильной нелинейности течения двухфазных сред на микроуровне с нерегулярной геометрией порового пространства делает строгий теоретический анализ невозможным [91, с. 118].

В основу моделирования двухфазной фильтрации положен принцип локального преобладания капиллярных сил с учетом того, что каждая фаза движется в своей части порового пространства независимо. В то же время наличие пены в пористой среде не меняет закономерности течения воды, но существенно влияет на движение газовой фазы. Основной эффект снижения подвижности газа обусловлен блокировкой поровых каналов пузырьками пены, для сдвига которых требуется создать некоторое предельное напряжение.

Таким образом, на основании проведенных исследований авторами установлено, что на характер фильтрации воздуха и воды в пористых средах кварцевого песка, насыщенных трехфазной пеной, существенное влияние оказывает природа твердой фазы. Увеличение концентрации бентонитовой глины в составе трехфазной пены значительно повышает фактор сопротивления при фильтрации воздуха и воды в пенонасыщенной пористой среде образцов кварцевого песка. Поэтому устойчивые трехфазные пены, содержащие бентонитовую глину в качестве твердой фазы, следует рекомендовать для изоляции зон поглощений в непродуктивных пластах.

Таким образом, на основании проведенных исследований удалось доказать влияние природы твердой фазы трехфазной пены на степень снижения фильтрационной характеристики пенонасыщенной пористой среды для воздуха и воды в несцементированных образцах кварцевого песка [15, 40, 92].

Были проведены лабораторные исследования набухания глинистых пород. В качестве исследуемых жидкостей применялись: дистиллированная вода; водные растворы 11 типов и трехфазная пена.

Минимальное набухание глины происходит в трехфазной пене. Через 60 мин глины в пене не набухают вообще, через 1 сут только на 0,5–1,0 %. Через 2 сут набухание незначительное (3,8–5,0 %). Только через 7 сут относительный объем набухания возрастает до 5,0–13,0 % в результате выделения ПОЖ из пленки пены, и набухание глины происходит при взаимодействии с выделившейся жидкой фазой.

Такие промывочной жидкости как пенные системы обеспечивают максимальную сохранность коллекторских свойств продуктивных отложений. Такие системы, с одной стороны, должны минимально воздействовать на набухание глинистых отложений и не коагулировать порово-трещинное пространство известняков и песчаников, с другой – обеспечивать хороший вынос шлама из скважины, в особенности из ее горизонтального ствола.

Экспериментально установлено, что все имеющиеся ПАВ замедлили поглощение воды образцами и набухание глин по сравнению с дистиллированной водой. Однако наилучшие результаты получены при использовании трехфазных пен на основе сульфонола. Таким образом, в пенной среде, приготовленной на основе сульфонола, происходит минимальное набухание глинистого материала. Даже при относительно длительном времени взаимодействия образцов с пеной, приготовленной на основе сульфонола, процесс набухания глин существенно замедляется [15, 40, 97].

6. Расчет распределения аэродинамических давлений при реализации пневмоударного бурения

Отметим, что требуемая скорость выноса породы с забоя скважины является одним из наиважнейших и сложных для определения на стадии моделирования параметров при ударно-вращательном бурении с продувкой воздухом. Основываясь на анализе литературных источников [27-31] наиболее адаптируемой методикой расчета параметров продувки можно считать предложенную в работе Б.Б. Кудряшова [27]. Он дал взвешенную оценку выбора этого параметра, зависимости его от типа горной породы, формы и размера частички шлама.

7. Оборудование

Одной из главных и наиболее остро стоящих задач, касающейся развития нефтяной и газовой промышленности в России на сегодняшний день, является внедрение в производственный процесс ресурсоэффективных технологий, позволяющих минимизировать затраты материальных и людских ресурсов, снизить производственные риски, тем самым способствуя снижению себестоимости российского углеводородного сырья. При освоении нефтегазовых месторождений Восточной Сибири процесс бурения скважин протекает в сложных горно-геологических условиях. Наибольшие трудности для реализации стандартных решений при бурении представляют катастрофические поглощения промывочной жидкости. Проанализировав горно-геологические условия бурения, геологические осложнения, технологию ведения текущих буровых работ, изучив практику бурения на нефтегазоносных месторождениях за рубежом и опыт бурения на отдельных месторождениях в РФ, Республике Казахстан, Китае и США, считаем целесообразным применение бурения проблемных интервалов с применением газожидкостных смесей (ГЖС) и погружного пневмоударника (ППУ).

В работах [25], [26] авторами предложено и обосновано технико-технологическое решение по бурению проблемных интервалов с применением ГЖС и ППУ, как возможного решения задачи предотвращения поглощений промывочной жидкости, в геологических условиях Восточной Сибири на примере Дулисьминского месторождения. Предлагаемая технология нашла свое подтверждение в расчетах экономической эффективности от внедрения и решениях научно-технического совета ЗАО «Русь-Ойл», осуществляющем в настоящее время работы на Дулисьминском месторождении.

Реализация предложенной технологии основана на научном подходе к обоснованию выбора бурового оборудования, инструмента и составлению технико-технологической карты бурения. При этом авторами проведен

анализ перспектив применения современных методик по расчету параметров ГЖС и работы пневмоударника для бурения сложных интервалов.

На данной стадии научного исследования детально рассмотрим аэродинамические характеристики процесса бурения с опережением интервала под секцию X мм, спускаемую на глубину X метров и методику выбора буровой установки. Характеристики проектируемой мобильной буровой установки в значительной степени зависят от параметров обсадной колонны, под которую ведется бурение.

7.1. Мобильные буровые установки

Согласно пункту 135 Правил безопасности нефтяной и газовой промышленности, критериями выбора буровой установки является выполнение условий:

$$Q_{ок} \leq 0,9 G_{кр}; \quad (1)$$

$$Q_{бк} \leq 0,9 G_{кр}; \quad (2)$$

$$Q_{бк} * k_{прих} \leq G_{кр}. \quad (3)$$

где $Q_{ок}$ – нагрузка от массы обсадной колонны, $Q_{бк}$ – нагрузка от массы бурильной колонны, $G_{кр}$ – допускаемая нагрузка на крюке буровой установки, $k_{прих}$ – коэффициент прихвата бурильной колонны.

Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	26,5	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,11
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	32,4	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,72
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	39,75	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,4
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	56		

На основании анализа рыночных предложений и характеристик оборудования необходимо выбрать мобильную буровую установку.

Отечественные мобильные буровые установки имеют большие грузоподъемность и условную глубину бурения. Уралмашзавод, например, выпускает мобильные буровые установки нескольких типов грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения 2000-3200 метров.

Предварительно запланировано использование мобильного бурового комплекса МБУ KY500 производства корпорации KERUI.

Согласно паспортной характеристике KY500 позволяет работать с обсадными трубами, длиной до 15 м, и имеет проходное сечение в буровом столе 711 мм. Допускаемая нагрузка на крюке составляет 500 кН [32].

Таким образом, KY500 соответствует характеристикам обсадной колонны, включая допускаемой расчетной нагрузке на крюке от ее массы.

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что данная мобильная установка соответствует всем критериям выбора для условий бурения интервала под кондуктор и тем более под направление на Ичединском нефтяном месторождении.

Выбор бурильной колонны и КНБК произведен на основе анализа технологии и техники бурения скважин на Нарыкско-Осташкинской площади в Кемеровской области мобильными установками с продувкой и пневмоударниками [26]. Такой подход обоснован вследствие того, что данная площадь имеет геологический разрез, схожий с Ичединским месторождением.

7.1. Пневмоударники

Технология ударно-вращательного бурения пневмоударниками с обратной циркуляцией очистного агента определяется энергией и частотой ударов, числом оборотов инструмента, осевой нагрузкой и интенсивностью удаления разрушенной горной породы.

Энергия и частота ударов в имеющихся пневмоударных машинах параметры взаимосвязанные и увеличиваются или уменьшаются одновременно, но несколько в различной степени. Поскольку уровень ударных нагрузок у погружных пневмоударников рассчитан на меньшие диаметры бурения, для породоразрушающего инструмента диаметром 300 мм он заведомо будет ниже критических величин. Если за основную цель брать скорости бурения, то энергию удара и частоту ударов необходимо поддерживать на максимально возможном уровне. Скорость бурения находится в прямой зависимости от давления воздуха, т.е. от энергии единичного удара и частоты ударов, что подтверждает необходимость эксплуатации пневмоударных машин на максимальных параметрах сжатого воздуха.

Наличие забойной машины-пневмоударника и эжектора предъявляет ряд требований, характерных для этого вида бурения, которые необходимы в дальнейшем при разработке методики для построения расчетных схем эжекторного снаряда и процесса описывающего динамику пневмоударно-эжекторного бурения.

Особенностью эжектора, работающего в комплексе с пневмоударником, является наличие двух отличающихся между собой режимов – рабочий режим и блокировочный режим. В первом случае при выхлопе пневмоударника создается давление воздуха до 0,25 МПа (при 0,3 МПа пневмоударник не заводится). Во втором случае при очистке скважины от шлама и воды на выхлопе устанавливается давление воздуха до 0,4 МПа. Второй отличительной чертой эжекторного снаряда при ударно - вращательном бурении с обратной циркуляцией очистного агента является необходимость подвода очистного агента к режущим элементам породоразрушающего инструмента и поступления основного объема в кольцевой канал вихревого эжектора.

Опытом использования пенной промывки скважин рядом экспедиций ПГО "Якутскгеология" доказана целесообразность применения технологии бурения с очисткой забоя ГЖС в следующих условиях:

- при бурении пневмоударным и вращательным способами, когда очистка забоя сжатым воздухом затруднена водопроявлениями в скважине;
- при бурении по слабосцементированным, трещиноватым породам;
- при проходке зон поглощения;
- при вскрытии водоносных горизонтов с низким пластовым давлением;
- при проведении буровых работ в труднодоступных местностях для водоснабжения.

Исходя из опыта применения ГЖС пневмоударного бурения, можно предположить, что ударно-вращательное бурение с применением погружных пневмоударников в сочетании с очисткой забоя газо-жидкостными смесями, может стать одной из основных составляющих комплекса технических и технологических средств для разработки прогрессивной технологии бурения в сложных горно-геологических условиях.

Компания Halco разработала свою методику выбора пневмоударника и буровой коронки [33].

7.2. Компрессоры

После расчета по методу Кудряшева выбирается необходимое количество и тип компрессов с нужной номинальной производительностью и развиваемым давлением [34].

7.3. Герметизированная система циркуляции

К.М. Тагировым [35-39] впервые разработан метод и герметизированная система циркуляции (ГСЦ) для вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт непосредственно в процессе бурения.

Отличительной особенностью этой герметизированной системы циркуляции является то, что циркулирующая промывочная жидкость, не выбрасывается в амбар при выходе на поверхность, а направляется в герметизированный блок очистки, что позволяет использовать данный очистной реагент повторно. Затем очищенная промывочная жидкость направляется в емкость авторегулирования, где производится ее дегазация и далее под заданным избыточным давлением, поддерживаемым в емкости, промывочная жидкость направляется во всасывающий коллектор буровых насосов. Таким образом, образуется замкнутая система циркуляции.

При использовании герметизированной системы циркуляции обеспечиваются автоматическое регулирование заданного избыточного устьевого давления и отбор проб промывочной жидкости, выходящей из кольцевого пространства скважины. Предусматривается применение сепараторов для регулирования давления в ГСЦ при промывке скважины в условиях дегазации, очистки и регенерации промывочной жидкости.

За параметрами процесса промывки скважины на входе и выходе из скважины осуществляется непрерывный контроль.

Технология бурения на депрессии с использованием ГСЦ происходит по схеме, приведенной на рисунке 1. Выходящая из скважины 14 промывочная жидкость через задвижки устьевой крестовины выкидной линии и отводной обратный клапан 11 поступает в герметизированный

циклонный сепаратор 1 высокого давления, где происходит отделение шлама. Из сепаратора 1 жидкость с газом поступает в емкость 2 авторегулирования устьевого давления. В емкость 2 из баллонов 5 подается инертный газ, который занимает объем 8 с избыточным давлением p_1 , равным избыточному давлению на устье скважины 14. Уровень промывочной жидкости контролируется системой автоматики 3, 4, 7, 22, 23. При проявлении из пласта объем газированной жидкости в емкости авторегулирования увеличивается и уровень ее поднимается. Объем газа 8 уменьшается, а давление его возрастает и передается на устье. Увеличение устьевого давления передается на забой скважины, и приток флюида из пласта прекращается.

В ГСЦ предусматриваются контроль и регистрация расхода и давления промывочной жидкости 12 и 6 в нагнетательном манифольде и на выходе из скважины. Сброс шлама из сепаратора 1 и избытка промывочной жидкости в амбар 19 осуществляется через задвижки 20, а сброс газа через ДЗУ 4 – на факельную линию. Устье скважины 14 по трубопроводам 15 и 17 обвязывается с выкидной линией аварийным и рабочими отводами и стандартным блоком дросселирования 18. Линия 16 служит для долива скважины. Промывочная жидкость из емкости 2 поступает через ДЗУ 22 на прием буровых насосов по трубопроводу 21. Предусмотрен также сброс жидкости в емкости 10 стандартной циркуляционной системы через ДЗУ 23. На устье скважины вместе с ПВО устанавливается вращающийся превентор 13. Дозирующий насос 9 служит для ввода под давлением во всасывающую часть ГСЦ необходимых химических реагентов.

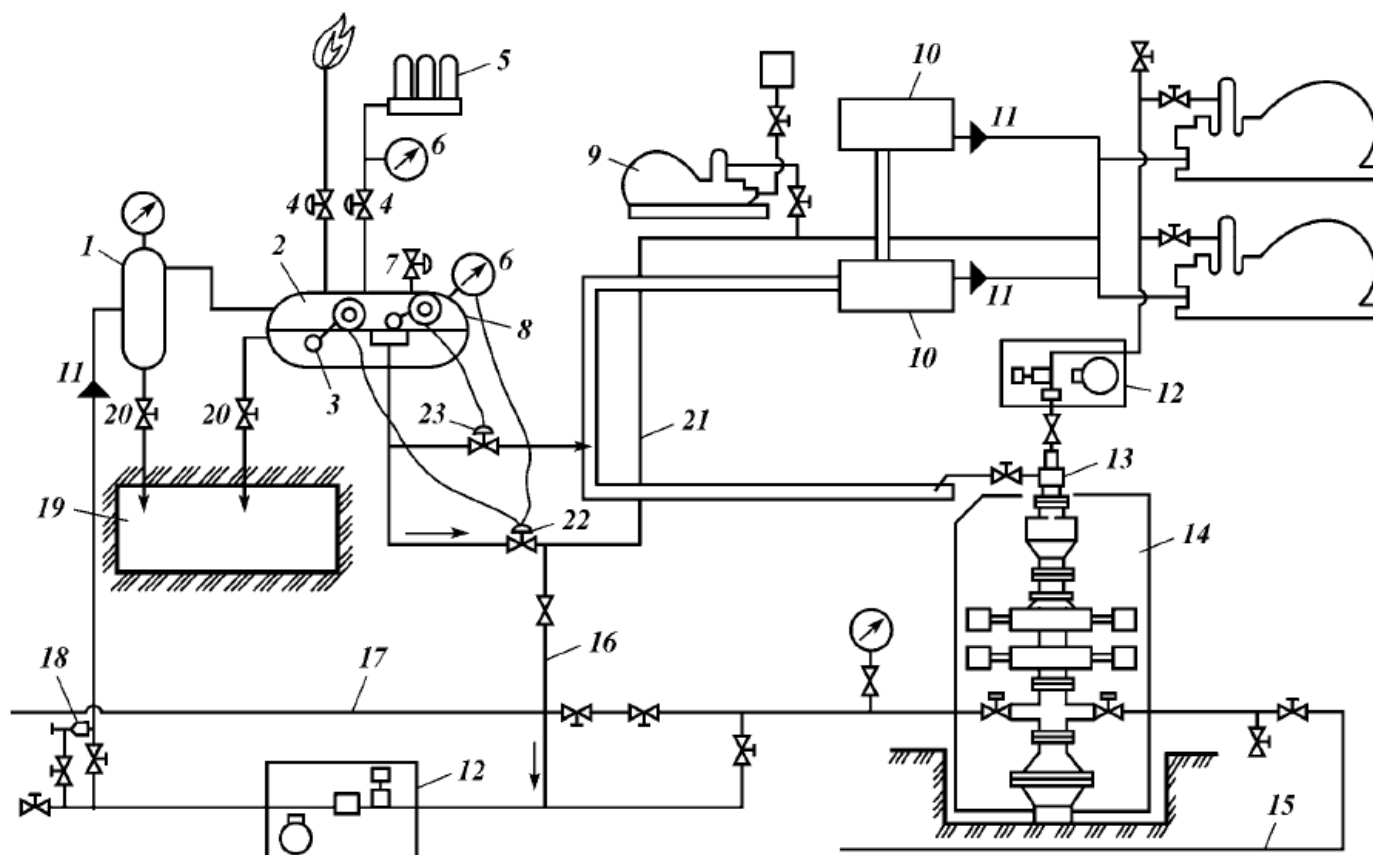


Рисунок 1 – Принципиальная схема замкнутой герметизированной системы циркуляции

При реализации бурения скважины с промывкой газожидкостными смесями для герметизации устья необходимо использовать вращающийся превентор (ПВ).

Тип превентора выбирается в зависимости от диаметра долота. В СевКавНИПИгазе, при участии авторов разработаны и изготавливаются опытные образцы ПВ с различным диаметром проходного сечения в корпусе (425, 350, 280, 230, 180, 156 мм) на рабочее давление при вращении 3,5 МПа и без вращения 7,0 МПа. Общий вид ПВ приведен на рисунке 2 [40].

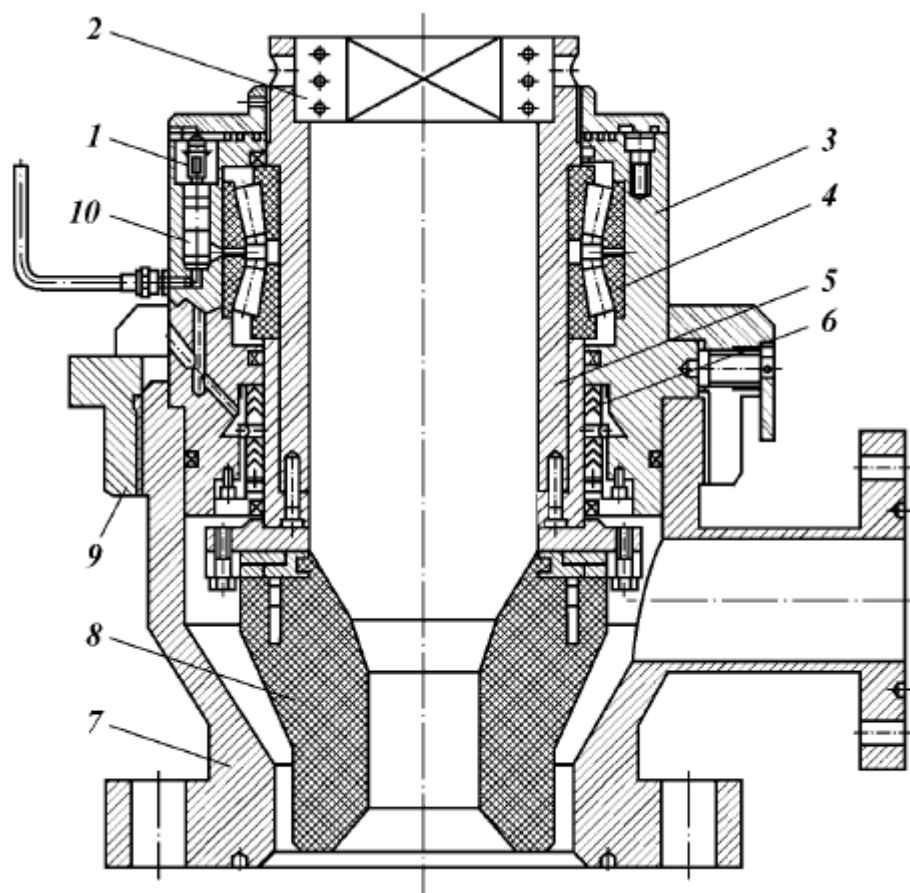


Рисунок 2 - Превентор вращающийся:

1 – привод насоса; 2 – вкладыш; 3 – корпус патрона; 4 – узел подшипников; 5 – ствол; 6 – шевронное уплотнение; 7 – корпус; 8 – уплотнительный элемент; 9 – байонетная гайка; 10 – насос

Перед монтажом ПВ проводится осмотр элементов превентора, контролируется смазка в узле подшипника, шевронном уплотнении, а также проверяется работоспособность масляного насоса.

Нижний фланец корпуса вращающегося превентора крепится болтами к верхнему фланцу переходной катушки, соединяющей ПВ с превентором универсальным гидравлическим (ПУГ), входящим в блок противовыбросного оборудования (ПВО). Затем проводится спуск бурильной колонны. На последнюю бурильную трубу одевается ствол с уплотнительным резиновым элементом, труба наворачивается на спущенную колонну бурильных труб, подвешенных на элеваторе, и опускается в скважину. Вращающийся узел (ствол превентора с уплотнительным

резиновым элементом) вставляется в корпус ПВ и фиксируется закрытием байонетного соединения. Сверху во вращающийся узел ПВ устанавливаются два вкладыша для его привода при вращении ведущей трубы (квадратной штанги). К боковому фланцу ПВ или переходной катушке крепится выкидная линия бурового раствора (резиновый шланг высокого давления), другой конец которой крепится к фланцу входного патрубка блока очистки и разрушения пены.

Основное требование при монтаже ПВ – совпадение (центровка) оси превентора с осью ротора и колонны бурильных труб. Вращающийся превентор должен быть точно отцентрирован с ротором буровой установки, что предотвращает чрезмерный износ его вращающегося узла.

При бурении следят за пропусками жидкости или ГЖС через уплотнительный узел ПВ, которые возникают при несоосности ПВ с ротором, а также по мере износа резинового уплотнительного элемента или его порыва (отрыва от ствола). Порыв или отрыв от ствола резинового уплотнительного элемента происходит из-за допущенного брака в изготовлении его. При появлении пропусков жидкости или ГЖС проводится замена уплотнительного резинового элемента. Спускоподъемные операции осуществляются с открытым (вращающийся узел извлекается из корпуса ПВ) или герметизированным устьем через резиновый элемент вращающегося узла. При подъеме колонны бурильных труб с герметизированным устьем следят за значением избыточного давления на устье. Если оно не падает после подъема труб из скважины и периодического долива жидкости в трубы и кольцевое пространство, то проводят работы по ликвидации флюидопроявлений. При подъеме без флюидопроявлений давление на устье снижается до атмосферного. Однако в трубах и кольцевом пространстве могут оказаться отдельные пачки ГЖС из-за неравномерного их вытеснения доливаемой жидкостью. В этом случае при подъеме долота через ПВО плащечный превентор с глухими плашками закрывается, открывается

байонетное соединение ПВ и извлекаются последняя труба, забойный двигатель с вращающимся узлом и долотом.

В СевКавНИПИгазе разработаны новая технология и оборудование для вскрытия продуктивных пластов в условиях АНПД с промывкой пеной по герметизированной системе циркуляции (рисунок 3).

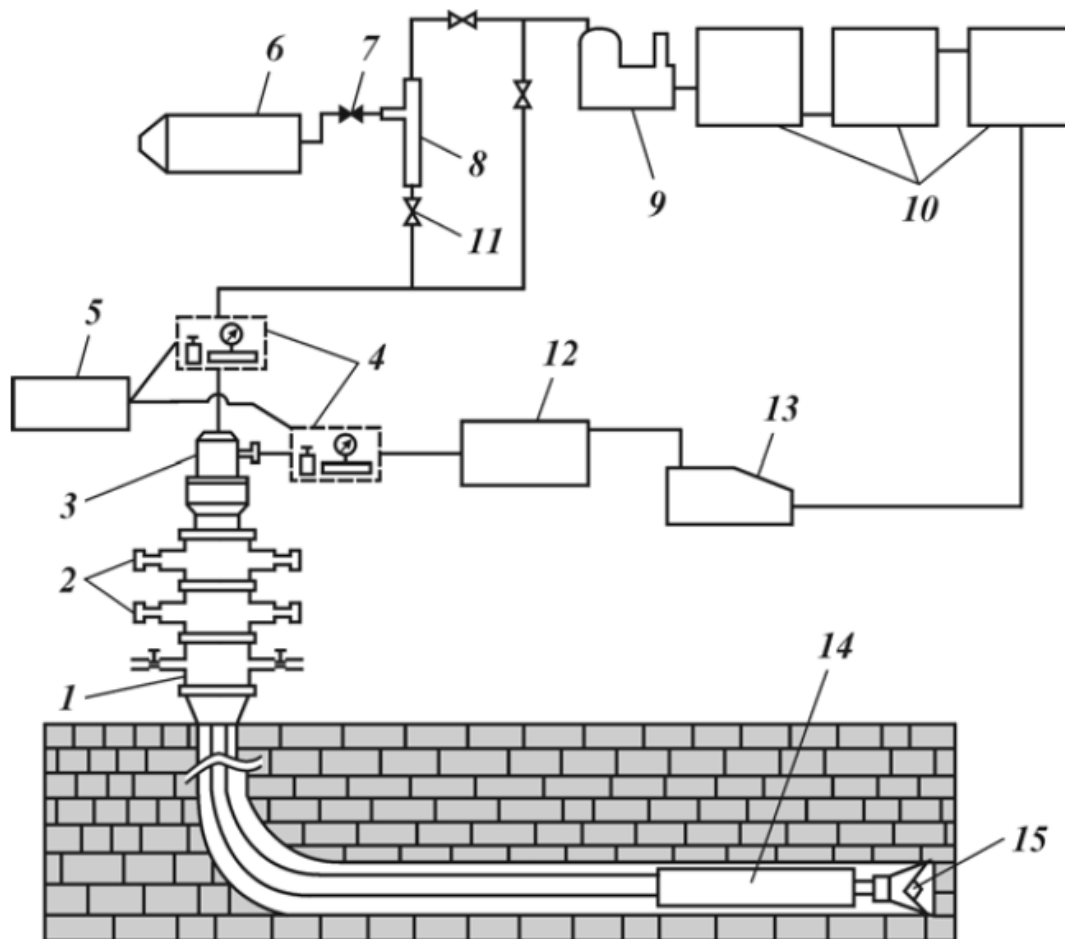


Рисунок 3 - Принципиальная схема расположения бурового оборудования при бурении с промывкой пеной: 1 – крестовина; 2 – плашечные превенторы; 3 – вращающийся превентор; 4 – первичные приборы контроля расхода и давления рабочего агента; 5 – станция геолого-технологического контроля; 6 – компрессор; 7 – обратный клапан; 8 – блок приготовления пены; 9 – буровой насос; 10 – мерные емкости; 11 – задвижка; 12 – блок очистки и разрушения пены (БОРП); 13 – вибросита; 14 – компоновка низа буровой колонны (КНБК); 15 – породоразрушающий инструмент

Сущность технологии бурения с промывкой пеной с применением ГСЦ заключается в следующем. Готовится пенообразующая жидкость заданного состава в емкостях 10 циркуляционной системы. Объем ПОЖ должен быть равен двукратному объему скважины. ПОЖ насосом 9 подается в блок приготовления пены 8 с одновременным нагнетанием в него компрессором 6 инертного газа. Образовавшаяся пена под давлением через колонну бурильных труб и КНБК 14 закачивается в скважину. После заполнения скважины пеной создается избыточное давление на устье 0,5–0,7 МПа и осуществляется пробная циркуляция с целью опробования узлов и элементов наземной части замкнутой системы циркуляции. Бурение начинают после достижения оптимального сочетания технологических параметров промывки в ее наземной части. Параметры промывки контролируются и регистрируются станцией 5 с контрольно-измерительными приборами.

Выходящий из скважины пенный поток через отвод вращающегося превентора 3 и буровой шланг высокого давления поступает в БОРП 12. В фильтре грубой очистки БОРП происходит отделение крупных фракций выбуренной породы из пенного потока. Сброс накопившегося шлама в амбар проводится в период остановки циркуляции. Пена, очищенная от крупных частиц выбуренной породы, попадает в циклонные сепараторы БОРП, где происходит дополнительная очистка ее от шлама. Пена поступает в аэратор БОРП 12, где происходит насыщение ее инертным газом, нагнетаемым компрессором низкого давления, и разрушение на составляющие фазы в вертикальном сепараторе-каплеотбойнике БОРП 12. Пенообразующая жидкость из вертикального и циклонных сепараторов стекает в емкость-отстойник и далее на вибросита 13, а газ удаляется в атмосферу. Пройдя вибросита и желоб, ПОЖ попадает в приемную емкость бурового насоса, и цикл повторяется.

На период наращивания бурильной колонны останавливаются компрессора, затем насос. Закачка ПОЖ прекращается после продавливания

ее в бурильную колонну через обратный клапан, устанавливаемый при спуске инструмента на последней трубе. Закрывается шаровый кран на ведущей трубе, и проводятся ее отворот и наращивание очередной бурильной трубы.

Для предотвращения возможных осложнений при подъеме колонны бурильных труб с герметизированным устьем проводят технологическую операцию по временному блокированию продуктивного пласта, а подъем осуществляют с открытым устьем.

При подъеме бурильного инструмента с герметизированным устьем давление на устье должно быть не более 3,5 МПа.

7.4. Блок приготовления пены

Для приготовления пены может быть использован эжектор [41], аэратор или обычный тройник, куда подаются ПОЖ и газ. В дальнейшем узел приготовления будем называть пеногенератором. Пена образуется в пеногенераторе путем смешивания ПОЖ, подаваемой насосом, и газа, нагнетаемого компрессором. Для предотвращения возможности образования взрывоопасной смеси углеводородного газа с воздухом запрещено нагнетание воздуха в скважину. Для этой цели должен использоваться инертный газ (азот, выхлопные газы дизель-моторов буровых установок).

Пеногенератор присоединяется через две задвижки к нагнетательной линии бурового насоса в виде байпасной линии. Для удобства используют быстросъемные соединения и резиновые шланги высокого давления. В нагнетательной линии, между входом и выходом байпасной линии также устанавливается задвижка, которая закрывается, когда закачка ПОЖ идет через пеногенератор.

7.5. Блок очистки и разрушения пены

Пена, используемая при бурении скважин, самопроизвольно не разрушается в течение длительного времени. Поэтому недостаточно применение только емкостей-отстойников для самопроизвольного разрушения пены. Кроме того, выброс отработанной пены на дневную

поверхность может привести к загрязнению окружающей среды, что недопустимо. Вследствие этого для гашения пены, поступающей из скважины, применяют химические и физические способы, причем к последним относится механическое пеногашение. Химические способы пеногашения требуют использования специальных реагентов, которые эффективны только для гашения пен на основе ПАВ одного класса. В настоящее время промышленностью не выпускаются химические пеногасители, применение которых отвечало бы всем требованиям, предъявляемым к технологии этого процесса.

Для решения поставленной задачи в практике бурения скважин и нефтегазодобыче используют механические способы разрушения пенных систем. В СевКавНИПИгазе разработаны технология и специальное оборудование для разрушения выходящего из скважины потока пены со шламом [42-44].

Блок очистки и разрушения пены предназначен для очистки последней от выбуренной породы в процессе углубления скважины, а также разрушения ее с целью последующего использования ПОЖ. Блок рассчитан на рабочее давление 0,6 МПа. Объемная производительность различна в зависимости от расхода пены.

Блок состоит из следующего оборудования: вертикального гравитационного сепаратора, фильтра грубой очистки, гидроциклонных сепараторов, аэратора, трубопроводов с задвижками и вентилями. Конструкция БОРП позволяет рационально включать его в существующие на буровых установках системы циркуляции бурового раствора. Присоединение БОРП к отводу ПВ осуществляется буровым грязевым шлангом высокого давления. Поток пены со шламом поступает в гравитационный сепаратор, фильтр, а далее в циклонные сепараторы, где происходят отделение и частичная очистка пены от выбуренной породы. Шлам через шламовый коллектор сливается в емкость-отстойник и далее на вибросита. Пена, очищенная от шлама, через выходной коллектор подается в деаэратор, где

происходит насыщение ее газом, нагнетаемым компрессором низкого давления.

Смесь пены и воздуха подается в вертикальный гравитационный газосепаратор с тангенциальным вводом и газоотводом. В этом узле оборудования БОРП происходят разрушение очищенного и дополнительно азрированного потока пены, а также разделение жидкой и газообразной фаз потока и отвод их из блока. Фильтр грубой очистки предназначен для отделения шлама размером более 3 мм.

В гидроциклонах происходят более тонкая очистка пены от шлама размером до 0,5 мм, а также отделение газа из потока ПОЖ. Аэратор предназначен для повышения газосодержания оставшейся неразрушенной пены и резкого снижения ее устойчивости. Гравитационный сепаратор (трап) предназначен для окончательного отделения газа из ПОЖ и их раздельного выхода: азота выхлопного газа в атмосферу, а ПОЖ на вибросита системы циркуляции.

7.6. Блок дросселирования газожидкостной смеси

Схема обвязки устья скважины приведена на рисунке 3. Схема обвязки устья и конструкция дросселя разработаны В.Е. Дубенко, И.И. Андриановым, В.И. Чернухиным, А.В. Кулигиным.

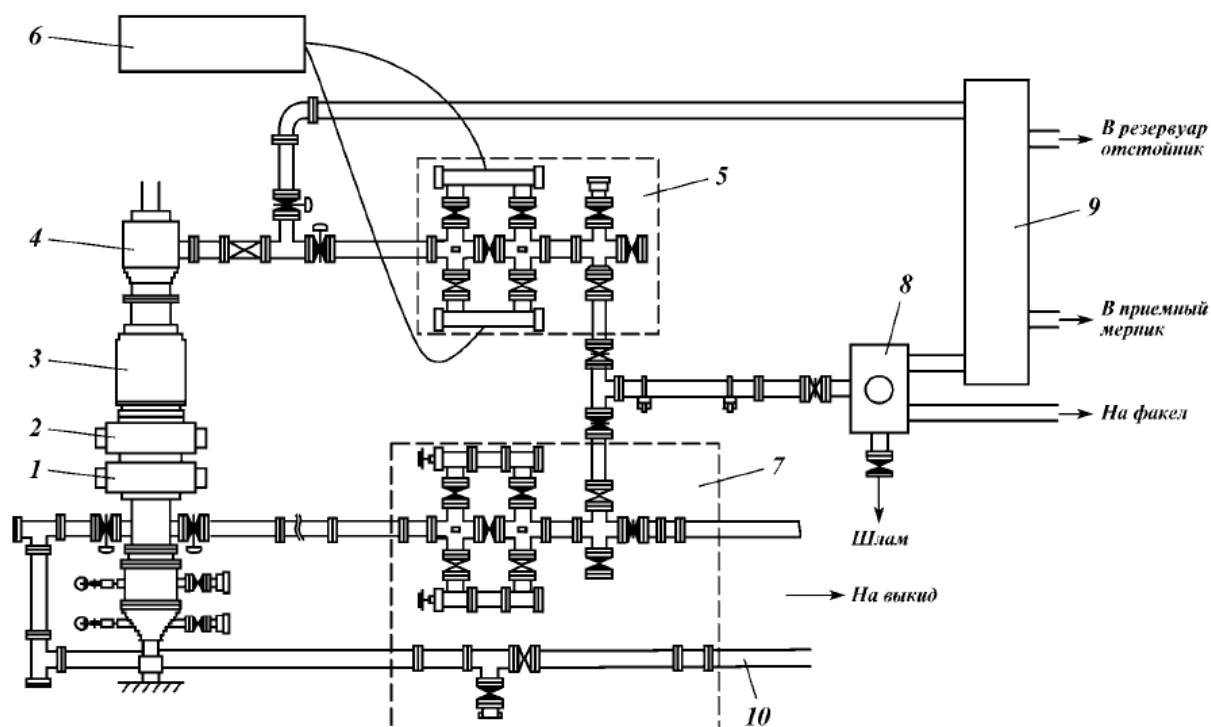


Рис. 4.4. Схема расположения и обвязки оборудования при бурении скважины на равновесии давлений и депрессии в системе скважина – пласт: 1 – превентор с глухими плашками; 2 – превентор с трубными плашками; 3 – превентор универсальный; 4 – вращающийся превентор; 5 – блок регулирования устьевое давления; 6 – пульт управления блоком дросселирования; 7 – блок глушения и дросселирования; 8 – сепаратор; 9 – блок очистки; 10 – манифольд диаметром 100 мм

Применение технологии бурения на депрессии и равновесии давлений в системе скважина – пласт начинается после монтажа и испытания на герметичность противовыбросового и другого специального оборудования.

При выполнении первого рейса долота после выхода из-под башмака обсадной колонны определяются:

- пластовое давление по данным бурения;
- максимальное допустимое значение давления в открытом стволе (гидроопрессовка ствола скважины на давление начала поглощения);
- сила сопротивления резинометаллического уплотнителя вращающегося превентора;

- остаточное давление в манифольде после остановки циркуляции;
- гидравлические сопротивления в затрубном пространстве.

На основе уточненных данных осуществляются:

- оперативный прогноз градиентов пластового давления и давления начала поглощения;
- коррекция значения плотности бурового раствора;
- коррекция показания ГИВ.

Поддержание заданной депрессии или равновесия в системе скважина – пласт осуществляется путем регламентирования приведенной плотности бурового раствора, учитывающей наличие гидродинамических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины при СПО и циркуляции бурового раствора, а также значения устьевого давления.

Минимальное значение приведенной плотности бурового раствора определяется для условия подъема бурильной колонны без циркуляции. Максимальное значение приведенной плотности бурового раствора имеет место при спуске бурильного инструмента с промывкой скважины. Так как наибольшую опасность представляет поглощение промывочной жидкости, величина максимальной плотности не должна создавать давление, превышающее градиент давления начала поглощения.

Основными признаками входа в интервал с АВПД являются:

- увеличение механической скорости бурения и размера выносимого шлама;
- появление затяжек и посадок бурильного инструмента;
- повышение крутящего момента при вращении бурильного инструмента;
- увеличение давления на стояке.

При появлении таких признаков следует уточнить значение порового давления, откорректировать плотность бурового раствора, проработать

призабойную часть ствола до устранения затяжек и продолжить углубление скважины.

При значительном расхождении проектных и фактических условий бурения необходимо выполнить комплекс ГИС для уточнения горно-геологических условий.

Во время механического бурения плотность бурового раствора снижается. Перед подъемом бурильного инструмента плотность бурового раствора повышается до нормативной.

Переход на раствор другой плотности осуществляется двумя способами:

- с помощью закачки раствора большей плотности;

- с помощью схемы циркуляционной системы, обеспечивающей регенерацию бурового раствора и использование продуктов регенерации для его утяжеления. Снижение плотности обеспечивается гидроциклонной установкой. При этом буровой раствор необходимой плотности поступает в приемный мерник бурового насоса, а тяжелый – в специальную емкость. Перед подъемом бурильной колонны циркулирующий буровой раствор доутяжеляется до первоначальной плотности за счет добавки тяжелого раствора из специальной емкости. Ввод тяжелого раствора осуществляется после выбросит.

На первых бурящихся на площади скважинах рекомендуется использовать первый способ, т.е. необходимо иметь запас утяжеленного и облегченного раствора требуемой плотности и объема. Если при очередном наращивании остаточное давление в манифольде выше первоначально замеренного, уточняется градиент пластового давления и корректируется плотность бурового раствора.

Определенные трудности возникают при измерении расхода пены и ГЖС с газосодержанием более 20 % при избыточном давлении и повышенной температуре. Отечественной промышленностью не выпускаются специальные приборы и аппаратура для регистрации расхода

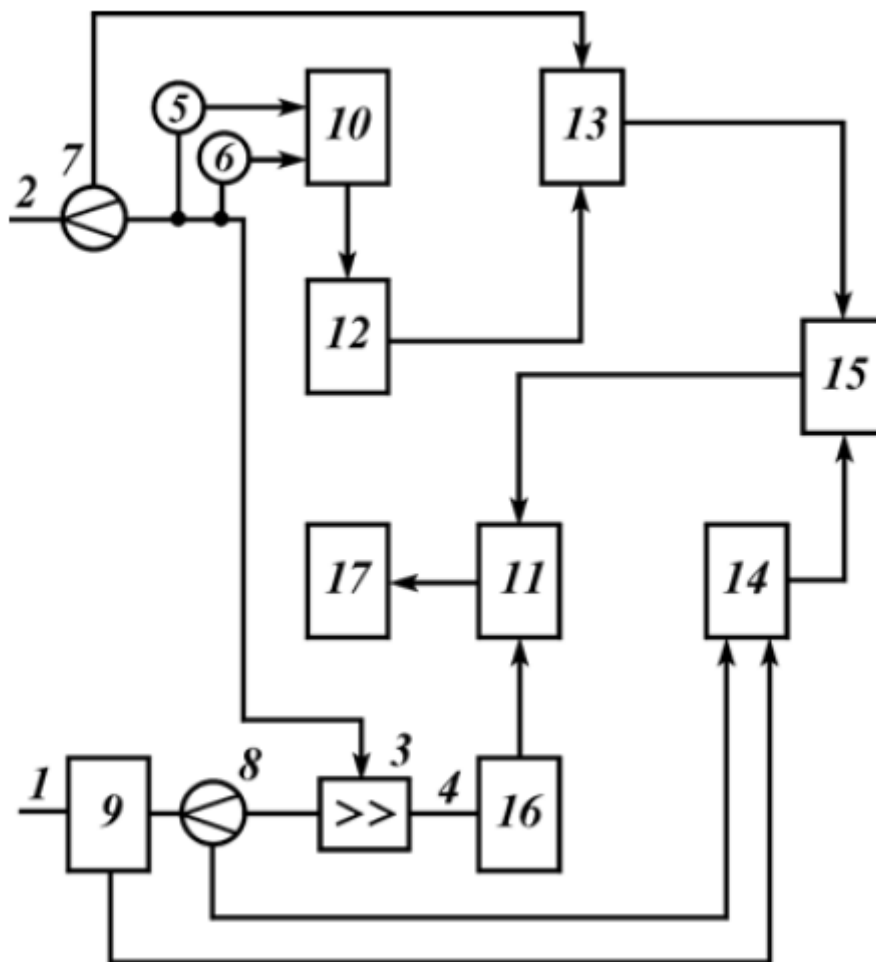


Рисунок 4 - Принципиальная схема устройства автоматического измерения параметров пены

Устройство содержит схемы 1 и 2 подачи соответственно ПОЖ и газа к пеногенератору 3, схему 4 циркуляции пены, датчик 5 давления, датчик 6 температуры газа, датчики 7 и 8 расхода соответственно газа и ПОЖ, датчик 9 плотности ПОЖ, блоки 10 и 11 вычисления отношений, линейный усилитель 12, блоки 13 и 14 умножения, сумматор 15, измеритель 16 плотности пены и регистратор 17.

8. Результаты опытно-промышленных испытаний разработанных методов, технологий и оборудования

Бурение эксплуатационно-нагнетательных скважин на Песчано-Уметской площади Саратовской области осложнялось катастрофическими поглощениями в интервалах горных пород, залегающих на глубине 270–400 и 780–950 м. Средневзвешенное по глубине пластовое давление в первом интервале поглощающих горных пород составляло 1,5 МПа, во втором – 3,0 МПа. Конструкция скважин была утверждена с учетом перекрытия 324-мм и 245-мм обсадными колоннами первой и второй зон поглощений, спускаемыми на глубину 400 и 950 м соответственно.

Бурение в интервалах катастрофических поглощений проводилось ранее с промывкой глинистым раствором с минимально возможной плотностью. При обнаружении поглощения осуществлялся переход на воду и дальнейшее бурение продолжали при полном поглощении без выхода циркуляции с падением уровня до 180 м от устья.

Существующая технология бурения на Песчано-Уметской площади не позволяла вскрывать пласты с АНПД без поглощений, не обеспечивала подъем цементного раствора за колоннами до устья, снижала технико-экономические показатели, отрицательно влияла на экологическую обстановку в районе строительства скважин. При прохождении газонасыщенного мячковского горизонта в купольной части структуры углубление скважин более 300 м становилось невозможным из-за газопроявлений, приводящих к серьезным авариям.

Бурение скв. 179 с промывкой пеной по технологии Сев-КавНИПИгаза в интервале 270–370 м под 324-мм кондуктор проходило без потери циркуляции. Технологическая схема обвязки специального наземного оборудования обеспечивала приготовление пены, закачку ее в скважину, циркуляцию, очистку от шлама и разрушение на составляющие фазы. Разделение пены на два потока происходило в блоке циклонных сепараторов. Затем выходящий легкий поток двухфазной пены подвергался

дополнительной аэрации в аэраторе, расположенном между циклонами и вертикальным гравитационным сепаратором. Окончательное разделение пены на воздух и пенообразующую жидкость происходило в гравитационном сепараторе.

Перед спуском 324-мм и 245-мм промежуточных колонн проводилось блокирование поглощающих пластов устойчивой трехфазной пеной, которая образуется путем увеличения концентрации пенообразователя в ПОЖ до 0,5 % (по массе).

Данная технология и оборудование, внедренные на скв. 11, 232, 172, 171 и др. Песчано-Уметской площади, позволили обеспечить проектные требования по глубине спуска и цементированию 245-мм и 324-мм промежуточных колонн и предотвратить межколонные давления, что подтвердило надежность крепления промежуточных колонн в указанных скважинах [46-50].

Скв. 7 на площади Танги-Кудук (Туркмения). Разведочная площадь Танги-Кудук расположена на территории Восточной Туркмении в 120 км восточнее г. Чарджоу. Бурение велось на келловей-оксфордский перспективный на газ пласт, залегающий на глубине 3500 м. При бурении под промежуточную колонну диаметром 324 мм, спускаемую на глубину 500 м, в интервале 170–380 м встречались зоны катастрофических поглощений промывочной жидкости плотностью 1080 кг/м³. Данный интервал был осложнен карстом и сложен известняками, доломитами с прослоями песчано-глинистых пород неоген-четвертичного и палеогенового возраста (бухарские отложения). Интервальное пластовое давление оценивалось в пределах 1,53–2,77 МПа, пластовая температура 30–35 °С.

Практика проводки первых разведочных скважин показала, что при бурении данного интервала в результате интенсивных поглощений снижался уровень промывочной жидкости на 50–70 м от устья, происходило обвалообразование стенок скважины, каждый спуск-подъем сопровождался затяжками и посадками бурильного инструмента. Кроме того, в близлежащем

районе отсутствовали водные ресурсы. Эти обстоятельства потребовали разработки технологии бурения с применением пены.

На скв. 7 Танги-Кудук была применена новая технология бурения с промывкой пеной, разработанная СевКавНИПИгазом. После спуска и цементирования 426-мм кондуктора на устье скважины был смонтирован вращающийся превентор с проходным сечением в корпусе 425-мм. Отвод устьевого вращающегося превентора соединили резиновым шлангом с блоком очистки и разрушения пены.

Перед началом бурения приготовили ПОЖ в количестве, равном четырехкратному объему скважины. Для приготовления ПОЖ заранее готовился 10%-ный глинистый раствор с добавкой полимера. Затем добавляли пенообразователь.

Для бурения с промывкой пеной применялась следующая компоновка бурильной колонны: долото 394-мм, УБТ диаметром 203 мм и длиной 120 м, обратный клапан, 114-мм бурильные трубы, КШЦ-155, ведущая труба.

В процессе бурения поглощений пены пластом и проявлений пластового флюида не наблюдалось. Механическая скорость бурения возросла в 3–3,5 раза, проходка на долото в 1,5–2 раза. На глубину 505 м без осложнений спущена 324-мм промежуточная колонна и зацементирована до устья.

Внедрение разработанных методов и технологий осуществлялось как при строительстве эксплуатационных и разведочных скважин (Северо-Ставропольское, Елшано-Курдюмское, Песчано-Уметское, Степновское и Пунгинское ПХГ, Заполярное и Ямсовейское ГКМ, Южно-Парусовая разведочная площадь и др.), так и при их капитальном ремонте.

Эффективность проведенных работ определялась по совокупности технико-технологических решений, а также природных и организационных факторов. Целесообразность внедрения разработанных методов, технологий и оборудования в промысловой практике диктуется целым рядом

преимуществ, являющихся факторами проявления экономической эффективности [51].

При внедрении разработанных методов, технологий и оборудования факторами проявления экономической эффективности являются:

- сокращение затрат времени и экономия материалов в осложненных интервалах;
- предупреждение поглощений промысловых и специальных жидкостей, флюидопроявлений и межколонных перетоков;
- повышение долговечности и эксплуатационной надежности скважин;
- максимально возможное при современном уровне развития техники и технологии сохранение естественной проницаемости ПЗП;
- увеличение продуктивности скважин.

Использование технологии на скв. П-12 Южно-Парусовой площади впервые позволило получить приток газа промышленного значения из валанжинских отложений Парусовой группы месторождений. Кроме того, получен коммерческий эффект благодаря сокращению срока строительства скважин за счет увеличения на 20 % проходки на долото, снижению затрат времени и материалов, а именно: не спускалась колонна 140 мм в интервале 2700–3453 м, уменьшился расход химреагентов на приготовление, утяжеление и химическую обработку бурового раствора.

Факторы проявления экономической эффективности на скв. 68 Средне-Надымской и скв. 742 Уренгойской площади: увеличение проходки долота на 20 %; уменьшение количества спускаемых колонн; снижение срока строительства скважины; снижение расхода материальных ресурсов; замена двух хвостовиков диаметром 194 и 140 мм соответственно в интервалах 2430–3460 и 3390–3650 м одним хвостовиком диаметром 168 мм в интервале 2470–3650 м.

9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

9.1 Структура и организационные формы работы Красноярского филиала ЗАО «ССК»

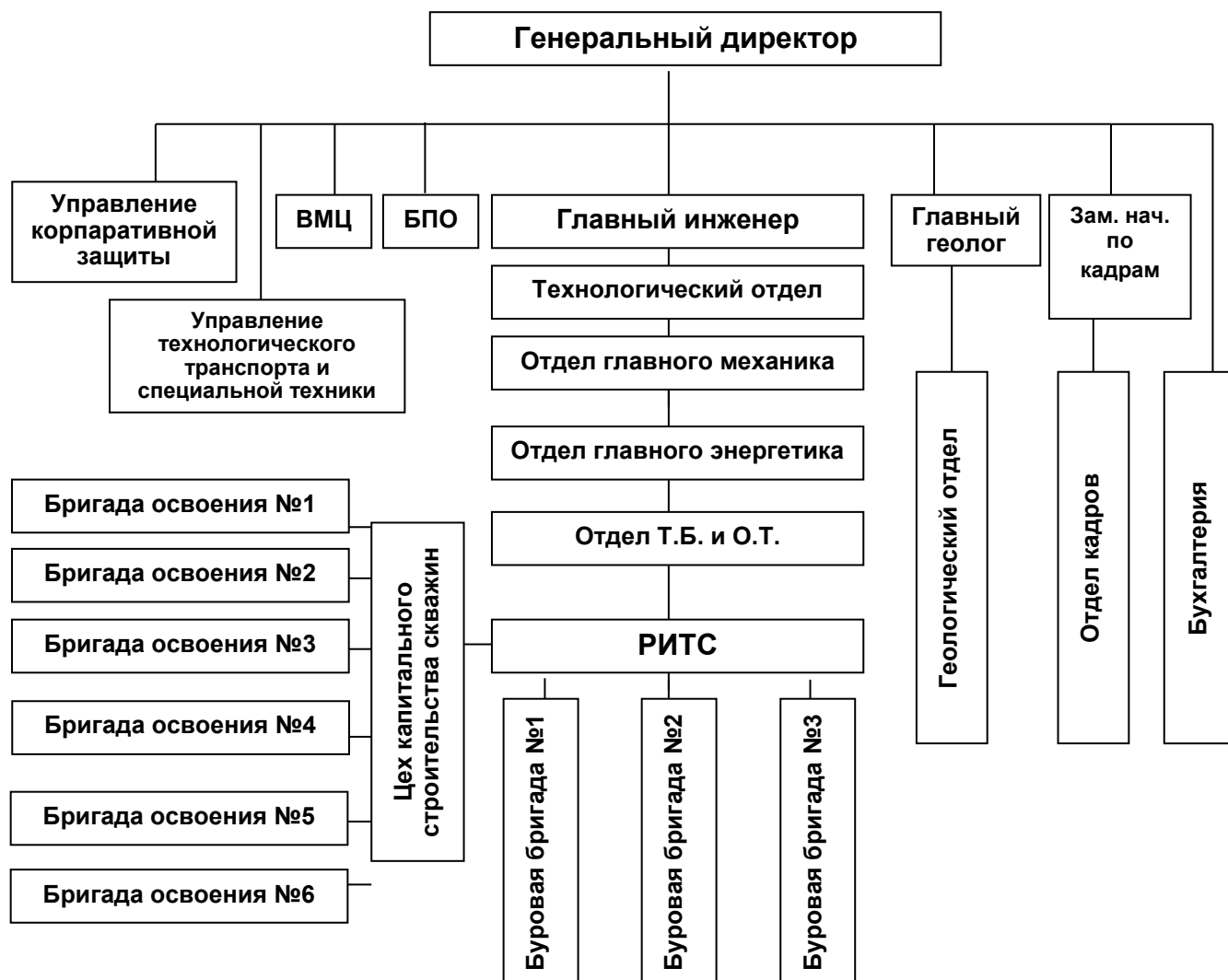


Рисунок 5 – Структура КФ ЗАО «ССК»

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

9.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины

9.2.1 Составление нормативной карты

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам, расчёт нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также

число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам [52].

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины длиной (по стволу) 4344 метров составляет 432 часов (механического бурения), время СПО составит 19,6 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 14 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 27,77 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости: механическая скорость, рейсовая скорость и коммерческая скорость, а также средняя проходка на долото по скважине.

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта, представленная в таблице 11.

Таблица 11 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, ч
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч				
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦГВУ	0	50	350	0,066	50	3,3	0,1	3,4
Проработка (ЕНВ)									0,02
Наращивание (ЕНВ)									0,24
Смена долот									0,27
ПЗР к СПО									0,43
Сборка и разборка УБТ									1,06
Установка и вывод УБТ за									0,23
Крепление (ЕНВ)									21,79
Смена									0,33
Ремонтные									0,96
Смена вахт (ЕНВ)									0,24
Итого:									28,97
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	50	740	3000	0,044	690	30,636	1,59	32,22
Промывка (ЕНВ)									0,26
Наращивание (ЕНВ)									6,78
Смена долот (ЕНВ)									0,54
ПЗР к СПО (ЕНВ)									0,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									1,59
Установка и вывод УБТ за									0,68
Крепление (ЕНВ)									56
ПГИ (ЕНВ)									5,18
Смена обтираторов (ЕНВ)									0,83
Ремонтные работы (ЕНВ)									5,17
Смена вахт (ЕНВ)									1,28
Итого:									110,9

Продолжение таблицы 11

Бурение под эксплуатацию колонну	БИТ 215,9 ВТ 613	740	1000	3000	0,12	260	31,2	2,9	34,1
Бурение		1000	1337		0,15	337	50,55	3,1	43,54
Бурение		1337	2761		0,12	1424	170,88	3,9	174,68
Бурение		2761	3344		0,15	583	87,45	3,3	62,3
Промывка									9,27
Наращивание									19,2
Смена долот									0,81
ПЗР к СПО									0,37
Сборка и									3,18
Установка и									7,48
Крепление									87,92
ПГИ (ЕНВ)									27,52
Смена									2
Проверка									18
Ремонтные									16,3
Смена вахт									4
Итого:									510,67
Бурение под хвостовик	БИТ 146 ВТ 613 Н	3344	4344	3200	0,13	1000	130	3,2	124,7
Промывка									3,24
Наращивание									6,74
Смена долот									0,72
ПЗР к СПО									0,37
Сборка и									3,18
Установка и вывод УБТ за палец									7,48
ПГИ (ЕНВ)									27,52
Смена									2
Проверка									18
Ремонтные									17,8
Смена вахт									4
Итого:									215,75
Итого по колоннам:									789,49
Проектная продолжительность бурения и крепления									620,5
Проектная коммерческая									4804

Продолжительность пребывания турбобура на забое, %									
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов [53].

Линейно-календарный график представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Линейно-календарный график

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участвовавшие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

9.2.2 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 14 - Сметная стоимость скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, тыс. руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
	А. Собственно геологоразведочные				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2936		282360
	Итого полевых работ: Σ_1				285708,8
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	3428,5
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	4285,6
	Итого основных расходов: Σ_2				293422,9
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	58684,58
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	38144,98
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				390252,5
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	41079,21
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	44013,44
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	2285,67
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	8802,687
	- доплаты	%	8	от Σ_2	23473,83
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	14671,15
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	39025,25
ИТОГО сметная стоимость		478510,9			
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)		86131,96			

10 Социальная ответственность в организации при проведении буровых работ

Понятие «социальная ответственность» на данном этапе развития общества получило широкое распространение во всех сферах деятельности человека. Обычно социальная ответственность рассматривается как одно из выражений ответственности в обществе. Ответственность как способ взаимодействия различных сил в обществе (отдельные индивиды, организации, органы управления) связана с выполнением каких-либо обязанностей, предъявлением на этой основе требований к соответствующему лицу или организации, а также применением санкций в случае невыполнения.

Таким образом, социальная ответственность – это особое морально-правовое и социальное отношение конкретного лица (в нашем случае Работодателя) к обществу (Рабочему классу), характеризующиеся выполнением нравственного долга и правовых норм и аспектов деятельности.

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли в частности в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. А именно, рассмотрение пунктов связанных с исключением несчастных случаев; защитой здоровья работников; снижением вредных воздействий на окружающую среду; экономным расходованием невозобновимых природных ресурсов. В качестве объекта исследования рассматривается технологический процесс строительства вертикальных секций скважин с опережением на базе мобильной буровой установки с применением погружного пневмоударника и очистки забоя газожидкостными смесями в условиях катастрофических поглощений.

Таким образом, в роли объекта выступает весь комплекс производственно-технических мероприятий, необходимый для бурения нефтяных и газовых скважин.

Производственная безопасность

Количество работающих на опасном техническом производстве в Российской Федерации составляет почти половину от всех занятых физическим трудом лиц. Охрана труда рабочих является одним из основополагающих факторов для построения дисциплинированного, а главное безопасного производственного процесса. В настоящее время правительство страны работает над улучшением условий труда рабочих, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и о полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов в большинстве отраслей производственно-технического хозяйства.

Отрасль нефтяной и газовой промышленности является наиболее опасной производственной площадкой, следовательно, для создания условий труда уделяется особое внимание.

В сфере бурения нефтяных и газовых скважин, входящей в состав нефтегазового комплекса, при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности, представленные в табл. 15:

Таблица 15 – Сводная таблица опасных и вредных факторов на производственном объекте нефтегазового промысла

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы на буровой установке, в блоках очистки бурового раствора от выбуренной породы, в насосном блоке, на столе ротора: спускоподъемные операции, работы на столе ротора с	1. Пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;	1. "СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4.[55] 2. ГОСТ 12.1.003-83 [56] 3.ГОСТ 12.1.012-2004 [5] 4. СП 52.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [58] 5. ПБ-08-624-03 (15) [59] 6.ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00; ПУЭ-7[60]

движущимися элементами, сварочные работы, обслуживание электрических составляющих установки, работы на открытом воздухе круглогодично.	недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.	3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	7. Р 2.2.2006-05[77]
--	--	--	----------------------

Рассмотрим каждый из выше представленных факторов детально.

Опасные факторы:

1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

1.1. Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Буровая установка представляет сложный и массивный рабочий объект, состоящий из множества механизмов и различных технических узлов. Получение травм возможны во время спуско-подъемных операций, падения с высоты различных предметов, а также деталей буровой установки и ее отдельных элементов, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда. Наличие множества подвижных элементов в конструкции установки (буровые насосы, привода, лебедки, ротор и др.), являются чрезвычайно опасными для здоровья рабочих, в случае несоблюдения техники безопасности на объекте.

1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Данные механические воздействия могут повлечь значительный ущерб здоровью персонала буровой установки. Например, незащищенные подвижные механизмы насоса, ротора, шнек, лопасти перемешивателей, могут повлечь за собой повреждение конечностей.

1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действии нормативной документации.

Основным нормативным документов для обеспечения безопасной работы в нефтегазовой отрасли являются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности ПБ-08-624-03 (15)[59]. В данном документе детально прописаны все требования, необходимые для обеспечения безопасности на рабочей площадке. Рассмотрим некоторые из них: для исключения падения посторонних предметов на рабочего с высоты, применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения. Для исключения падения свечей бурильных труб буровые установки должны быть оснащены приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо оградить вращающиеся части механизмов; обеспечить машинные ключи страховочными канатами; проводить своевременно инструктажи по технике безопасности; при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ; весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.); проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения; проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств; при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

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 $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол

должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя внешний осмотр; статическое испытание и динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

2.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Данный фактор опасен практически во всех сферах производственной деятельности. В настоящие дни применение электрического тока на буровых установках, является одним из основных критериев ее работоспособности, следовательно, получение травм такого рода возможно практически в любой ситуации. В качестве источников опасности могут выступать: открытые токопроводящие элементы буровой установки, прикосновения к которым могут повлечь как серьезные ожоги и повреждения, так и летальный исход; отсутствия защитного заземления; отсутствие специальной защитной обуви и перчаток при обслуживании модулей буровой установки, подключенных к токоведущим линиям.

2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Воздействие электрического тока на человека подразделяется на 4 категории:

1. Термическое воздействие – проявление ожогов отдельных участков тела человека, нагревом органов до высоких показателей температуры, как следствие их функциональное расстройство.

2. Электролитическое воздействие – разложение жидкостей тела (кровь, вода, лимфа) на отдельные ионы, как следствие нарушение их свойств и физико-химического состава.

3. Биологическое воздействие проявляется в виду раздражения отдельных частей тела, судороги мышц, нарушение внутренних биологических процессов.

4. Механическое – отделение и разрыв тканей организма [73].

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, а также ПУЭ-7 [60].

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV. Помимо, «Правил по охране труда и эксплуатацией электроустановок», действия буровой бригады на буровой установке регламентированы «Правилами безопасности в нефтяной и газовой

промышленности», утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003 (с изм. в 2013г.) [59].

Производственная площадка буровой установки относится к классу с повышенной опасностью поражения электрическим током, по следующим критериям:

1) помещения с токопроводящими полами (наличие железобетонных, металлических, кирпичных и иных типов токопроводящих напольных покрытий), буровая установка представляет металлическую конструкцию с металлическими полами и перекрытиями;

2) условия, когда человек может одновременно прикоснуться к металлическим корпусам электрооборудования и к заземленным металлоконструкциям зданий. На буровой установке множество металлических конструкции, в том числе и бурового оборудования, подключенных к электричеству.

3. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов.

3.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Работы на буровой ведутся с множеством вращающихся и движущихся механизмов, которые в результате действия нагреваются и способны повысить температуру в помещении, помимо этого, соприкосновение персонала с нагревательными элементами, например, дизельных двигателей, могут вызвать ожоги.

3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

На буровой установке в результате нарушений техники безопасности возможно получение любого типа ожога, но к данному фактору относятся два вида ожогов:

1. Термический ожог. Такие травмы в зоне действия бурового оборудования возможно получить от прямого контакта с:

а) горячим паром; в зимнее время года использование пара на буровой установке является обязательным параметром, так как практически все буровое оборудование находится на открытом пространстве и подвержено замерзанию, пар используется для отогрева узлов и агрегатов буровой установки. Ожоги паром как правило диагностируются неглубоким повреждением кожных тканей, возможно повреждение дыхательных путей;

б) горячими предметами; в процессе эксплуатации буровой установки, в частности: дизельных двигателей, приводных и других механизмов, эти элементы подвержены нагреву до больших температур, в результате контакта с такой поверхностью возможно получение ожогов, как правило, сопровождающихся вздутием кожных покровов.

2. Химический ожог. Повреждение связано с прямым попаданием на тело человека агрессивных химических веществ, на буровой это чаще всего химические вещества (кислоты, щелочи, соли тяжелых металлов), необходимые для приготовления бурового раствора [61].

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [59], температура наружных поверхностей технических устройств и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуру самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность ожогов, именно этим нормативным документом регламентируется обеспечение безопасности относительно данного фактора, так как обеспечение исправного и защищенного рабочего места не представляет опасности для персонала, при соблюдении техники безопасности.

Защитные мероприятия: в результате получения ожога, требуется охладить ожоговое место под слабой струей проточной воды (запрещено использование снега, льда и др.); использовать препараты для профилактики

ожогов на водной основе (мази, спреи); если ожог представляет опасность для жизни человека, необходимо в срочном порядке доставить его в больницу.

Вредные факторы:

1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

1.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Производственная деятельность на буровой ведется круглосуточно и круглогодично, следовательно, влияние как высоких, так и низких температур на организм рабочего персонала неизбежен. Помимо этого, как правила основная масса буровых работ ведется в условиях Крайнего Севера.

1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Данный факт способствует частому заболеванию рабочего персонала: повышение температуры тела; простуда; болезни дыхательных путей и других заболеваний. Безопасность и здоровья персонала на рабочем месте очень важный показатель для компаний, для этого необходимо соблюдать требования и нормативы рабочего процесса на открытом воздухе.

1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Труд всех работающих в условиях Крайнего Севера по профессиям, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин, по микроклиматическому признаку регламентируется в соответствии с Р 2.2.2006-05 [77].

Согласно данного документа, климатический регион (пояс) соответствующий работам в условиях Крайнего Севера является климатический пояс Ib (TV) - 41 °C и 1,3 м/с, характеризующийся показателями температуры воздуха (средняя зимних месяцев) и скорости ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы).

Таким образом, к допустимым климатическим условиям труда относится $-15,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ (без перерывов на обогрев) и $-18,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ (с перерывами); к вредным условиям труда относится температурный интервал $-23,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (без перерывов на обогрев) и $-29,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ (с перерывами); к опасным относится $-27,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (без перерывов на обогрев) и $-35,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (с перерывами на обогрев) [77].

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. За вредность выплачиваются компенсации.

2. Повышенный уровень шума на рабочем месте.

2.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Шум на рабочей площадке буровой установки и в производственных блоках неизбежен. Источником возникновения являются вибростата, дегазатор, шламовые насосы, буровые насосы, дизельные установки, перемешиватели, компрессоры, лебедка буровой установки, двигатель лебедки и многие другие агрегаты и механизмы.

2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Шум, возникающий в результате работы производственного оборудования, превышающий допустимые нормативные значения, пагубно воздействует на центральную нервную и вегетативную систему человека и органы слуха. Длительное воздействие шума, превышающего нормативные показатели, могут повлечь заболевания человека шумовой болезнью — нейросенсорная тугоухость. Таким образом, можно выделить основные негативные последствия на человека под действием избытка шума: потери слуха, некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Рассмотрим данный фактор с точки зрения ГОСТ 12.1.003-83 [56].

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звука, превышающими давление в 135 дБ.

Защитные мероприятия: при проектировании, разработке технологических процессов, изготовлении и эксплуатации машин, следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на персонал во время работы, до значения не превышающих допустимые. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: звукоизоляция (минеральная вата, войлок) и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

3. Повышенный уровень вибрации.

3.1 Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Источниками вибрации на буровой установке являются те же механизмы и оборудование, что и источниками шума: вибросита, шламовые насосы, буровые насосы, дизельные установки, перемешиватели, компрессоры, лебедка буровой установки, двигатель лебедки.

3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Обеспечение вибрационной безопасности на буровой площадке подразумевает создание условия, при которых воздействие данного фактора не будет предшествовать ухудшению состояния рабочего персонала, в том числе к профессиональным заболеваниям, снижению комфортности труда.

Помимо негативного влияния на человека, вибрация может влиять на нарушение в работе механизированных инструментов, машин и оборудования буровой установки, а также строительных конструкций. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Соблюдение требований техники безопасности по данному фактору регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004 [57].

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения — до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90—123 дБ, отмечены в полосах частот 8—63 Гц. Максимальные значения среднеквадратичной колебательной скорости в децибелах изменялись в различных полосах частот: при роторном бурении от 111 до 120 дБ, при турбинном — от 85 до 112 дБ. Определение величин вибрации на рабочем месте бурильщика и площадке буровой установки в период спускоподъемных операций показало, что на всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8—63 Гц превышают допустимые уровни. При работе АКБ-3 (автоматический ключ буровой) возникали вибрации пола буровой площадки, превышающие допустимые уровни, в диапазонах среднегеометрических частот от 8 до 63 Гц на 6—14 дБ, сравнительно близкие по своим значениям к вибрациям, создаваемым на различных типах установок. Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок [74].

Уровни общей вибрации на буровых установках после монтажа не должны превышать допустимые по ГОСТ 12.1.012-2004 и регистрируются в акте приемочной комиссии. При гигиенической оценке вибраций нормируемыми параметрами являются средние квадратичные значения виброскорости (и их логарифмические уровни) или виброускорения для локальных вибраций в октавных полосах частот, а для общей вибрации — в октавных или третьоктавных полосах. Таким образом, согласно ГОСТ 12.1.012-2004 нормируемый диапазон частот вибрации устанавливается:

- для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц;

- для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами: 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0 Гц [57].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, 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. Помимо этого, вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.

4.1 Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Работы на буровой ведутся круглосуточно, как на открытом пространстве (стол ротора, мостки), так и в закрытых помещениях (насосный блок, центральная система грубой очистки). Как правило недостаток освещения касается двух представленных случаев.

4.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Недостаточно хорошее освещение в рабочей зоне сказывается на усталости персонала, человек в таких условиях работает менее продуктивно, повышается потенциальная опасность возникновения аварийной ситуации и несчастных случаев. Помимо этого, недостаток освещения может повлечь профессиональные заболевания, например, такие как спазм аккомодации и близорукость. Естественное освещение имеет большое значение при работе.

Образующее в результате взаимодействия прямого и отраженного света диффузное освещение помещений создает благоприятное распределение яркости, что оказывает положительное действие на зрение.

4.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 (СНиП 23-05-95*) [58].

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.

Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения:

- стол ротора – 40 лк;
- полатя верхового рабочего – 10 лк;
- приемный мост – 30 лк;
- пусковые ящики – 50 лк;
- буровые насосы – 25 лк.

Экологическая безопасность.

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные	Уничтожение и повреждение	1.Рациональное планирование

ресурсы	почвенного слоя сельхозугодий и других земель (уничтожение в результате работы спец. техники и др.)	мест и сроков проведения работ. 2. Соблюдение нормативов отвода земель. 3. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, хим. реагентами и другими веществами.	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором.	1. Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Создание выемок и неровностей.	1. Засыпка выемок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности.	1. Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.	Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков	1. Уборка и уничтожение порубочных остатков. 2. Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос 3. Использование вырубленной древесины.
	Мероприятия по охране почв (см. графу "Земля и земельные ресурсы").	1. Попенная оплата. 2. Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Вода и водные ресурсы. Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.	Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаяивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.	1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).
	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод	1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
Недра.	Нарушение естественных свойств геологической среды.	1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Некомплексное изучение недр.	1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1. Ведение работ, позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки" стерильности" зон

		застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	1. Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир.	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	1. Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. 2. Профилактическая работа.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	1. Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Минприроды России, Росприроднадзора, Роснедр, Росводресурсов, Россельхоза, Росрыболовства России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора,

сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 [62];

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- 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;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.2.3.01-86; ГОСТ 17.1.1.01-77; ГОСТ 17.2.1.04-77; ГОСТ 17.4.2.01-81; ГОСТ 27593-88[63-77]).

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – 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 жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Исходя из природы возникновения чрезвычайной ситуации, существует классификация:

1. геологические;
2. метеорологические;
3. гидрологические;
4. природные пожары;
5. массовые заболевания [75].

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- Пожары;

- Открытые фонтаны;

Рассмотрим один из самых опасных и вероятный случаев.

Пожары. Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов, начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

Согласно НПБ 105-03 по взрывоопасности и пожароопасности объекты нефтяной и газовой промышленности относятся к категории «А» [79]. Согласно этому документу к взрывоопасности категории «А» относятся производства на которых применяются:

1) вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, воздухом и друг с другом (химические реагенты для приготовления бурового раствора: калий, натрий и др.);

2) горючие газы, нижний предел воспламенения которых равен 10% и меньше по отношению к объему воздуха (метан);

3) жидкости, с температурой вспышки паров до 28 °С, исключительно при условии, что указанные газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем объем помещения на 5 % (спирт метиловый, этиловый, пропиловый)[79].

Причины взрывов и пожаров могут быть различны:

1) пропуски дизельного топлива, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;

2) нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, неисправность искрогасителей;

3) применение открытого огня, курение, проведение сварочных работ вблизи мест хранения нефти, горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ;

4) неисправности электрооборудования, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;

5) прокладка силовой осветительной сети с нарушениями;

6) перегрузка электрических приборов, оборудования.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

1) территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;

2) площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;

3) топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;

4) запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. На территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: "Место для курения";

5) электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям "Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования";

6) во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 [69]. Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты;

7) для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Сопротивление заземляющих устройств допускается до 100 Ом. Кроме того, для предупреждения возможности возникновения пожара при установке

нефтяных ванн проводят тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне ствола скважины и в лебедке. Под ведущей трубой обязательно должен быть установлен шаровой или обратный клапан, при этом категорически запрещается отвинчивать ведущую трубу с клапаном. Бурильная колонна должна быть разъединена выше клапана. При использовании нефтяных ванн должны соблюдаться меры, исключающие возможность выброса и разлива нефти. Если нефтяная вышка устанавливается в ночное время, то место проведения работ освещается прожекторами. Трубы, по которым нефть наливается в емкость и перекачивается в скважину, надежно заземляются, пролитая нефть засыпается песком. Около подъездных путей к буровой установке и около нее устанавливаются щиты с надписями о необходимости строгого соблюдения правил пожарной безопасности. Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой [76].

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 [69].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-86 [70].

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Буровая установка должна быть оборудована следующими средствами пожаротушения:

- 1) двумя пожарными стояками диаметром 50-60 мм, установленными в 15-20м от помещений насосной и со стороны мостков буровой в 75-100м от водопровода;
- 2) тремя пожарными рукавами и двумя переводниками диаметром 50 - 60 мм (длина одного рукава не менее 20 м);
- 3) огнетушителями ОВП(8) в количестве 6шт, ящиками с песком емкостью 0,5м³ (4шт), пожарными щитами, оборудованными лопатами, ломами топорами, баграми, ведрами.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Работник в сфере бурения нефтегазовых скважин имеет право на:

1. предоставление работы, обусловленной трудовым договором, а также рабочего места, соответствующего государственным нормативным требованиям охраны труда;

2. обеспечение рабочего места оборудованием, инструментами, технической документацией и прочими средствами, необходимыми для исполнения трудовых обязанностей;

3. своевременную и в полном объеме выплату оплаты труда в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;

4. отдых, то есть соблюдение ежедневной продолжительности рабочего времени, предоставление перерывов для отдыха и питания (12-ти часовой рабочий день с перерывом на обед 1 час), оплачиваемых ежегодных отпусков в соответствии с трудовым законодательством РФ (28 календарных дней) и дополнительный отпуск продолжительностью 16 календарных дней за работу в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера;

5. гарантии и компенсации, предусмотренные законодательством РФ и локальными нормативными актами работодателя (компенсации проезда и проживания при устройстве на работу в полном размере, по факту предоставления подтверждающих документов; работнику за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения предприятия (пункта сбора) к месту работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы в размере установленным работодателем);

6. обязательное государственное социальное страхование в порядке и на условиях, установленных действующим законодательством РФ.

Работник обязан:

1. добросовестно выполнять свои должностные обязанности, установленные нормы труда, поддерживать рабочее место, технику, оборудование в исправном состоянии, чистоте и порядке;

2. соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, инструкции и т.д.;

3. соблюдать трудовую дисциплину, не покидать рабочее место без уведомления руководителя подразделения или непосредственного руководителя на объекте;

4. выполнять правила проживания в вахтовом поселке, в связи с этим Работнику запрещается:

- покидать самостоятельно производственный объект при централизованной смене вахты;

- курить в местах, где в соответствии с правилами техники безопасности и производственной санитарии установлен запрет;

- выносить с места работы имущество, принадлежащее предприятию, без получения соответствующего разрешения и подтверждающих документов;

- находиться на территории предприятия и производственного объекта в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения.

5. Соблюдать требования по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

При возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества, незамедлительно сообщить о случившемся непосредственному руководителю.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющих деятельность вахтовым методом прописаны в Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом [71], а также в ГОСТе Р 12.0.001-2013 [72].

Персонал допускается к работе только в спецодежде и средствах индивидуальной защиты.

Каждый работающий до начала работы должен удостовериться в безопасном состоянии своего рабочего места, и при обнаружении нарушений

требований безопасности, должен не приступая к работе, сообщить об этом техническому руководителю смены.

Каждое рабочее место в течение смены должно осматриваться техническим руководителем смены, который обязан не допускать производство работ при наличии нарушений правил безопасности. Каждый работник, заметив опасность, угрожающую людям, производственным объектам обязан сообщить об этом техническому руководителю смены, а также предупредить людей, которым угрожает опасность.

Запрещается загромождать места работы оборудованием и подходы к ним предметами затрудняющими передвижение людей, машин и механизмов.

Все рабочие и специалисты, занятые на буровых работах, должны работать в защитных касках.

Механизмы и рабочее место в процессе бурения должны содержаться в исправности и чистоте; площадка у устья скважины должна иметь удобные подходы, систематически очищаться от извлекаемой породы, а в зимнее время ото льда и посыпаться песком.

Работа на буровой установке в темное время суток должна производиться только при наличии достаточного искусственного освещения рабочих мест.

Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 1 м для стационарных установок и не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных.

Здание буровой установки со сплошной обшивкой стен должно иметь световую площадь окон не менее 10% от площади пола и два выхода с открывающимися наружу дверями (основной и запасной).

Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. Мачты самоходных и передвижных буровых установок высотой до 14 м, а также буровые установки с подвижным вращателем допускается оборудовать лестницами-стремянками.

Вышки высотой более 14 м должны иметь кронблочную площадку, огражденную перилами высотой 1,2 м со средней рейкой и бортовой обшивкой высотой не менее 0,15 м. Вокруг кронблока должен быть устроен проход шириной не менее 0,7 м.

Буровые вышки, как правило, должны иметь рабочие площадки (полати) с укрытием для бурового (верхового) рабочего от неблагоприятных атмосферных условий.

Организация вахтовых поселков, о которых говорится в части 3 статьи 297 ТК, отдельно оговорена в нескольких пунктах Основных положений о вахтовом методе организации работ [80]. В частности, предусмотрено следующее:

- вахтовые поселки предназначены для обеспечения жизнедеятельности работников, а также для обслуживания строительной и спецтехники, автотранспорта, хранения запасов товарно-материальных ценностей;

- строительство вахтовых поселков осуществляется по типовым или индивидуальным проектам, включающим генеральный план поселка с привязкой к местности, состав помещений, электро-, водо- и теплоснабжение, почтово-телеграфную связь, схему подъездных путей и взлетно-посадочной полосы, обоснование способа доставки персонала, надлежащей организации питания, отдыха и досуга, медицинского, торгово-бытового и культурного обслуживания проживающих;

- обязательным требованием при выборе места дислокации вахтового поселка является сокращение времени проезда работников от места проживания в вахтовом поселке до места работы и обратно. Например, в геологии расстояние от вахтового поселка до объекта работы не должно превышать одного километра (15 минут пешего хода);

- администрация вахтовой организации утверждает внутренний распорядок обслуживания для всех проживающих в поселке с учетом мнения

представительного органа работников организации, что обосновано в статьях 190, 372 ТК;

- техническое и бытовое обслуживание вахтовых поселков обеспечивается, как правило, соответствующим сменным штатным персоналом;

- проживающие в вахтовых поселках обеспечиваются ежедневным трехразовым горячим питанием за отдельную плату;

- администрация вахтовой организации организует совместно с учреждениями здравоохранения медицинскую помощь коллективу вахтового поселка, комплектование их медицинским и фармацевтическим персоналом, медикаментами и медоборудованием, обеспечивает эвакуацию заболевших [80].

Заключение

В данной магистерской диссертации проведены теоретические и аналитические исследования методов ликвидации поглощений буровых растворов при бурении скважин в Восточной Сибири. Данный вид осложнения при бурении оказался одним из самых актуальных, экономически затратных и труднорешаемых проблем в буровой промышленности. Следует отметить, что основная причина поглощения бурового раствора заключается в разнице давления гидростатического столба жидкости и давления пластового флюида. Также важное значение имеет характер породы, образующей зону поглощения, в частности ее пористость, кавернозность и наличие трещин.

Более тщательно для борьбы с поглощениями был исследован ударно-вращательный способ бурения с очисткой забоя газожидкостными смесями. В ходе данного исследования в основу применимости метода, легли данные анализа тектонической обстановки региона, литологической характеристики пород, слагающих разрез скважины, состава пород, процесса формирования геологической площади, а также схожесть геологических условий Ичединского НГКМ и Нарыкско-Осташкинской площади на предмет наличия трещиноватости, изломов, окремнелости в породах. Успешность опыта применения бурения с продувкой воздушным аэрозолем на Нарыкско-Осташкинской площади нельзя не отнести в пользу решения проблемы сооружения направлений на Ичединском НГКМ внедрением ударно-вращательного бурения с применением продувки газообразным рабочим агентом.

Вследствие чего хотелось бы сказать, что промышленное внедрение ударно-вращательного бурения с применением ГЖС позволит не только существенно увеличить циклическую и коммерческую скорость бурения скважин, но и коренным образом поменять концепцию технологии бурения скважин в условиях данного геологического разреза на месторождениях Восточной Сибири.

В целях дальнейшего внедрения ударно-вращательного бурения с применением ГЖС и повышения его эффективности, необходимо продолжить исследовательские и конструкторские работы в следующих направлениях:

1. Более тщательно исследовать геологию предполагаемых мест поглощений для более точного выбора тех или иных буровых растворов.
2. Разрабатывать более современную методику и технологию бурения на нефть, и газ в местах катастрофических поглощений.
3. Улучшать технику и технологию для более глубокого применения данного способа.

Список использованных источников

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для нач. проф. Образования / Ю.В. Вадецкий. – 6-е изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2011. – 352 с.
2. С. В. Каменских, Ю. Л. Логачёв, А. В. Нор, Н. М. Уляшева, А. С. Фомин Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] : учеб. пособие / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2014. – 231 с.: ил.
3. Сидоров Н.А., Ковтунов Г.А. Осложнения при бурении скважин (предупреждение, ликвидация) - М.: Гостоптехиздат, 1959. — 200 с.
4. Каменских С. В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] : метод. указание / С. В. Каменских, А. С. Фомин. - Ухта : УГТУ, 2010. – 401 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин - Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003. — 431 с.
6. Степанов В.Н. Разработка и исследование технологий ликвидации поглощений буровых растворов: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.15 – Тюмень 2007. – 15 с.
7. Ликвидация катастрофических поглощений при бурении под кондуктор на залежах 301—303 Ромашкинского месторождения / С.Н. Андронов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. - №4.
8. Технология и техника борьбы с поглощениями при строительстве скважин / Поляков В.И., Мавлютов М.Р., Алексеев Л.А., Колодкин В.А. – Уфа: Китап, 1998. – 192 с.
9. Абдрахманов Г.С. Крепление скважин эспандируемыми трубами. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – С. 268.

10. Залятдинов А.А., Хузина Л.Б. Анализ и обобщение данных по искривлению ствола при бурении с одновременным расширением диаметра скважины / Территория НЕФТЕГАЗ. – 2016. – № 7–8. – С. 12–19.
11. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
12. Николаев Н.И., Нифонтов Ю.А., Никишин В.В., Тойб Р.Р. Тампонирующее скважин: Учеб. пособие / Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). СПб, 2004. 150 с.
13. Оценка аварийности при строительстве скважин на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море : научно-технический журнал. М. : ВНИИОЭНГ, 2015. № 12. С. 6–11.
14. Анализ аварийности на буровых предприятиях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Ресурсы Европейского Севера. Технология и экономика освоения. Ухта : УГТУ, 2015. № 2. С. 104–111.
15. Горонович С. Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения: автореферат дис. ...доктора технических наук. Тюмень : ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2010. 58 с.
16. Каменских С. В. [и др.]. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» по представлению Учёного совета Ухтинского государственного технического университета. Ухта : УГТУ, 2014. 231 с.: ил.
17. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М. : Госгортехнадзор, 2013. 131 с.
18. Сидоров Н. А. [и др.]. Предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин : обзорная информация, 1983. 33 с. (Бурение / ВНИИОЭНГ).

19. Шевцов В. Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах. М. : Недра, 1984. 193 с.
20. Роджерс В. Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей. М. : Недра, 1967. 600 с.
21. Спивак А. И. [и др.]. Руководящий нормативный документ РД 51-111-86. Инструкция по технологии управляемой кольматации проницаемых пород при бурении и заканчивании скважин. М. : Мингазпром, 1986. С. 4–19.
22. Дубенко В. Е. Технология бурения и устройство для упрочнения и кольматации стенок скважины // Тезисы докладов конференции «Проблемы развития газодобывающей и газотранспортной систем отрасли и их роль в энергетике Северо-Западного региона России». Ухта, 1995. С. 30–31.
23. Крылов В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. М. : Недра, 1980. 304 с.
24. Горонович С. Н. [и др.]. Ликвидация катастрофического поглощения в горизонтальном участке ствола скважины при вскрытии продуктивных отложений большой толщины // Бурение и нефть, 2009. № 7–8. С. 40–43.
25. Бузанов К.В., Борисов К.И. Статьи из журналов и сборников. Разработка технико-технологических решений бурения проблемных интервалов под направления на Дулисьминском месторождении // Научно-технический журнал «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков». – Москва, 2014. – №4. – С. 45 – 55.
26. Бузанов К.В., Борисов К.И., Лавров А.А. Статьи из журналов и сборников. Обоснование и расчет параметров оборудования пневмоударного бурения интервалов под направления на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – Москва, 2015. – №3. – С. 30– 38.
27. Б.Б. Кудряшов, А.И. Кирсанов. Пособие для ВУЗов. Бурение разведочных скважин с применением воздуха.– М.: Недра, 1990 г. – 263 с.

28. Бронзов А.С. Монографии. Бурение скважин с использованием газообразных агентов. – М.: Недра, 1989. – С. 56-75.
29. Мехтиев Э.Х. Монографии. Бурение скважин с очисткой забоя азрированными жидкостями. – М.: Недра, 1980. – С. 78-93.
30. Ф.А. Шамшев, С.Н. Тараканов, Б.Б. Кудряшов. Пособие для ВУЗов. Технология и техника разведочного бурения. – М.: Недра, 1983 г. – 565 с.
31. Спутник буровика / под ред. Иогансена К.В. Монография. – М.: Недра, 1990. – 303 с.
32. Производственные данные. Инструкция по эксплуатации МБУ KY500. // Корпорация «KERUI». – Китай 2012. – 17 с.
33. Бурение с погружными пневмоударниками от А до Я. TEREX Inc. Malaga. Western Australia, 2007. 74 с.
34. Каталог изделий – оборудование для бурения с погружным пневмоударником. Компания Atlas Copco Secoroc AB. Швеция, 2007.
35. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. – М.: Недра, 1996. – 183 с.
36. Тагиров К.М., Лобкин А.И. Использование выхлопных газов в нефтегазодобыче. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 146 с.
37. Тагиров К.М. Разработка методов вскрытия пластов с аномальными давлениями: Дис. д-ра техн. наук: 05.00.10. – М.: изд. ВНИИГаз, 1987. – 38 с.
38. Технология углубления скважин в условиях АВПД на депрессии с целью повышения эффективности геологоразведочных работ/ К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, А.Н. Гноевых, А.А. Рябоконь/ / Техника и технология вскрытия продуктивных пластов при депрессии на пласт: Сб. науч. тр. НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С. 46–65.

39. Бурение с промывкой пеной по герметизированной системе циркуляции/ К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, В.В. Корчагин, С.А. Акопов/ / Газовая промышленность. – 1991. – № 8. – С. 32–34.

40. Пат. RU 2027847 C1, E 21 B 33/ 06. Вращающийся превентор/ К.М. Тагиров, Ю.Н. Луценко, В.И. Нифантов, А.А. Романовский. – Оpubл. 27.01.95, Бюл. № 3.

41. Жидкостно-газовый эжектор для приготовления и закачки пены в скважину/ Ю.Н. Луценко, А.А. Романовский, В.И. Нифантов и др./ / Технология строительства газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаз. – 1991. С. 82–85.

42. Нифантов В.И., Акопов С.А., Дзагурова Е.В. К вопросу о способах разрушения пен/ / Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаз и СевКавНИПИгаз. – 1999. – С. 93–98.

43. *Tagirov K., Nifantov V., Gnoevyh A., Ryabokon A.* Well drilling and workover technology with the use of foams//International Gas Research Conference, 8–11 November, 1998, San Diego, California, USA.

44. *Increase of quality of wells drilling and workover at underground gas storages/K.M. Tagirov, R.A. Gasumov, V.I. Nifantov, S.A. Varyagov*//2001 International Gas Reseach Conference, Amzterdam. 5–8 november 2001.

45. А.с. SU 1659714 A1, G 01 F 1/ 00. Устройство для автоматического измерения расхода пены/ В.Г. Кузнецов, О.Н. Басов, В.И. Нифантов. – Оpubл. 30.06.91, Бюл. № 24.

46. Нифантов В.И. Вскрытие продуктивных пластов при строительстве и ремонте скважин/ Под ред. К.М. Тагирова. – М.: изд. ООО «ИРЦ Газпром». – 2002. – 61 с.

47. Бурение скважин с промывкой пеной в интервалах катастрофических поглощений с АНПД/ К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, С.А. Акопов и др./ / Технология строительства газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаз. –1991. – С. 121–128.

48. Нифантов В.И. Научное обоснование процесса вскрытия пластов и освоения скважин с применением гибкого регулирования забойного давления: Дис. д-ра тех. наук. – Ставрополь: изд. СевКавГТУ, 2002. – 395 с.
49. Проводка скважин в осложненных горно-геологических условиях/ А.М. Лихушин, В.С. Лаврентьев, В.И. Нифантов и др./ / Газовая промышленность. – 1998. – № 10. – С. 40–42.
50. Крепление скважин в условиях поглощения и газопроявления/ К.М. Тагиров, А.П. Мигуля, В.И. Нифантов, А.М. Лихушин/ / Газовая промышленность. – 2001. – № 3. – С. 48–49.
51. Нифантов В.И., Лихушин А.М., Онищенко В.Т. Экономическая оценка технологии бурения и крепления вертикальных и горизонтальных скважин ПХГ/ / Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. тр. ВНИИгаз и СевКавНИПИгаз. – М.: 1999. – С. 207–209.
52. Основы финансового менеджмента: Учеб.пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.
53. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456 с.
54. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
55. СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. «Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы»
56. ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности»
57. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования»
58. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»

59. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015)

60. «Правила по охране труда и эксплуатацией электроустановок» от 24.07.2013г.

61. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Москва.

62. ГОСТ 12.1.005-88. «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

63. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»

64. ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов»

65. ГОСТ 17.1.1.01-77 «Охрана природы. Гидросфера. Использование и охрана вод. Основные термины и определения»

66. ГОСТ 17.2.1.04-77 «Охрана природы. Атмосфера. Метеорологические аспекты загрязнения и промышленные выбросы. Основные термины и определения»

67. ГОСТ 17.4.2.01-81 «Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния»

68. ГОСТ 27593-88 «Почвы. Термины и определения»

69. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»

70. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

71. ГОСТ 12.3.003-86 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности»

72. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом

73. ГОСТ Р 12.0.001-2013 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения»

74. Лекция. Ожоги, отморожения, электротравмы. Электронный ресурс: <http://медпортал.com/terapiya-anesteziologiya-intensivnaya/klassifikatsiya-ozogov-glubine-ploschadi.html>. Дата обращения: 29.03.2018

75. Шум и вибрация на рабочем месте. Бурение. Электронный ресурс: <https://ecouniver.com/8422-shum-i-vibraciya-na-rabochem-meste-burilshhika.html>. Дата обращения: 29.03.2018

76. Мир знаний. Что такое ЧС? Электронный ресурс: <http://mirznanii.com/a/298567/chto-takoe-chrezvychaynye-situatsii> Дата обращения: 30.03.2018

77. ЧС природного техногенного и социального характера и защита от них / учебник под ред. Михайлова Л.А. Питер, 2008

78. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условия труда».

79. Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314).

80. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

81. Постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС, Минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) "Об утверждении Основных положений о вахтовом методе организации работ".

Dealing with disastrous lost of drilling mud circulation

Drilling mud loss circulation

Well drilling is the most common way to access oil and gas resources and geothermal reservoirs. During drilling, a fluid circulates in the well. This fluid (the drilling fluid) cools the drillstring, transports rock cuttings out of the well, and prevents the surrounding formation from collapse. The bottomhole pressure of the drilling fluid is kept within a certain “window.” The lower bound of the wellbore pressure is usually dictated by the formation pore pressure or the minimum pressure obtained by the borehole stability analysis; the larger value is selected. If the bottomhole pressure drops below the pore pressure, an influx of formation fluids into the well may occur. If the bottomhole pressure drops below the minimum value obtained by borehole stability analysis, the formation may cave in.

The upper operational bound of the bottomhole pressure is chosen so as to avoid lost circulation. Lost circulation occurs when less fluid is returned from the wellbore than is pumped into it. When lost circulation occurs, some drilling fluid is lost into the formation. Lost circulation gives rise to nonproductive time spent on regaining circulation. According to [1], lost circulation was responsible for more than 10% of nonproductive time spent when drilling in the Gulf of Mexico between 1993 and 2003. The inability to cure losses and resume drilling may, in the worst case, necessitate sidetracking or abandoning the well.

The economic impact of lost circulation includes, in addition, the costs of the lost drilling fluid and of the treatment used to cure the problem. According to an estimate, the cost of drilling fluids amounts to 25% - 40% of total drilling cost [2]. Given that both regular drilling fluids and lost circulation materials are often quite expensive, the direct economic impact of losing these substances into the formation may be substantial. The cost issue is especially relevant for oil-based muds that are usually more expensive than water-based fluids.

In addition to the direct economic impact (cost of expensive drilling fluid and nonproductive time), lost circulation may cause additional drilling problems. In particular, the reduced rate of returns may impair cuttings transport out of the

well. This leads to poor hole cleaning, especially in deviated and horizontal wells. Poor hole cleaning may eventually result in pack-offs and stuck pipe.

Losing drilling fluid into the formation in the pay zone increases formation damage as pores and fractures in the reservoir rock become plugged with particles present in the drilling mud (barite, bentonite, cuttings, solids used as lost circulation material, etc.). The formation damage created by lost circulation needs to be removed before production can start, which leads to additional costs.

Severe cases of lost circulation may impede well control. In particular, the mud column disappearing into the formation may reduce the fluid pressure in the well, which will cause the influx of formation fluids, in particular gas, into the well. This may eventually lead to a kick or borehole collapse. Lost circulation in tophole sections may lead to shallow water flow events.

Given the scope of its negative consequences, lost circulation has been identified as “one of the drilling industry’s most singular problems” [3]. According to some estimates, the annual cost of lost circulation problems, including the cost of materials and the rig time, is around one billion dollars globally [4].

Lost circulation in the overburden can be equally as bad as in the reservoir, even though formation damage is of no concern there. If losses are not treated properly and drilling proceeds without first sealing the thief zone, subsequent cement jobs can be compromised. The quality of well cementing depends crucially on placing the cement column all the way up to the target height. If an unplugged thief zone exists against the annulus to be cemented, cement slurry may escape into this zone during the cement job, and the cemented length of the annulus will be shorter than planned. Remedial cementing can be employed to cure the problem, but this will increase nonproductive time and incur extra costs. Lost circulation is common in geothermal drilling [5].

Large fracture apertures (on the order of cm) often cause severe or total losses while drilling the overburden or the reservoir. According to Ref. [6], lost circulation problems are responsible for 10% of well costs in mature geothermal fields and often more than 20% of well costs in exploration wells in the United

States. In Iceland, an analysis revealed that lost circulation or hole collapse was the primary cause of drilling troubles in 18 out of 24 wells in the Hengill Geothermal Area [7]. These problems may further lead to cement losses into the formation during subsequent well cementing.

Wells drilled in fields with elevated geothermal gradient are often prone to losses caused by cooling. When the relatively cold drilling fluid coming from the surface contacts the much hotter formation, the rock contracts and the hoop stress around the hole becomes smaller, less compressive. The rock is then easier to fracture because of this effect. Ballooning and losses observed in some Gulf of Mexico wells are attributed to this effect [8]. Lost circulation is common in naturally fractured formations. Severe or total losses are common in carbonate rocks in the Middle East [9].

In a naturally fractured carbonate field in Iran, mud losses were reported in 35% of drilled wells [3]. In Saudi Arabia, 32% of wells in the naturally fractured carbonate Khuff Formation experience ballooning, while 10% experience lost circulation [10].

The best way to deal with lost circulation is to prevent. In practice, however, this may be difficult to achieve. Nevertheless, technological improvements in formation characterization and drilling fluid design enable the prevention of losses in many wells. Preventing lost circulation requires that the mechanics and physics of this drilling problem are fully understood.

The most obvious way to prevent lost circulation is to keep the downhole pressure sufficiently low, below the upper operational pressure bound. In practice, however, it is not quite obvious how to choose the upper. In competent intact formations, the upper bound of the operational bottomhole pressure is often set equal to the minimum in situ stress (minus some safety margin). The upper pressure bound is often called fracture pressure (We shall prefer the term “fracturing pressure” rather than “fracture pressure” in this paper to avoid possible confusion with the fluid pressure inside a fracture. Fracture gradient, routinely used in drilling practice, is the fracturing pressure divided by the height of the mud

column (psi/ft or kPa/m). The fracture gradient, in general, increases with depth since the bulk density of rocks, in general, increases with depth. Deviations from this trend, however, are possible. In particular, depleted formations may exhibit significantly lower pore pressure gradient and fracture gradient.). In this case, since an induced fracture will not propagate if the wellbore pressure stays below the minimum in situ stress. However, as we shall see, mud can be lost not only into induced fractures, but also into high-permeability zones (gravel, unconsolidated sand, etc.), large cavities, and natural fractures. The minimum in situ stress plays only a minor role in those scenarios. Also, induced fractures do not always cause lost circulation. As long as the induced fracture is short and narrow, losses might be acceptable or not noticeable at all.

Therefore, it would be more appropriate to call the upper operational pressure bound “lost-circulation pressure” rather than “fracturing pressure.” Lost-circulation pressure means simply the bottomhole pressure above which lost circulation will occur, without reference to any specific (and often unknown) mechanism.

The lost-circulation pressure is a major uncertainty, even in competent rocks. This uncertainty is increased in depleted or complex reservoirs where pore pressure and stress distributions are rarely known. In naturally fractured rocks, the lost-circulation pressure depends on both the orientation and the aperture of natural fractures. Apertures of natural fractures may indeed be so small that the drilling fluid will not be able to enter them. Different fracture orientations mean that different fractures will open and cause losses at different wellbore pressures. Since there is usually a great variety in both apertures and orientations of natural fractures, it makes sense to consider a spectrum of lost-circulation pressures, rather than a single value, in such formations. This shift of paradigm may help in situations where the upper pressure bound estimated from formation integrity and leakoff tests performed on a short openhole section below the casing shoe is later found to be misleading. Indeed, a short open hole pressurized in such tests provides only a sample of the natural fractures that may be encountered by the drill

bit during subsequent drilling. The results of the tests are therefore not always representative of what lies ahead.

The profiles of pore pressure and fracturing pressure (or, alternatively, pore pressure gradient and fracture gradient) versus depth determine the maximum length of the interval that can be drilled with the same mud weight. Thus, they determine the location of casing points along the well. This is illustrated for a fictitious vertical onshore well in Figure 1 by plotting the upper and lower operational pressure profiles.

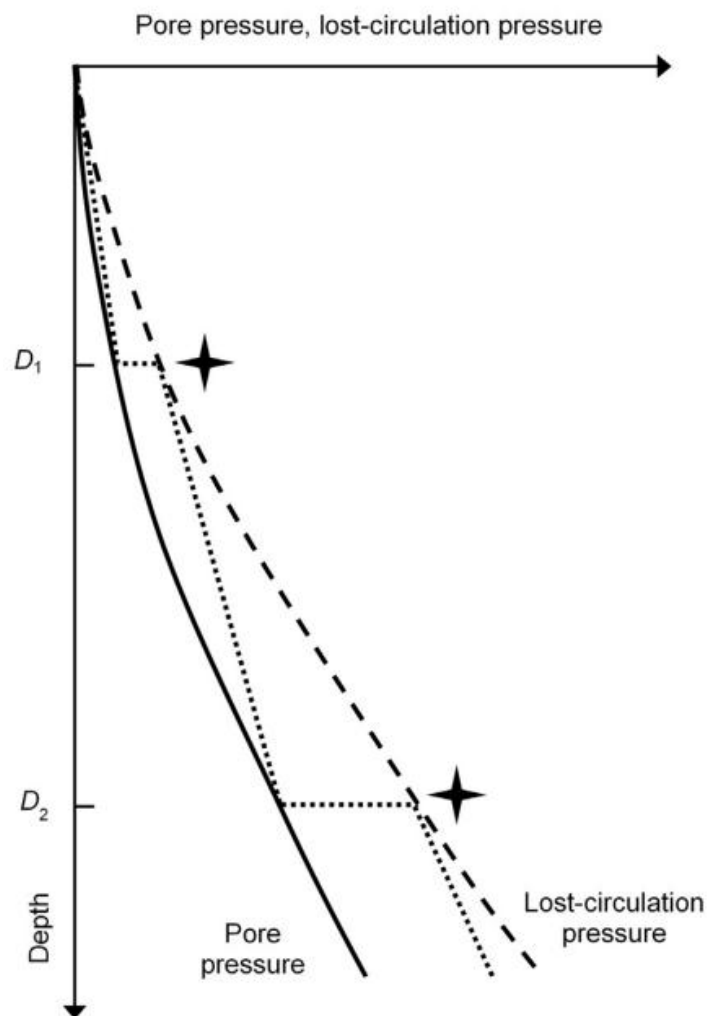


Figure 1 - Casing points determined from the lower (pore pressure or borehole stability limit) and upper (lost-circulation pressure) operational pressure bounds along the well. The static bottomhole pressure is shown with a dotted line.

Asterisks denote casing points.

The static bottomhole pressure is shown with the dotted line. Inclined parts of the dotted line must pass through zero pressure at the surface since the annular pressure is zero at the surface (This is true for conventional drilling where the circulation system is opened to the atmosphere. In managed pressure drilling, a backpressure may be applied.). Jumps in the dotted line signify changes in the mud weight. The largest possible lengths of the intervals are shown by asterisks. Indeed, moving the casing point located at D1 deeper along the hole would bring the static bottomhole pressure below the pore pressure in the lower part of the interval. Increasing the mud weight to remedy this problem would increase the slope of the dotted line, which would violate the upper pressure bound in the upper part of the interval. This example shows that the lost-circulation pressure and the pore pressure (or the borehole stability limit) play crucial roles in setting up the casing program.

An alternative representation of the problem is possible in terms of the pore pressure gradient and lost-circulation pressure gradient. This is illustrated for substantial pressure changes during connections. If the operational pressure window is narrow, in a deepwater well the reduction of pressure before connection may lead to a formation fluid influx, and the pressure surge after connection may lead to lost circulation. Trips may cause formation fluid influx when pulling out of the hole, and lost circulation when running in the hole. Preventing influxes and lost circulation during trips can be achieved, for example, by optimizing the drilling fluid rheology. Drilling through depleted formations is often required in order to access deeper reservoirs. Depleted formations are prone to mud losses. In some wells drilled in depleted formations, losses on the order of thousands of barrels have been reported [11]. The minimum horizontal stress is usually reduced in depleted reservoirs (chapter: Stresses in Rocks). This reduction affects the operational pressure window by reducing the fracturing pressure and thereby increasing the risk of mud losses.

Deviated or horizontal wells are prone to lost circulation. The operational pressure window is narrow in such wells. In some cases, the window may close

altogether as the inclination increases. In extended reach wells, the problem is additionally aggravated by increasing annular pressure losses along the horizontal section. Since the fracturing pressure remains approximately the same at the same depth, the bottomhole pressure will eventually exceed it.

A considerable share of mud losses occur when running casing or pumping cement. Running the casing pipe generates an excessive bottomhole pressure that can lead to formation breakdown. During cementing, high density and rheology of cement result in an elevated bottomhole pressure, it is likely to be the highest pressure the formation is ever exposed to during well construction. This may lead to lost circulation during a cement job. Another example of formation where losses are common is subsalt rubble zones [12]. Such formations are often represented by relatively weak and/or fractured shale. It has been argued that fractures in these shales are caused by deformation in the adjacent salt throughout geological history. Pore pressure in the subsalt shale can be either lower or higher than the pore pressure in the salt. The former scenario is the case, for example, in the Hassi Messaoud field, where severe losses were experienced [13]; the latter scenario is the case, for example, in the Gulf of Mexico, with pore pressure vs. depth schematically shown in Figure 2.

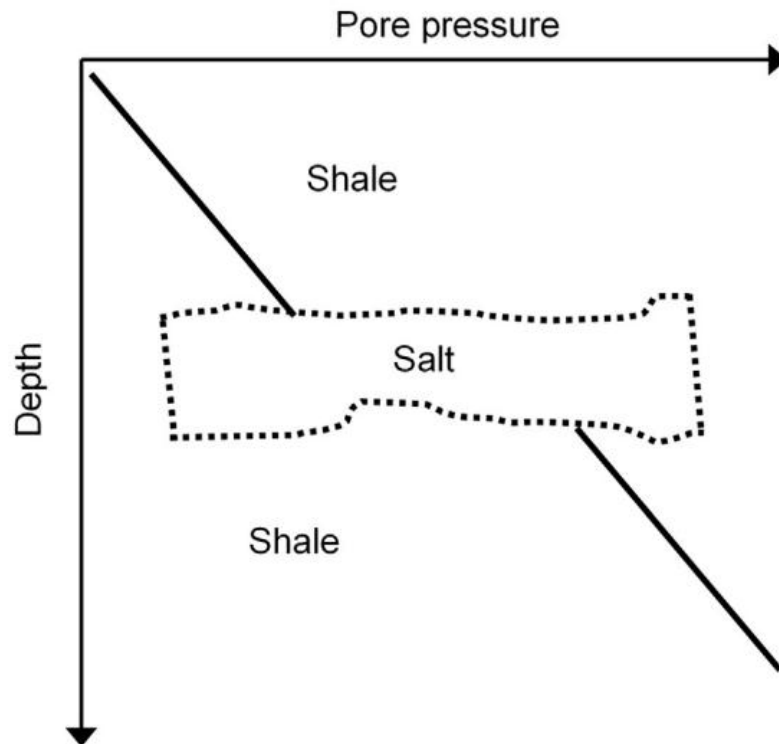


Figure 2 - Pore pressure profile (solid line) above and below a salt body typical of some Gulf of Mexico wells. The salt body is shown with a dotted line.

Overpressure in the subsalt shale is caused by the salt “trapping” the pore pressure

High pore pressure in shale below the salt is caused by the salt “trapping” the pore pressure. It results in a narrow margin between the pore pressure and the lost-circulation pressure in shale. As with other fractured rocks, filling fractures in the subsalt shale with cement or lost circulation material is not an easy task. According to a report dated 1999, “the cost of drilling formations approximately 1500 ft above the salt to approximately 1500 ft below the salt have reached several million dollars” [13]. The nonproductive time associated with such intervals can be weeks. As an example, more than half of the wells drilled in the Hassi Messaoud field experienced total losses in subsalt shale.

Lost circulation is exacerbated in deepwater drilling. The fracture gradient is often quite low in deepwater wells [14]. This results in a narrow operational pressure window in such wells. Exceeding the fracture gradient can lead to mud losses. Lost circulation is a multidisciplinary challenge. Combatting lost circulation requires a complex approach that includes rock mechanical analysis,

Careful well trajectory planning, optimization of drilling fluid rheology and composition, optimization of loss prevention and lost circulation materials, and optimization of drilling hydraulics [15]. Considerable advances in petroleum-related rock mechanics, including hydraulic fracture mechanics, over the past decades have improved our understanding of lost circulation. Better methods of mud loss prediction and more effective treatments make it possible to drill wells that would be impossible to drill a few decades ago. At the same time, increasingly more difficult drilling conditions are encountered as ever deeper reserves are involved in exploration and production. This results in persistence of the lost-circulation challenge to this day.

Lost-circulation incidents happen regularly all over the world. In the future, the incidence of lost circulation is likely to increase. Five types of challenging wells are becoming increasingly common in oil and gas industry and will continue to be so in future:

- deepwater wells;
- wells in depleted reservoirs;
- deviated, horizontal, and extended-reach wells;
- HPHT wells;
- combinations of the above.

As we will see in subsequent chapters, the risk of lost circulation is increased in all five of these types of wells. The aim of this paper is to prepare the reader for the lost-circulation challenges of tomorrow. This is done by providing an up-to-date explanation of lost-circulation mechanisms and of current industrial practices.

Technology of impact-rotary drilling with air bottomhole cleaning

When the reservoir is penetrated with drilling, one of the most important conditions for preserving the natural permeability of the reservoir during its opening is, as already noted, the highest possible reduction of repression on the productive reservoir. When the reservoir is disclosed, the greatest amount of

hydrodynamic pressure at the bottom of the well is reached when the drill bit is operating. At this time, the pressure on the well bottom consists of the mud column pressure, the pressure loss in the space behind the drill string and the hydrodynamic pressure caused by the column vibration during bit operation.

The pressure of the column of drilling mud is reduced by decreasing its density and implementing the so-called drilling method "at balance" (or even on depression). Reduction of pressure losses in the annular space is ensured by the selection of optimal gaps between the drill string and the borehole wall accompanied with the reduction of the drilling mud flow, i.e., the realization of the so-called low-cost drilling. This is possible, as a rule, for rotary drilling or when using a low-cost downhole motor.

In this regard, there is another important requirement for downhole motors. It should not only provide a high mechanical speed of penetration to the bit, but also be low-cost.

When deciding to reduce repression on the productive layer, special attention should be paid to reducing the vibration of the drill string during the bit operation. The matter is that most of the oil industry neglects this fact until the elements of the bottom of the drill string often begin to break down. Therefore, while penetrating the reservoir it is necessary to create a highly efficient cushioning device and include it in the bottomhole assembly.

Special attention is also paid to the problem of regulating the speed of downhole operations and observance of technological regulation in the opening of the reservoir. The rates of launching operations used in drilling practice can provide very high repression on the formation, up to the hydraulic fracturing.

However, no matter how perfect the technique and technology of minimizing repression is, it is hardly possible to completely exclude it. Therefore, it is necessary to use a drilling fluid (practice shows that it should be free from clay), which would prevent the possibility of deep filtrate penetration into the formation at the time of repression.

In addition, a high degree of its purification from the cuttings should be provided to maintain the minimum mud density and the absence of physic – chemical interaction with the productive zone rocks and formation fluids.

One of the important factors in the reservoirs penetration is the duration of contact of the drilling fluid with the wall of the well, which determines the degree and depth of contamination of the wellbore zone. In this regard, it is necessary to reduce the duration of the primary opening by using high-performance technologies and drilling tools.

However, this is not always enough. Thus, in the case of the technological necessity for the use of solid-phase drilling fluids, the mechanical penetration rate and penetration into the bit are radically reduced due to the deterioration conditions of the drill bit. It is possible to eliminate or substantially reduce the effect of the solid phase in the drilling fluid by installing a bottom-hole solid-phase separator over the bit, which will allow the drilled mud to be removed to the tool, and this phase itself should be taken to the annular space.

As noted above, in order to maintain natural permeability during the initial opening of the reservoir, it is necessary to minimize repression to the formation which always demands drilling "on balance".

With the implementation of such technology, the probability of oil and gas inflows and the danger of a well gush increases. In this regard, to manage the reservoir and reduce the risk of the open gush, it is advisable to develop technical means of detecting the oil and gas shows at the initial stage. The most promising direction in this area is the development of an acoustic system for the continuous monitoring of oil and gas shows.

In my opinion, to reduce repression on the productive layer, it is suitable to drill with a shock-rotational method using GLM (gas – liquid mixtures).

In the shock-rotary method of drilling, the rock is destroyed by impact loads. The torque and axial force, due to their insignificance during the fracture process, are practically not involved. Their action consists of the rotation of the rod

composition with a hammer and a crown, regardless of the piston impacts and pressing the crown to the bottomhole at the moment of impact.

In the rotary drilling method, the hammer is rigidly connected to the crown and is immersed with it in the well, therefore it is necessary to control the optimal clearance between the well wall and the hammer.

The main advantage of the shock-rotary drilling method with respect to other mechanical methods, based only on the application of static loads (rotary drilling), is the possibility to intensify the process of rock destruction due to the impact of shock loads on them.

When using the impact-rotational method, there is no need to use pressure tools. The sharpening of the carbide tool prevents premature wear and increases the productivity of drilling.

In recent years the shock-rotary drilling method with hammers has been widely used. The effectiveness of the shock-rotary rock cutting tool and economic characteristics of the shock-rotary method depend on compliance with recommendations on rational operating parameters of drilling, on the implementation of a number of rules and methods for operating crowns and bits.

Drilling by impact-rotational method increases the drilling speed at several times.

Application of Gas-liquid system technology

Gas-liquid mixtures (aerated liquids, foams) increase the productivity of pneumatic impact drilling, the resistance of the rock cutting tool and the saving of material resources, are widely used as a cleaning agent, especially for drilling wells in difficult geological conditions.

Aerated liquids are dispersed multiphase systems in which the liquid is a dispersion medium and air (gas) is a dispersed phase. Fogs are multiphase disperse systems similar to liquid (aqueous solution of surface active substances) with a radius of 3-10 mm are a dispersed phase and air is a dispersion medium. Fog in its structural and mechanical properties is close to the gases, because in the aggregate

state its particles are very bound by the forces of attraction and move almost freely and evenly, filling the entire volume represented.

Foams are multiphase disperse systems formed by a number of gas bubbles separated by thin liquids. The gas bubbles can take the form of polygons. Continuous disperse foam medium is liquid, and disperse phase is air (gas). The main part of the foam volume is the 99% gaseous phase.

To determine the state of the phases in the liquid crystal, a measure of the aeration degree of the liquid A is used, which is the ratio of the volume flow rates of the gas Q_r and the liquid Q_g at atmospheric pressure, i.e. $A = Q_r / Q_g$. At $A = 60$, the dispersed gas-liquid system is an aerated liquid, and at $A = 60 - 300$ – foam.

The use of gas-liquid systems as a purifying agent allows obtaining the reverse circulation without the use of mouth sealers, it is sufficient to use special ejector projectiles.

The presence of surfactants in compressed air makes it possible to dilute the destroyed rock in the body of the rock cutting tool and to the diaphragm of the ejector, which prevents its compaction and blockage of the channels.

The check of the operation of the existing piping circuits for the instrument and equipment for backwashing has shown that under such complex geological conditions this approach to ensuring reverse circulation is not reliable.

In order to obtain a stable backwash (flushing) and qualitative testing, it is necessary to use several methods for obtaining reverse circulation of the cleaning agent depending on the physical and mechanical properties of the rocks. As experimental studies have shown, rocks can be divided into three groups according to transport conditions:

- dry, loose;
- wet, plastic;
- water-resistant.

For the first group, it is expedient to use a vacuum blowdown with the use of downhole ejector devices or blowers, for the second group a closed blowdown

in combination with a rock cutting tool that overlaps the outer ring and an ejector, and an airlift wash for the third group.

Reverse vacuum blowing means creating a zone of reduced pressure inside the central channel for the entire length of drill pipes when using surface vacuum pumps or for creating a zone of reduced pressure on the drill bit using an ejector device.

However, experimental work has proved that using only vacuum provokes frequent blockage of the destroyed rock in the rock cutting tool due to its adherence or compaction, which considerably complicates the performance of drilling operations.

The use of a combination of a compressor and vacuum blowers of greater productivity gives a good result in cleaning the well from the destroyed rock, and the use of compressed air allows the plugs to be removed by reversing the flow and using downhole hammers. However, the use of vacuum blowers requires cleaning the air flow from the slurry and makes it difficult to use gas-liquid systems.

For further development, a method has been chosen for obtaining a backwash. Creating a zone of reduced pressure above the rocket destruction tool with the help of ejector projectiles allows to reduce the energy consumption for back blowing (vacuum air purges are excluded), simplifies sampling and is well combined with gas-liquid systems as a purifying agent.

Airlift washing meets the requirements of effective well cleaning, high-quality sampling, and the use of downhole pneumatic impact machines at a water level above the hammer to 20 m. But the possibility of its use is limited to hydrogeological, physical and mechanical properties of rocks and a minimum well depth of 10 m.

Good results were obtained by drilling along boulder-pebble sediments with different size of boulders and pebbles with a rock-destroying tool, constructed in the form of a ring crown with roller cutters inserted into it.

The technology of shock-rotary drilling by pneumatic hammers with reverse circulation of the cleaning agent is determined by the energy and frequency of impacts, the axial load and the intensity of the destroyed rock removal.

The energy and frequency of impacts in existing pneumatic machines are interrelated and increase or decrease simultaneously, but somewhat in different degrees. Since the level of shock loads in submersible hammers is calculated for smaller drilling diameters, it will certainly be below critical values for a rock-breaking tool with a diameter of 300 mm. If the main goal is the control of the drilling rate, then the impact energy and the frequency of impacts must be maintained at the highest possible level. The drilling rate is directly dependent on the air pressure, from the energy of a single impact and the frequency of impacts, which confirms the need to operate pneumatic impact machines at the maximum parameters of compressed air.

The presence of a downhole hammer and ejector machine causes a number of requirements that are typical for this type of drilling, which are necessary in the future technique developing for constructing the design schemes of an ejector projectile and the process describing the dynamics of air-impact ejector drilling.

A feature of the ejector, working in the connection with the hammer, is the presence of two different modes - the operating mode and the blocking mode. In the first case, when the hammer is exhausted, an air pressure of 0.25 MPa is created (at 0.3 MPa, the hammer does not start). In the second case cleaning the well from sludge and water sets the air pressure to 0.4 MPa. The second distinguishing feature of the ejector projectile with impact-rotary drilling and reverse circulation of the cleaning agent is the necessity of supplying a cleaning agent to the cutting elements of the rock cutting tool and the flow of the main volume into the annular channel of the vortex ejector.

Experience in the use of foam washing wells by PGO "Yakutskgeologiya" proved the feasibility of using drilling technology with the cleaning of the bottomhole by the GLM in the following conditions:

- drilling with air-impact and rotational methods, when the cleaning of the bottom with compressed air is hampered by water shows in the well;
- drilling on weakly cemented, fractured rocks;
- penetration of absorption zones;
- opening aquifers with low reservoir pressure;
- conducting drilling operations in hard-to-reach areas for water supply.

Proceeding from the experience of the use of GLM of air-impact drilling, it can be assumed that shock-rotary drilling with the use of submersible hammers in combination with the cleaning of the bottomhole with gas-liquid mixtures can become one of the main components of a complex of technical and technological means for developing advanced drilling technology in complex geological conditions.

References

- 1) Rehm B, Schubert J, Haghshenas A, Paknejad AS, Hughes J. Managed pressure drilling. Houston (TX): Gulf Publishing Company; 2008.
- 2) Le´colier E, Herzhaft B, Ne´au L, Quillien B, Kieffer J. Development of a nanocomposite gel for lost circulation treatment. SPE paper 94686 presented at the SPE European formation damage conference held in Scheveningen, The Netherlands; 25 - 27 May 2005.
- 3) Sanders MW, Scorsone JT, Friedheim JE. High-fluid-loss, high-strength lost circulation treatments. SPE paper 135472 presented at the SPE deepwater drilling and completions conference held in Galveston, Texas, USA; 5 - 6 October 2010
- 4) Al Maskary S, Abdul Halim A, Al Menhali S. Curing losses while drilling & cementing. SPE paper 171910 presented at the Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference held in Abu Dhabi, UAE; 10 - 13 November 2014
- 5) Pa´lsson B, Ho´lmgeirsson S, Guðmundsson A´ , Boasson HA´ , Ingason K, Sverrisson H, et al. Drilling of the well IDDP-1. Geothermics 2014.

6) Finger J, Blankenship D. Handbook of best practices for geothermal drilling. Sandia National Laboratories; 2010. Contract No.: SAND2010 - 6048.

7) Sveinbjornsson BM, Thorhallsson S. Drilling performance, injectivity and profuctivity of geothermal wells. *Geothermics* 2014;50,76 - 84.

8) Tare UA, Whitfill DL, Mody FK. Drilling fluid losses and gains: case histories and practical solutions. SPE paper 71368 presented at the 2001 SPE annual technical conference and exhibition held in New Orleans, Louisiana; 30 September 3 - October 2001.

9) Savari S, Whitfill DL. Managing losses in naturally fractured formations: sometimes nano is too small. SPE/IADC paper 173062 presented at the SPE/IADC drilling conference and exhibition held in London, United Kingdom; 17 - 19 March 2015.

10) Ameen MS. Fracture and in-situ stress patterns and impact on performance in the Khuff structural prospects, eastern offshore Saudi Arabia. *Mar Petrol Geol* 2014;50:16 – 84

11) Ferras M, Galal M, Power D. Lost circulation solutions for severe sub-salt thief zones. Paper AADE-02-DFWM-HO-30 presented at the AADE 2002 technology conference “Drilling & completion fluids and waste management,” held at the Radisson Astrodome, Houston, Texas, April 2 - 3, 2002 in Houston, Texas; 2002

12) Power D, Ivan CD, Brooks SW. The top 10 lost circulation concerns in deepwater drilling. SPE paper 81133 presented at the SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference held in Port-of-Spain, Trinidad, West Indies; 27 - 30 April 2003.

13) Whitfill DL, Hemphill T. All lost-circulation materials and systems are not created equal. SPE paper 84319 presented at the SPE annual technical conference and exhibition held in Denver, Colorado, USA; 5 - 8 October 2003.

14) Graves, S. L., Niederhofer, J. D., and Beavers, W. M., “A Combination Air and Fluid Drilling Technique for Zones of Lost Circulation in the Black Warrior Basin,” *SPE Drilling Engineering*, February 1986.

15) Allan, P. D., “Nitrogen Drilling System for Gas Drilling Applications,” SPE 28320, Presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 25–28, 1994.