

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

Институт Природных Ресурсов  
 Специальность Бурение Нефтяных и Газовых Скважин  
 Кафедра Бурения Скважин

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

<b>Тема работы</b>
<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2505 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)</b>

УДК \_\_\_\_\_

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Шендеров В.Ю.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Морев А.А.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Глызина Т.С.	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

Томск – 2017г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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



Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)  
 Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БЗВ	Шендеров Владимир Юрьевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2505 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: – 4. Объект испытания в колонне: пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1500 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 100-150 м от кровли продуктивного пласта. 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: по расчету 8. Диаметр эксплуатационной колонны: 168 мм 9. Способ цементирования: по расчету 10. Способ перфорации: кумулятивный 11. Способ вызова притока: свабированием
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

	2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель кафедры экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к.т.н., инженер лаборатории радиационной спектроскопии

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	6 февраля 2017 года
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Морев Артем Алексеевич	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Шендеров Владимир Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Шендерову Владимиру Юрьевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	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 организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преп.	Глызина Т.С.	К.Х.Н.		14.02.2017г

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Шендеров Владимир Юрьевич		14.02.2017г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗВ	Шендерову Владимиру Юрьевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

### *Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:*

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	<p>Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2505 метров на нефтяном месторождении Томской области.</p> <p>Область применения: Сервисные предприятия, оказывающие услуги по бурению скважин.</p>
--	---

### **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>-повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>-повышенный уровень вибрации;</li> <li>-недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>-повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>-повреждения в результате контакта с насекомыми</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>-поражение электрическим током;</li> <li>-возникновение пожаров;</li> <li>-расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности</li> </ul>	<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы, продукты сжигания попутного газа);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>

<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> </ul>
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.02.2017
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		14.02.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Шендеров Владимир Юрьевич		14.02.2017

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

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

<b>Дата контроля</b>	<b>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</b>	<b>Максимальный балл раздела (модуля)</b>
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент	Морев Артем Алексеевич	-		

**СОГЛАСОВАНО:**

<b>Зав. кафедрой</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 11 рис., 22 табл., 34 литературных источников, 19 прил.

Ключевые слова: проект, нефть, бурение, скважина, месторождение, большие данные, анализ, методы.

Цель работы – Разработка технологических решений для сооружения наклонно-направленной эксплуатационной скважины на Южно-Мыльджинском месторождении.

В рамках работы рассмотрены методы, применяемые при анализе больших данных для оптимизации процесса бурения скважин.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2505 м, отходом на кровлю продуктивного пласта 1500 м, диаметром эксплуатационной колонны 168 мм.

Область применения: Технические решения могут быть применены сервисными компаниями для сооружения скважины на заданном месторождении, а вопросы, рассмотренные в специальной части в течение ближайших лет будут постепенно реализовываться ведущими компаниями нефтегазовой отрасли.

Экономическая эффективность/значимость работы: внедрение описанных методик позволит не только минимизировать риски при строительстве скважины, но и значительно сократить время простоя, что будет способствовать существенному повышению экономической эффективности.

В будущем планируется подробнее изучить возможные пути реализации проекта, постараться реализовать примитивную модель на основе данных по месторождениям одного региона для корректирования принципиальных закономерностей.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости и открытого фонтанирования).
- скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, длина которой во много раз превышает диаметр, сооружаемая без доступа человека к забою.
- забой: Поверхность отбитой горной массы (полезных ископаемых или горной породы), которая перемещается в процессе горных работ.
- устье: место пересечения скважиной земной поверхности (начало ее проходки)
- озеро данных: Представляет собой репозиторий, хранящий большие объемы данных в сыром, необработанном виде, до востребования, позволяет анализировать различные несопоставимые данные в их оригинальном формате.

В данной работе применены следующие сокращения:

- ГНВП – газонефтеводопроявления;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ТЗ – Техническое задание
- ПРИ – Породоразрушающий инструмент
- КНБК – Компоновка низа бурильной колонны

## Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 1.5 – 2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.
2. ГОСТ 2.104 – 2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
3. ГОСТ 2.105 – 95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
4. ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы.
5. ГОСТ 2.301 – 68 Единая система конструкторской документации. Форматы.
6. ГОСТ 2.316 – 2008 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц.
7. ГОСТ 2.702 – 2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем.
8. ГОСТ 2.709 – 89 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.
9. ГОСТ 2.721 – 74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.
10. ГОСТ 3.1105 – 2011 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов общего назначения.

11. ГОСТ 3.1404 – 86 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов на технологические процессы и операции обработки резанием.
12. ГОСТ 7.0.5 – 2008 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка.
13. ГОСТ 7.1 – 2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание.
14. ГОСТ 7.9 – 95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация.
15. ГОСТ 7.11 – 2004 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на иностранных языках.
16. ГОСТ 7.0.12 – 2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Сокращения русских слов и словосочетаний в библиографическом описании произведений печати.
17. ГОСТ 7.32 – 2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчёт о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.
18. ГОСТ 8.417 – 2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин.
19. ГОСТ 12.1.005 - 88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ГОСТ 12.1.029 - 80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
22. ГОСТ 12.2.003 - 91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс].

23. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
24. ГОСТ 19.101 – 77 Единая система программной документации. Виды программ и программных документов.
25. ГОСТ 19.106 – 78 Единая система программной документации. Требования к программным документам, выполненным печатным способом.
26. ГОСТ 19.401 – 78 Единая система программной документации. Текст программы. Требования к содержанию и оформлению.
27. ГОСТ 19.402 – 78 Единая система программной документации. Описание программы.
28. ГОСТ 19.404 – 79 Единая система программной документации. Пояснительная записка.
29. ГОСТ 19.502 – 78 Единая система программной документации. Описание применения. Требования к содержанию и оформлению.
30. ГОСТ 19.701 – 90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения.
31. ГОСТ 24.301 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к текстовым документам.
32. ГОСТ 24.302 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.
33. ГОСТ 24.303 – 80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.
34. ГОСТ 28388 – 89 Система обработки информации. Документы на магнитных носителях данных. Порядок выполнения и обращения.
35. ГОСТ 13862 - 90 Оборудование противовыбросовое.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>16</b>
<b>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	<b>17</b>
1.1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ .....	17
1.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНОСТИ .....	18
1.3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ .....	19
<b>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	<b>20</b>
2.1. ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ .....	20
2.2. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ.....	21
2.2.1. <i>Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</i> .....	21
2.2.2. <i>Построение совмещенного графика давлений</i> .....	22
2.2.3. <i>Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска</i> .....	23
2.2.4. <i>Выбор интервалов цементирования</i> .....	23
2.2.5. <i>Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</i> .....	23
2.2.6. <i>Разработка схем обвязки устья скважины</i> .....	25
2.3. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ .....	26
2.3.1. <i>Выбор способа бурения</i> .....	26
2.3.2. <i>Выбор породоразрушающего инструмента</i> .....	27
2.3.3. <i>Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</i> .....	28
2.3.4. <i>Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента</i> .....	29
2.3.5. <i>Выбор и обоснование типа забойного двигателя</i> .....	30
2.3.6. <i>Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</i> .....	31
2.3.7. <i>Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</i> .....	34
2.3.8 <i>Выбор гидравлической программы промывки скважины</i> .....	35
2.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....	37
2.4.1. <i>Расчет обсадных колонн</i> .....	37
2.4.2. <i>Расчет процессов цементирования скважины</i> .....	38
2.4.2.1. <i>Выбор способа цементирования обсадных колонн</i> .....	38
2.4.2.2. <i>Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</i> .....	40
2.4.2.4 <i>Гидравлический расчет цементирования скважины</i> .....	41
2.4.2.5 <i>Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</i> .....	43
2.4.2.6. <i>Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</i> .....	45
2.4.3. <i>Выбор технологической оснастки обсадных колонн</i> .....	48
2.4.4. <i>Проектирование процессов испытания и освоения скважин</i> .....	49
2.5. ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	50
<b>3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</b> .....	<b>51</b>
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	<b>61</b>
4.1. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН .....	61

4.2. РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	69
<b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>73</b>
5.1. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ .....	73
5.2. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	74
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>77</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>79</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ.....</b>	<b>83</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ .....</b>	<b>89</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.3 ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ .....</b>	<b>90</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.1 ПАРАМЕТРЫ ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>91</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.2 ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>92</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И ГЛУБИН СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН .....</b>	<b>93</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ.....</b>	<b>95</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1 ВЫБОР КОМПОНОВКИ И РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ .....</b>	<b>97</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д.2 КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.....</b>	<b>101</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Е ОБОСНОВАНИЕ СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА.....</b>	<b>102</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.1 РАСЧЕТ НАРУЖНЫХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ .....</b>	<b>105</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.2 РАСЧЕТ ВНУТРЕННИХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ.....</b>	<b>111</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.3 КОНСТРУИРОВАНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПО ДЛИНЕ .....</b>	<b>116</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ И.1 РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ И КОЛИЧЕСТВА СОСТАВНЫХ КОМПОНЕНТОВ .....</b>	<b>122</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ И.2 СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>	<b>126</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ К ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ И ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ПРЕДПРИЯТИЯ .....</b>	<b>127</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Л.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ВРЕДНЫХ И ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ.....</b>	<b>129</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Л.2 ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....</b>	<b>140</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ М ГТН.....</b>	<b>144</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Бурение нефтяных и газовых скважин является одним из наиболее сложных и трудоемких технических процессов в нефтегазовой отрасли, который связан с огромным числом рисков и прочих факторов, способных вызвать осложнения и/или аварии.

Выпускная квалификационная работа содержит комплекс технологических решений для сооружения эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Южно-Мыльджинском нефтяном месторождении Томской области. Также в проект включены разделы «Финансовый менеджмент», в котором рассчитывается приблизительная стоимость строительства скважины, и «Социальная ответственность», описывающий вредные и опасные факторы производства, а также способы защиты персонала и окружающей среды от их негативного влияния.

Запроектированные технологические решения соответствуют современным нормам и правилам промышленной безопасности, а выбранные технические средства для реализации проекта будут в полном объеме соответствовать требованиям потенциальных заказчиков.

Специальная часть дипломного проекта содержит разбор существующей методики анализа больших данных. Выбранная тема является одной из наиболее актуальных на сегодняшний день. Ведущие мировые корпорации, такие как Exxon Mobil, Shell, Maersk Drilling, Hitachi и передовые исследовательские институты, например, Массачусетский технологический институт, Стэнфордский университет, Имперский колледж Лондона, занимаются созданием систем автоматического анализа и регулирования процессов бурения и эксплуатации скважин на основе больших данных.

## **1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1. Краткая характеристика геологических условий бурения**

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

В интервале 2400-2410 м залегают битуминозные аргиллиты темно-бурые. В интервале 2410-2505 – идет переслаивание аргиллитов, алевроитов, углистых аргиллитов и пластов угля. Породы на данных участках являются твердыми, что может привести к снижению механической скорости бурения и преждевременному выходу из строя породоразрушающего инструмента. Следовательно, необходимо следить за износом породоразрушающего инструмента, а также соблюдать регламент по промывке.

На всем интервале бурения присутствует множество порошковых абразивных песчаников, что может существенно снизить величину проходки на долото. Также на всем интервале имеется огромное количество глинистых пород, поэтому бурение необходимо завершить в кратчайшие сроки с применением ингибированных буровых растворов для всех интервалов.

Интервалов с несовместимых по условиям бурения нет, соответственно, целесообразно использовать одноколонную конструкцию скважины. Многолетнемерзлые породы отсутствуют в геологическом разрезе месторождения.

## **1.2. Характеристика газонефтеводоносности**

Разрез представлен 2 нефтеносными и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2410-2435 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что пробуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 380 м для эксплуатации водоносного горизонта 40-390 м.

### **1.3. Краткая характеристика возможных осложнений**

В разрезе представлено 4 интервала, в которых будет наблюдаться поглощение бурового раствора с низкой интенсивностью и без потери циркуляции, необходимо лишь вовремя производить долив скважины и следить за компонентным составом бурового раствора. Также в разрезе выявлено 3 интервала, на которых могут возникать осыпи и обвалы стенок скважин при несоблюдении рекомендованных параметров бурового раствора.

В интервалах 40-390, 390-423, 721-1499, 1499-2141м могут наблюдаться водопроявления, а в интервалах 2410-2435 и 2450-2455 – нефтепроявления. Поэтому при бурении данных интервалов необходимо поддерживать противодавление на пласт выше гидростатического, не превышать скорость подъема инструмента.

На интервале бурения 0-2141 могут возникать прихваты инструмента в скважине, для предотвращения которых необходимо соблюдать качество бурового раствора, постоянно доливать скважину при подъеме инструмента, а также соблюдать режимы промывки.

## **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

Учитывая исходные данные на бурение (длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1500 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 100-150 м от кровли продуктивного пласта.) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование трехинтервального профиля скважины. Кроме того, за счет 3го прямолинейного участка, данный профиль позволит расположить насосное оборудование в интервале кровли продуктивного пласта, а также увеличить зону вскрытия пласта, что приведет к увеличению дебита скважины.

Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств для направленного бурения и контроля проводки скважины, и обеспечит свободную вписываемость и проходимость компоновок низа бурильной колонны. Результаты расчетов интервалов для выбранного профиля приведены в приложении Б.

## 2.2. Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Тип коллектора - Поровый

Поровые коллекторы характеризуются тем, что их емкостные и фильтрационные свойства определяются структурой порового пространства и оцениваются по эффективной пористости.

2. Определяется однородность коллектора.

2.1. Имеется переслаивание пород таких как: аргиллиты, алевролиты, песчаники и угли.

2.2. Продуктивный пласт является неоднородным по проницаемости, плотности породы и пористости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, так как присутствуют близкорасположенные водонапорные горизонты.

2.4. Данный пласт обладает нормальным пластовым давлением так как  $\Delta p_{пл} = 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$ .

3. Способ эксплуатации - отдельный.

4. Выбираем конструкцию забоя для предупреждения выноса песка, а также с учетом близкорасположенных водонапорных горизонтов (Рис.2.2.1.1). Данная конструкция предусматривает создание в призабойной зоне искусственных барьеров, которые снижают поступление песка в скважину. С этой целью используют механические фильтры или фильтры из проницаемых материалов [1].

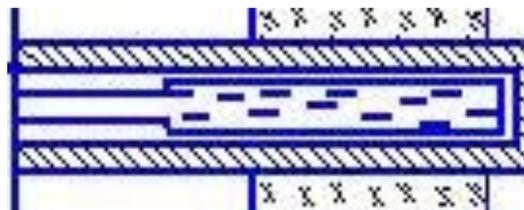


Рисунок 2.2.1.1 - Конструкция забоя для предупреждения выноса песка.

## 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен в таблице 2.2.2.1.

Таблица 2.2.2.1 – Совмещенный график давлений

Глубина, м	Давление		Индекс стратиграфического подразделения	Эквивалент градиента давлений, МПа/м · 10 <sup>-2</sup>						Рекомендуемая плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Глубина спуска колонн, м
	Пластовое, МПа	Гидроразрыва, МПа		ПЛ			БР				
				1	1,2	1,4	1,6	1,8	2		
0	0	0	Q								
100	1	2	P <sub>3</sub> /nkr							1200	40
200	2	4	P <sub>3</sub> /cg								
300	3	6	P <sub>2</sub> /llv								
400	4	8	P <sub>1</sub> /tl								
500	5	10	K <sub>2</sub> /gn								
600	6	12	K <sub>2</sub> /ip								
700	7	14	K <sub>2</sub> /ip								
800	8	16	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
900	9	18	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
1000	10	20	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
1100	11	22	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
1200	12	24	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
1300	13	26	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
1400	14	28	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
1500	15	30	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr								
1600	16	31,8	K <sub>1</sub> /kln							1100	700
1700	17	33,57	K <sub>1</sub> /kln								
1800	18	35,34	K <sub>1</sub> /kln								
1900	19	37,11	K <sub>1</sub> /kln								
2000	20	38,88	K <sub>1</sub> /kln								
2100	21	40,65	K <sub>1</sub> /tr								
2200	22	42,42	K <sub>1</sub> /klm								
2300	23	44,19	K <sub>1</sub> /klm								
2400	24	45,96	J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs								
2505	25,03	47,74	J <sub>2</sub> /TM								

### 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска

### 2.2.4. Выбор интервалов цементирования

### 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Число обсадных колонн, глубины их спуска, интервалы цементирования и диаметры обсадных колонн представлены в таблице 2.2.3.1, схема конструкции скважины - на рисунке 2.2.3.2, а детальные расчеты в приложении В.

Таблица 2.2.3.1 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	30	40	30	40	0-40	0-40	323,9	393,7
Кондуктор	495,5	700	541,3	791	0-700	0-791	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2505	2505	2984,6	2984,6	576,2-2505	641-2984,6	168,3	215,9

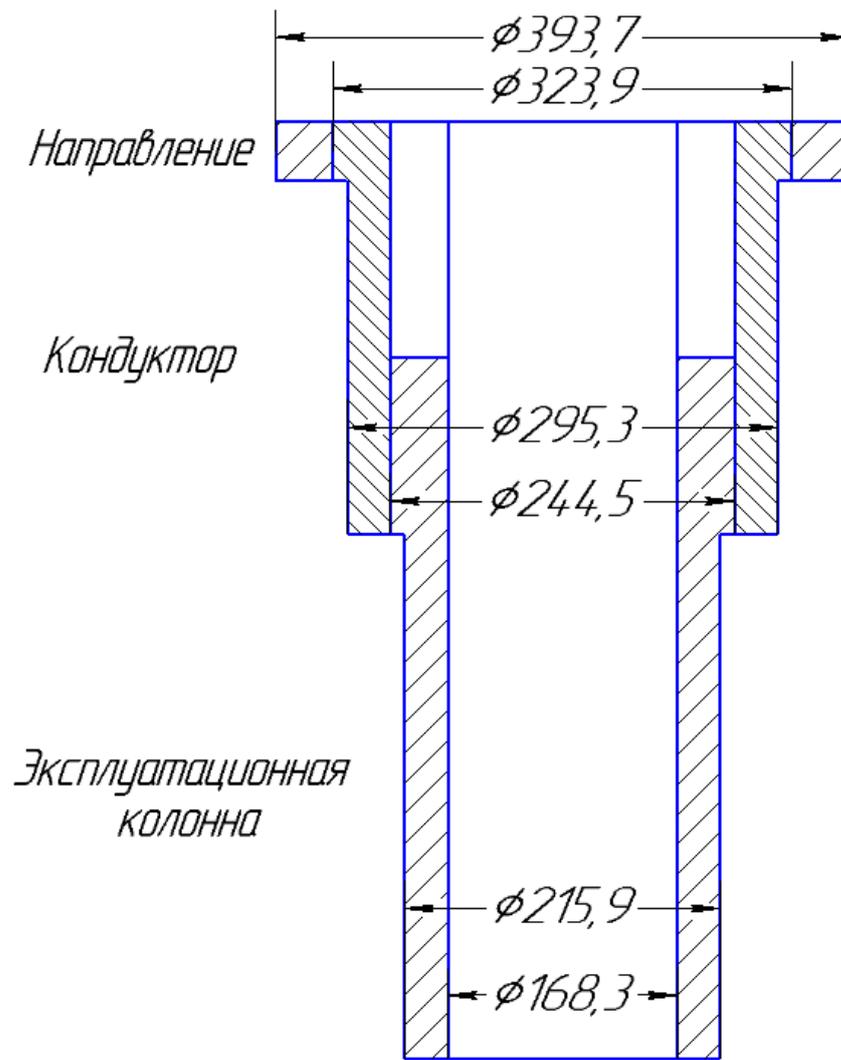


Рисунок 2.2.3.2 – Конструкции скважины

## 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Запроектированная колонная обвязка и противовыбросовое оборудование представлены в таблицах 2.2.6.1 и 2.2.6.2 соответственно.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{му}$ , которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле [1]:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n * g * H_{кр} = 25,03 - 812 * 9,81 * 2450 * 10^{-6} = 5,51 \text{ МПа}, (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;  $\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;  $H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Таблица 2.2.6.1 – Колонная обвязка типа ОКК1-21-168-245

Наименование параметров и размеров		Значение	
		ОКК1-21-168×245	
Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d <sub>1</sub>	168	
	d <sub>2</sub>	245	
Рабочее давление МПа, не более		21	
Диаметры боковых отводов, мм		65	
Условный проход верхнего фланца по ГОСТ 28919		280	
Тип колонной подвески		Клиньевая	
Скважинная среда		Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему	
		с суммарным содержанием CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S до 0,003% по объему	с содержанием CO <sub>2</sub> до 6% по объему
Температура скважинной среды, °С, не выше		120	
Габаритные размеры, мм:			
длина L		1000	
ширина B		785	
высота H		560	
Масса, кг, не более		508	

Таблица 2.2.6.2 – Основные параметры ОП5-230/80x21

Диаметр условный прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр условный прохода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода, МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
230	21	80	80	5	127

## 2.3. Углубление скважины

### 2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Для бурения интервала под направление целесообразно выбирать роторный способ бурения, т.к. длина компоновки будет низкой, а диаметр используемого долота большой, а породы мягкие, что потребует создавать большой крутящий момент при бурении. При бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну оптимально использовать винтовые забойные двигатели, т.к. скважина наклонно-направленная и использование ротора может привести к чрезмерному износу труб бурильной колонны.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-700	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
700-2505	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

При бурении интервала под направление целесообразно использовать шарошечное долото диаметром 393,7 мм, что обусловлено его низкой стоимостью относительно долот с резцами PDC, а также длиной интервала бурения, который составляет 40 м в мягких четвертичных отложениях.

Для бурения интервала под кондуктор выбираются долота с резцами PDC с целью обеспечения максимальной скорости бурения при сокращении количества СПО.

Интервал под эксплуатационную колонну бурится также долотами с резцами PDC, для сокращения времени сооружения скважины в условиях высокой вероятности возникновения осложнений в процессе бурения. В таблице 2.3.2.1 приведены характеристики запроектированных породоразрушающих инструментов.

Дополнительно включаем калибратор в компоновку низа бурильной колонны над долотом, для сохранения номинального диаметра ствола скважины по мере износа долота.

Таблица 2.3.2.1 – Породоразрушающий инструмент

Интервал		0-40	40-700	700-2130	2130-2505
Шифр долота		393,7 GRDP115	295,3 FD419SM	215,9 FD616M	215,9 FD813MH
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		M	MC	C	CT
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-117
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	Pin 4 1/2 Reg
Длина, м		0,39	0,36	0,3	0,32
Масса, кг		170	82	49	50
G, тс	Рекомендуемая	3,5	7	8	10
	Предельная	5	9	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-250	60-400	100-300	50-230
	Предельная	300	450	400	340

### 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

В таблице 2.3.3.1 отражены результаты проектирования осевых нагрузок на ПРИ. Для всех интервалов бурения, осевые нагрузки определялись по трем различным методам:

1. Статистический анализ отработки долота в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе механических свойств горной породы и характеристик долот.
3. Расчет из условий допустимой нагрузки на долото

Таблица 2.3.3.1 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-700	700-2130	2130-2505
	Исходные данные			
$\alpha$	0,5	0,5	0,5	0,5
$R_{ш}, \text{кгс/см}^2$	650	1510,6	3182,52	6246,33
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59
$\eta$	1	-	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,2	150	250	350
$G_{пред}, \text{кН}$	50	120	127	160
	Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	9,6	30,14	45,9	85,3
$G_2, \text{кН}$	7,9	59,1	64,7	75,6
$G_3, \text{кН}$	40	72	80	96
$G_{проект}, \text{кН}$	10	60	65	86

### 2.3.4. Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В интервале бурения под эксплуатационную колонну (2130-2505 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают твердые горные породы, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент, что приведет к ухудшению качества стенок скважины и увеличенному износу элементов бурильной колонны.

В таблице 2.3.4.1 сведены результаты проектирования частоты вращения породоразрушающего инструмента для каждого из интервалов бурения.

Таблица 2.3.4.1 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-700	700-2130	2130-2505
Исходные данные				
$V_l$ , м/с	3	2	1,5	1
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau$ , мс	6	-	-	-
$z$	24	-	-	-
$\alpha$	0,8	0,7	0,6	0,4
Результаты проектирования				
$n_1$ , об/мин	145,54	129,36	132,7	88,47
$n_2$ , об/мин	270,83	-	-	-
$n_3$ , об/мин	657,34	-	-	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин	150	130	135	90

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 2.3.5.1 представлены запроектированные забойные двигатели.

Таблица 2.3.5.1 – Технические характеристики запроектированных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	40-700	240	6,92	1875	30-50	85-150	12-20	120-240
ДР-178	700-2130	178	8,29	1225	19-38	85-170	10-15	60-200
ДР-178	2130-2505	178	8,29	1225	19-38	85-170	10-15	60-200

Для бурения интервала под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР-240, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы. Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Более подробные гидравлические расчеты двигателей представлены в приложении Г.

### 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 2.3.6.1. представлены КНБК для бурения проектных интервалов, а в приложении Д приведены подробные расчеты и графическое представление компоновки для бурения интервала под эксплуатационную колонну. При бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну в состав КНБК дополнительно включают ведущую трубу ВБТ-133К и шаровый кран КШ-147.

Таблица 2.3.6.1 – Проектирование КНБК для бурения проектных интервалов

п/п	№	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
		от	до				
1	0	40	393,7 GRDP115	170,00	0,39	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления	
			Калибратор КЛСН-393,7 МС	400,00	1,20		
			Переводник П-201/177	63,00	0,51		
			УБТС2-273	2387,40	6,00		
			Переводник П-171/201	59,00	0,53		
			УБТС2-229	1640,40	6,00		
			Переводник П-147/171	57,00	0,51		
			УБТ-178	936,00	6,00		
			ПК-140х9,17Д	523,44	16,00		
	ВБТ-133К	1649,00	16,46				
Σ			7885,24	53,60			

Продолжение таблицы 2.3.6.1

2	40	791,08	295,3 FD419SM	82,00	0,36	Бурение интервала под кондуктор: - Вертикальный участок (40-100) -Участок набора зенитного угла (100-367,08) -Участок стабилизации зенитного угла (367,08 – 791,08)
			Калибратор КЛСН-295,3 МС	170,00	0,98	
			Переводник П-171/152	52,00	0,54	
			ДР-240 5/6	2784,00	10,50	
			КОБ 240	115,00	0,65	
			ПК-240	95,00	0,62	
			НУБТ-229	3280,80	12,00	
			Переводник П-147/171	57,00	0,51	
			УБТ-178	2808,00	18,00	
ПК-140х9,17Д	21984,00	768,00				
Σ				31764,80	813,21	
3	791,08	2528,94	215,9 FD616M	49,00	0,30	Бурение участка стабилизации под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛСН-215,9 СТ	60,00	0,39	
			ДР-178 7/8	1239,00	8,50	
			КОБ 178-3-147	45,00	0,41	
			ПК-172	95,00	0,62	
			НУБТ-178	1872,00	12,00	
			ПЦ-178/216-245	10,3,00	(0,68)	
			УБТ-178	8424,00	54,00	

Продолжение таблицы 2.3.6.1

			ПК-140x9,17Д	6804,72	240	
			ЯГК-172	360	6	
			ПК-140x9,17Д	64907	2232	
			$\Sigma$	83866	2548,22	
4	2528,94	2984,6	215,9 FD813МН	50	0,32	Бурение участка стабилизации под эксплуатационную колонну в твердых горных породах
			Калибратор КЛСН-215,9 СТ	60	0,39	
			ДР-178 7/8	1239	8,5	
			КОБ 178-3-147	45	0,41	
			ПК-172	95	0,62	
			НУБТ-178	1872	12	
			ПЦ-178/216-245	10,3	(0,68)	
			УБТ-178	8424	54	
			ПК-140x9,17Д	6804,72	240	
			ЯГК-172	360	6	
			ПК-140x9,17Д	77993	2688	
			$\Sigma$	96952	3002	

### 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

В таблице 2.3.7.1 приведены составы промывочных жидкостей для каждого интервала бурения. В приложении Е приведены обоснования выбора растворов, а также параметры этих растворов и схема очистки раствора на буровой.

Таблица 2.3.7.1 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0 (0)	40 (40)	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH
40 (40)	700 (791,08)	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМА, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH, ЧГПАА, Сульфированный асфальт, СМЖ, Пенегаситель (Пента 463), ФХЛС, Дезоксил-ИВ
700 (791,08)	2505 (2984,6)	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМА, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH, Ксантановая смола, Сульфированный асфальт, СМЖ, Пенегаситель (Пента 463), ПАЦ Н, Дезоксил-ИВ, Вальсид, ДПС, Valcarb

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

При составлении гидравлической программы предполагается:

- исключить флюидопроявления из пласта и поглощения бурового раствора;
- предотвратить размыв стенок скважины и диспергирование транспортируемого шлама;
- обеспечить очистку забоя и вынос шлама из кольцевого пространства скважины;
- рационально использовать гидравлическую мощность насосной установки;
- исключить аварийные ситуации при остановках циркуляции и пуске буровых насосов.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 2.3.8.1, а результаты расчетов в таблице 2.3.8.2.

Таблица 2.3.8.1 - Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	$d_d$ , м	К	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
2984,6	0,2159	1,138	25,03	47,74	2227
Q, м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_p$ , Па·с	$\tau_t$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,025	УНБ-600	0,007	0,009	20	1070
КНБК					
Элемент	$d_n$ , м	L, м		$d_b$ , м	
ДР 178 7/8	0,178	8,5		-	
НУБТ 178	0,178	12		0,08	
УБТС2 178	0,178	54		0,08	
ПК 140x9,17	0,140	2916		0,1217	

Таблица 2.3.8.2 – Проектирование гидравлической программы

промывки

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	$\varphi$	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1469	0,73	0,249	0,3	5,6	0,45
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,59	7,15	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Sкп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ДР 178 7/8	28131,6	53300,7	150,3	0,01197	-
НУБТ 178	28131,6	53300,7	150,3	0,01690	-
УБТС2 178	28131,6	53300,7	150,3	0,07606	-
ПК 140x9,17	44901,2	34718,8	322,7	2,67523	-
Внутри труб					
Элемент	Reкр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_r$	
НУБТ 178	31996,9	126312,0	0,7991	0,1586	
УБТС2 178	31996,9	126312,0	0,7991	0,7138	
ПК 140x9,17	50738,3	126312,0	0,7195	4,2604	

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1. Расчет обсадных колонн

При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутренние давления выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу.

Подробный расчет обсадных колонн изложен в приложении Ж.

В таблице 2.4.1.1 приведены конечные характеристики секций обсадной колонны.

Таблица 2.4.1.1 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	180	41,3	7434	7434	2985-2805
2	Д	8,9	1110	35,3	39183	46617	2805-1695
3	Д	8	300	31,9	9570	63621	1695-1395
4	Д	7,3	1400	29,3	41020	104641	1395-0

## 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

Дополнительные расчеты по разделу приведены в приложении И.

### 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{нг}, \quad 34,29 \text{ МПа} < 43,08 \text{ МПа} \quad (2)$$

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad 34,29 \text{ МПа} < 45,35 \text{ МПа} \quad (3)$$

$P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{нг}$  – давление начала поглощения, МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})} = 0,22 \text{ МПа}$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,035;

$\rho_{срвзв\ зс}$  и  $\rho_{срвзв\ ос}$  – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м<sup>3</sup>;

$V_{ос}$  – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{зс}$  – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе (м/с), определяемая из условия равенства расходов бурового раствора при его течении в обсаженной и необсаженной частях затрубного пространства,  $V_{зс} = 0,447$  м/с;

$L$  – длина ствола скважины, м;

$L_k$  – длина ствола кондуктора, м;

$D_{экд}$  – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну, м;

$D_{эки}$  – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$k_{срвзв}$  – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе = 1,186;

$D_{квн}$  – внутренний диаметр кондуктора, м.

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве  $P_{гс кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2) = 34,08 \text{ МПа}$$

Где  $\rho_{буф}$ ,  $\rho_{тр н}$ ,  $\rho_{тр обл}$ ,  $h_1$ ,  $h_2$  – величины, значения которых были найдены ранее.

Так как выполняется условие недопущения гидроразрыва пластов (3) и поглощения раствора (2) принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

#### 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

В таблице 2.4.2.2.1 представлены необходимая масса сухой смеси и объем воды для цементирования скважины. Подробные расчеты приведены в приложении И.

Таблица 2.4.2.2.1 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{mp} = 1850 \text{ кг/м}^3$	6900	5,02
$\rho_{обмп} = 1500 \text{ кг/м}^3$	37600	24,97
Сумма	44500	30

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

Определим максимально ожидаемую разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементирования  $\Delta P_{гс}$ :

$$\Delta P_{гс} = (\rho_{срвзКП} - \rho_{срвзТ}) \cdot g \cdot H = 8,38 \text{ МПа}$$

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в м<sup>3</sup>/с) в конце продавки на второй скорости:

$$Q = 0,785 \cdot (D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot V \cdot 1000 = 8,61 \text{ л/с}$$

Гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны  $P_m$  (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси найдем по формулам Дарси-Вейсбаха:

Для первой секции:

$$P_m^1 = 8,11 \cdot \lambda_m \cdot \rho_{прод} \cdot Q^2 \cdot L^1 / d_{эквн}^1 = 0,0315 \text{ МПа}$$

Для второй секции:

$$P_m^2 = 8,11 \cdot \lambda_m \cdot \rho_{прод} \cdot Q^2 \cdot L^2 / d_{эквн}^2 = 0,173 \text{ МПа}$$

Для третьей секции:

$$P_m^3 = 8,11 \cdot \lambda_m \cdot \rho_{прод} \cdot Q^2 \cdot L^3 / d_{эквн}^3 = 0,0441 \text{ МПа}$$

Для четвертой секции:

$$P_m^4 = 8,11 \cdot \lambda_m \cdot \rho_{прод} \cdot Q^2 \cdot L^4 / d_{эквн}^4 = 0,196 \text{ Па}$$

Суммарные потери:

$$P_m = \Sigma P_m^i = P_m^1 + P_m^2 + P_m^3 + P_m^4 = 0,445 \text{ МПа}$$

Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве  $P_{кп}$  (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси находят по формулам Дарси-Вейсбаха:

$$P_{кп} = \Sigma P_{кп}^i, P_{кп}^i = 8,11 \cdot \lambda_{кп} \cdot Q^2 \cdot \{ \rho_{срвзв.ос} \cdot (L - L_{к}) / [(D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{экн})^3 \cdot (D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} + D_{экн})^2] + \rho_{срвзв.зс} \cdot L_{к} / [(D_{квн}^2 - D_{экн}^2)^3 \cdot (D_{квн}^2 + D_{экн}^2)] \}$$

$$P_{кп} = 1,42 \text{ МПа}$$

Максимальное ожидаемое давление на цементирующей головке  $P_{цг}$  (в МПа) рассчитаем по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{зс} + P_m + P_{кп} + P_{ст} = 12,55 \text{ МПа}$$

Гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора и буферной жидкости (в МПа):

$$P_{зс} = \rho_{срвзкп} \cdot g \cdot H = 34,08 \text{ МПа}$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины  $P_3$  (в МПа) равно:

$$P_3 = P_{зс} + P_{к} = 35,5 \text{ МПа}$$

Проверка:

$$P_{цг} \leq P_{цг \text{ расч}}$$

$$12,55 < 18,7$$

$$P_3 \leq 0,95 \cdot P_{нз} \text{ или } P_3 \leq 0,95 \cdot P_{зр},$$

Сравнение забойного давления с давлением поглощения:

$$35,49 < 43,09$$

Условие недопущения поглощения выполняется.

### 2.4.2.5 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Выберем цементировочный агрегат ЦА-320.

Рассчитаем давление на насосе цементировочных агрегатов (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{це} / 0,8.$$

$$P_{ца} \geq 12,55 / 0,8 = 15,69 \text{ МПа}$$

Ближайшее давление 18 МПа развивается на насосе 9Т цементировочного агрегата ЦА-320, при диаметре втулок 100 мм и третьей передаче.

По расчетному значению  $Q$  рассчитаем количество цементировочных агрегатов, работающих на скважину, из соотношения:

$$n = Q / q + 1 = 8,55 / 6,1 + 1 = 2,4$$

Примем равным 3.

Определим максимальная подача, которую развивают агрегаты, работающие на скважину, на максимальной (пятой) передаче:

$$Q_{MAX}^l = q^l_v \cdot n_l = 14,1 \cdot 2 = 28,2 \text{ л/с}$$

Определим число агрегатов, работающих на осреднительную емкость:

$$n_2 \geq q^l_v \cdot n_l / q^2_v$$

$$n_2 \geq 14,1 \cdot 2 / 23,5 = 1,2$$

Примем равным 2.

Проверим, достаточно ли суммарного объема мерных баков цементировочных агрегатов  $V_{мб}$  (в м<sup>3</sup>) для воды затворения тампонажной смеси:

$$V_{мб} = 6 \cdot \sum n \geq V_в$$

$$6 \cdot 4 = 24 \geq 34,35 \text{ м}^3$$

Условие не выполняется, следовательно необходимо доливать мерные баки в процессе цементирования.

*Цементосмесительные машины:*

Будем использовать самый распространенный тип цементосмесительных машин – УС6-30Н(У).

Требуемое количество цементосмесительных машин  $m_1$  определим по формуле:

$$m_1 = Q / q_{см} = 28,2 / 27 = 1,04$$

Затем рассчитаем необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах.

Для облегченного цемента:

$$m_2 = G_{сух} / G_б = 37600 / 20000 = 1,88 \text{ принимаем } 2.$$

Для цемента нормальной плотности:

$$m_2 = G_{сух} / G_б = 6900 / 20000 = 0,345 \text{ принимаем } 1.$$

Общее число:

Примем число цементосмесительных машин - 2.

### 2.4.2.6. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

1) Максимальное давление на цементировочной головке, без учёта давления «Стоп» в конце продавки тампонажной смеси  $P_{ц}$ :

$$P_{ц} = P_{цз} - P_{см} = 12,55 - 2,5 = 10,05 \text{ МПа}$$

2) Давление, которое возникает на цементировочной головке в момент прихода тампонажной смеси на забой,  $P_{ц}^l$  (в МПа):

$$P_{ц}^l = \Delta P_{зс}^l + P_m^l + P_{кн}^l$$

Максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, МПа:

$$\Delta P_{ГС}^l = (\rho_{срзвкп}^l - \rho_{срзвт}^l) \cdot g \cdot H = -8,71 \text{ МПа}$$

Внутренний объём обсадной колонны (в м<sup>3</sup>):

$$V_{ок} = \pi \cdot d_{эк\text{ вн}}^2 \cdot L / 4 = 54,14 \text{ м}^3$$

Гидравлические сопротивления в трубах:

$$P_m = \Sigma P_m^i = P_m^1 + P_m^2 + P_m^3 + P_m^4 = 4,38 \text{ МПа}$$

Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве:

$$P_{кн}^l = 2,79 \text{ МПа}$$

$$P_{ц}^l = \Delta P_{зс}^l + P_m^l + P_{кн}^l = -3,59 \text{ МПа}$$

Проверим ограничение:

$$P_{зс}^l + P_{кн}^l \leq 0,95 \cdot P_{ГР}$$

$$11,5 \leq 45,35$$

Закачку тампонажного раствора до забоя можно производить с максимальной производительностью.

3) Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну  $P_{ц}^0$  (в МПа):

$$P_{ц}^0 = P_m^0 + P_{кп}^0 = 7,166 \text{ МПа}$$

4) Определение суммарных закачанных объёмов  $\Sigma V$  в скважину при цементировании:

На момент начала закачки тампонажного раствора  $\Sigma V_0 = 0 \text{ м}^3$

В момент прихода тампонажного раствора на забой  $\Sigma V_1 = 54,14 \text{ м}^3$

В конце продавки тампонажного раствора  $\Sigma V = 103,1106,84 \text{ м}^3$

5) По полученным данным строим график изменения давления на цементировочной головке (рис. 2.4.2.6.1):

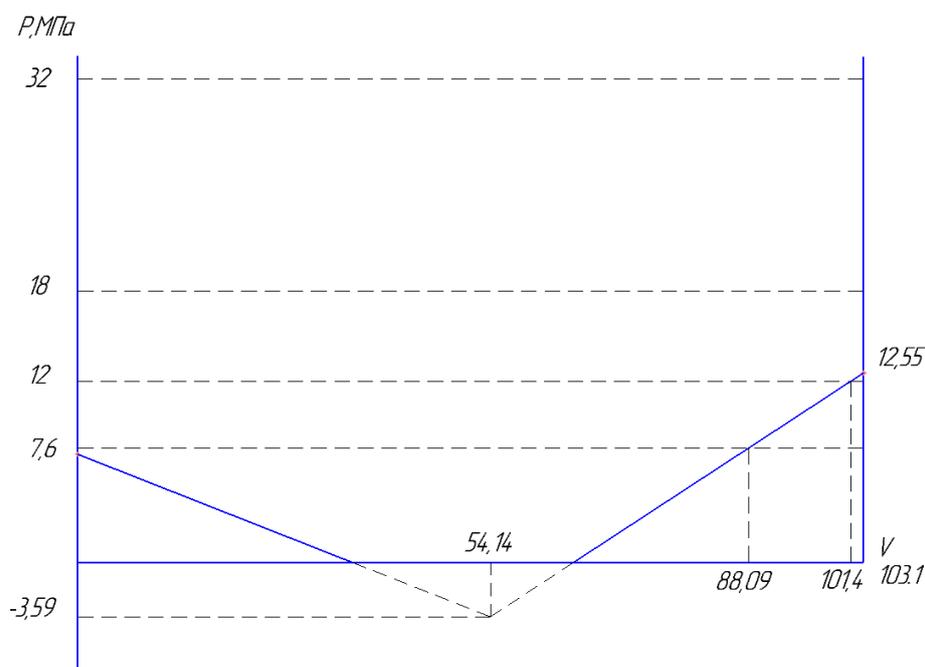


Рисунок 2.4.2.6.1 – Построение графика изменения давления на цементировочной головке

По графику определим сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов. Для дальнейших расчетов воспользуемся данными о режимах работы цементировочных агрегатов из таблицы 2.4.2.6.2.

Таблица 2.4.2.6.2 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	88,09
IV	13,31
III	1,7

Вычислим общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{цем}$  в минутах, по формуле:

$$t_{цем} = 16,7 \cdot \sum V_i / (q_i \cdot (n_i - 1)) + 16,7 \cdot V_{II} / q_{II}$$

$$t_{цем1} = 16,7 \cdot 88,09 / (2 \cdot 14,1) = 70,62 \text{ мин}$$

$$t_{цем2} = 16,7 \cdot 13,31 / (2 \cdot 9,3) = 11,95 \text{ мин}$$

$$t_{цем3} = 16,7 \cdot 1,7 / (2 \cdot 6,1) = 2,33 \text{ мин}$$

$$t_{цем} = 85,62 \text{ мин}$$

Определим время цементирования скважины  $t_{ц}$  (в мин):

$$t_{ц} = t_{цем} + 15 \text{ мин} = 66,34 + 15 = 81,34 \text{ мин.}$$

Рассчитаем число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости:

$$n_{бж} = V_{бж} / V_{мб} = 20,35 / 6 = 3,4$$

Принимаем 4.

Время закачки буферной жидкости  $t_{бж}$ :

$$t_{бж} = 16,7 \cdot V_{бж} / (q^l_v \cdot n_{бж}) = 16,7 \cdot 20,8 / (4 \cdot 23,5) = 3,62 \text{ мин}$$

В приложении И.2 представлена схема технологической обвязки.

### 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

С целью обеспечения высокого качества цементного камня проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный БКМ-168 ОТТМ;
- КОДГ–168 ОТТМ предназначен для цементирования скважин с большим зенитным углом, так же для упора продавочной пробки.
- цементировочная головка ГЦУ-168;
- разделительная пробка ПРП-Ц-168
- центраторы ЦПН-168/216. В интервале от 0-2985 устанавливается по одному центратору через каждые 50 м, так как по расчетам профиля скважины зенитный угол в наклонном стволе составит 34,63. (интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.4.3.1)

Таблица 2.4.3.1 – Интервалы установки центраторов

Интервал установки, м	Тип центратора	Количество, шт
0-2985	ЦПН-168/216	59

#### 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Одним из наиболее распространенных методов вызова притока является сваби́рование. Сваб представляет собой трубу (патрубок), в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Конструкция сваба представлена на рисунке 2.4.4.1. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате. Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволочной сеткой. Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу. При этом клапан открывается и флюид, находящийся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедший флюид выталкивается на поверхность, увлекая за собой флюид из пласта. Тонкий стальной канат, на котором закреплен сваб, наматывается на барабан лебедки. Глубина погружения сваба под уровень жидкости зависит от прочности каната, мощности лебедки и обычно составляет 250 - 300 м (не более 500м). На рисунке 2.4.4.2 представлен процесс сваби́рования скважины.

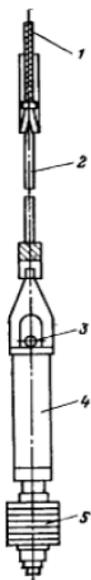


Рисунок 2.4.4.1 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень.

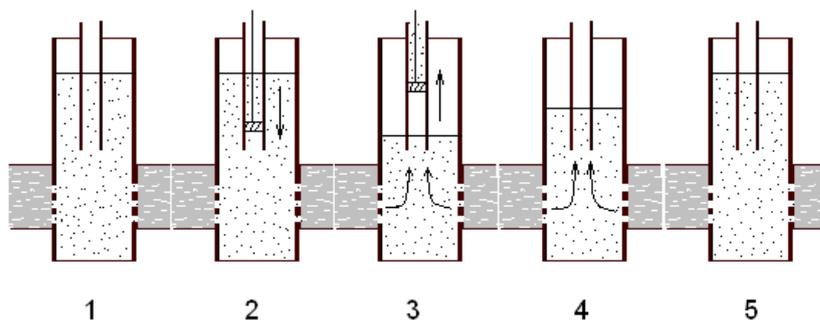


Рисунок 2.4.4.2 – Сваби́рование. 1- погружение, 2- захват флюида, 3- подъем сваба, 4- приток флюида в ствол скважины

## 2.5. Выбор буровой установки

Согласно условиям бурения, максимальный вес на крюке составит не более 110 тонн, при ликвидации прихвата значение может вырасти до 140 тонн. Соответственно, грузоподъемность буровой вышки должна быть около 200 тонн. С учетом длины ствола скважины 2985 м, необходима буровая установка, которая может вместить достаточное количество свечей для бурения принимая во внимание климатические условия (температура в зимние периоды выше  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Установка БУ-3000 ЭУК-1М соответствует всем перечисленным параметрам и является одной из самых распространенных на территории западной Сибири, соответственно целесообразно рассмотреть ее применение для сооружения проектной скважины. В таблице 2.5.1 представлены основные параметры выбранной установки.

В приложении М представлен ГТН на строительство скважины.

Таблица 2.5.1 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{\text{бк}}$ )	95,7	$Q_{\text{бк}} / [G_{\text{кр}}]$	0,479
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{\text{об}}$ )	105,36	$Q_{\text{об}} / [G_{\text{кр}}]$	0,527
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{\text{пр}}$ )	140,5	$Q_{\text{пр}} / G_{\text{кр}}$	0,7
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{\text{кр}}$ )	200		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ( $Q_{\text{вלב}}$ )	585,1	$k_{\text{по}} = P_o / P_{\text{бo}}$ ( $k_{\text{по}} > 1,25$ ) $P_o = 2 \text{ кгс/см}^2$	0,225 кгс/см <sup>2</sup> $P_o / P_{\text{бo}} = 8,89 > 1,25$
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{\text{бк}}$ )	95,7		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{\text{ок}}$ )	105,36		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{\text{п}}$ )	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{\text{бр}}$ )	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{\text{бo}}$ )	36		

### 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### Комплексные методы анализа больших данных для оптимизации процесса бурения скважины

Термин большие данные был разработан компанией Meta group (ныне часть компании Gartner). Изначально для описания термина использовали правило 3V: Velocity (скорость); Volume (объем); Variety (разнообразие). Позже, компания IBM добавила четвертую – Veracity (достоверность), а компания Oracle пятую – Value (ценность) [1]. Таким образом, большие данные характеризуют скорость, объем, разнообразие и достоверность получаемой информации, что в итоге определяет ее ценность (рис.3.1).

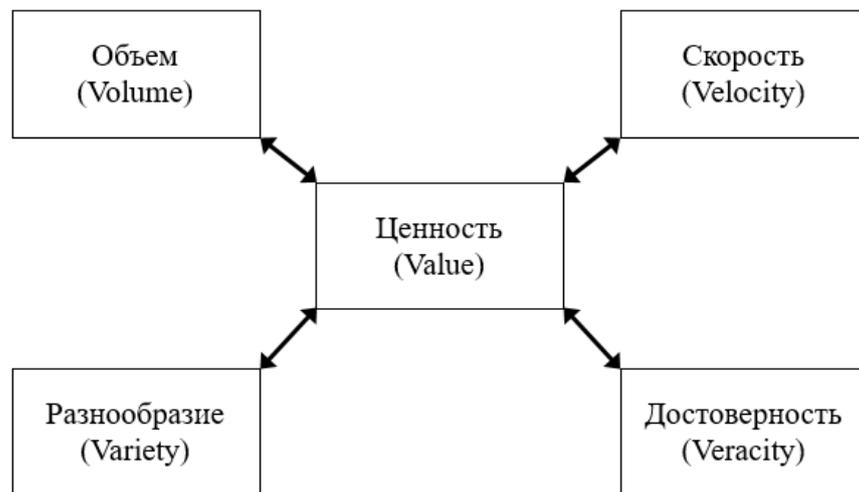


Рисунок 3.1 - Пять «V» больших данных

Бурение – один из наиболее сложных и опасных процессов в нефтегазовой отрасли, который составляет почти половину всех затрат на скважину, однако всего 42% времени отводится на непосредственное бурение скважины, а оставшиеся 58% распределены между ликвидацией аварий, осложнений, передвижкой установки и периодами ожидания.

В процессе бурения скважины идет постоянный сбор огромного числа данных и показателей, которые играют огромную роль не только в самом процессе бурения, но и служат основой для определения рисков и прогнозирования возможных событий в будущем. Поэтому большое внимание

уделяется каждому показателю и его взаимосвязанности с другими параметрами в общем массиве информации, что позволит с наибольшей вероятностью проводить точную оценку влияния конкретного события на процесс бурения в целом.

В условиях постоянно растущей скорости поступления информации и увеличении нелинейности ее связи с непосредственным процессом бурения, возникает потребность в постоянном совершенствовании методов ее сбора, хранения и обработки для обеспечения понятливости конечных данных и, соответственно, сокращения времени принятия решения.

При заканчивании скважины собирается информация о пластовом давлении и температуре для выявления проблем в пласте или стволе скважины на ранней стадии и последующем их предотвращении. Данные телеметрии должны находиться под постоянным контролем оператора, чтобы контролировать состояние скважины и своевременно регулировать свойства бурового раствора для сохранения характеристик коллектора, предотвращения загрязнения его буровым раствором, обеспечения целостности ствола скважины и достижения максимальных показателей продуктивности.

При бурении, для достижения максимальной эффективности необходимо использовать опыт инженеров совместно с наиболее совершенными технологическими решениями, чрезвычайно важно соблюдать следующие четыре пункта (рис.3.2):

1. Внимание: Предупреждение осложнений и аварий, вызванных непредвиденным отклонением параметров от тренда, анализ данных телеметрии и данных на поверхности.
2. Разработка решений: составление предположений о возможных осложнениях и авариях по параметрам бурения и разработка решений для непосредственного регулирования в процессе бурения.

3. Предложения: выдвижение предположений по существенному изменению конструкции скважины и ее траектории, в зависимости от наличия на пути ствола скважины областей с аномальным пластовым давлением, областей в которых возможна полная потеря циркуляции раствора, изменение глубин спуска обсадных колонн.
4. Методы: регулирование программы бурения для оптимизации процесса.

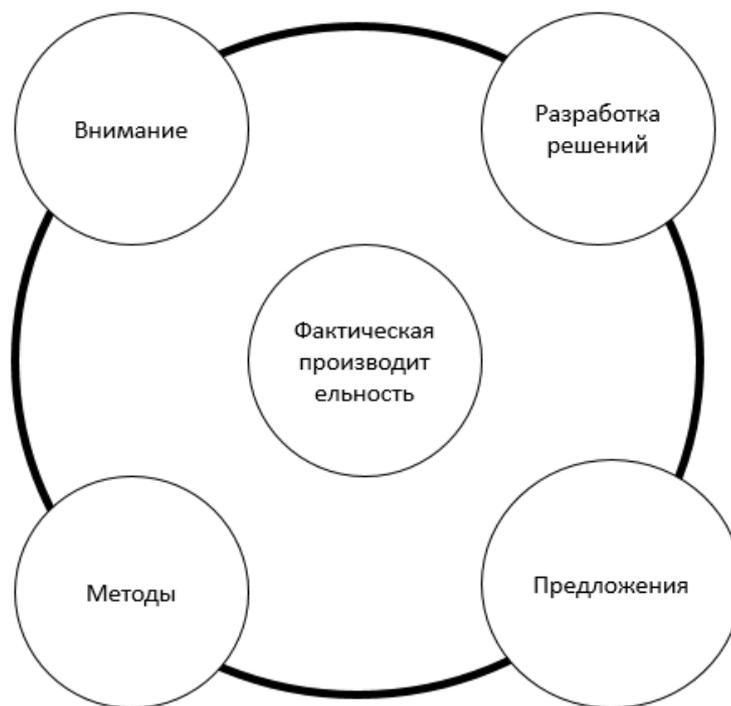


Рисунок 3.2 - Методология фактического регулирования процесса бурения

### **Оценка данных, собираемых при бурении скважины**

Как было отмечено ранее, анализ данных в бурении скважин требует применения междисциплинарных знаний о процессе бурения, таких как: физика разрушения горных пород, гидравлика, технические знания о составе бурильной колонны и о долотах, чтобы правильно определить преграды к бурению и реализовать процессуальные и/или технологические изменения, для обхода этих барьеров.

Необходимо составить максимально подробную характеристику используемой при бурении системы в целом, для чего по поступающей информации необходимо выводить следующие закономерности:

- Скрытые взаимосвязи данных. Связь значений неоперационных переменных (свойства пород, характеристика коллектора) с операционными параметрами (нагрузка на долото, количество оборотов в минуту) и параметрами породоразрушающего инструмента.
- Успешность запроектированных решений. Выявление взаимосвязи реальных параметров при бурении с механической скоростью бурения. Это помогает выявить поведение бурового инструмента при непосредственной работе в пластовых условиях.
- Принятие решений, основываясь на многолетнем анализе ключевых параметров. Построение связей между текущими данными и данным, накопленными в процессе бурения скважин в регионе, чтобы предупреждать поломки оборудования и мгновенно корректировать операционные параметры.
- Определение KPI (ключевые параметры производительности). Эмпирический анализ произошедших инцидентов (сбой в работе оборудования, потери раствора, прихваты и т.д.) с KPI (например: механическая скорость бурения, стоимость проходки и дневная проходка), учитывая геотехнические условия.
- Визуализация параметров в режиме реального времени. Визуализация позволяет оперативно замечать любые изменения и упрощает корреляцию данных.

Для обеспечения выполнения обозначенного анализа используется специально разработанная система (рис.3.3), которая объединяет многокомпонентные, многомерные, мультивариантные переменные и вероятностные процессы.

- Многокомпонентные: Множество независимых переменных, которые влияют на единичный параметр.
- Многомерные: Направления изменения переменных, влияющие на отдельно-взятую величину. Например, вибрации могут быть осевыми, поперечными и тангенциальными.
- Мультивариантные: Множество зависимых переменных, значения которых определяют единичный параметр. Существует множество взаимосвязанных переменных, которые влияют на конечную величину. Например, момент на долоте влияет на количество оборотов в минуту, нагрузка на долото влияет как на момент, так и на количество оборотов, а все три величины определяют механическую скорость бурения (конечный параметр).
- Вероятностные процессы: Изменчивость и случайность поведения независимой величины. Например, на производительность долота влияют время, прочность породы, расход промывочной жидкости.

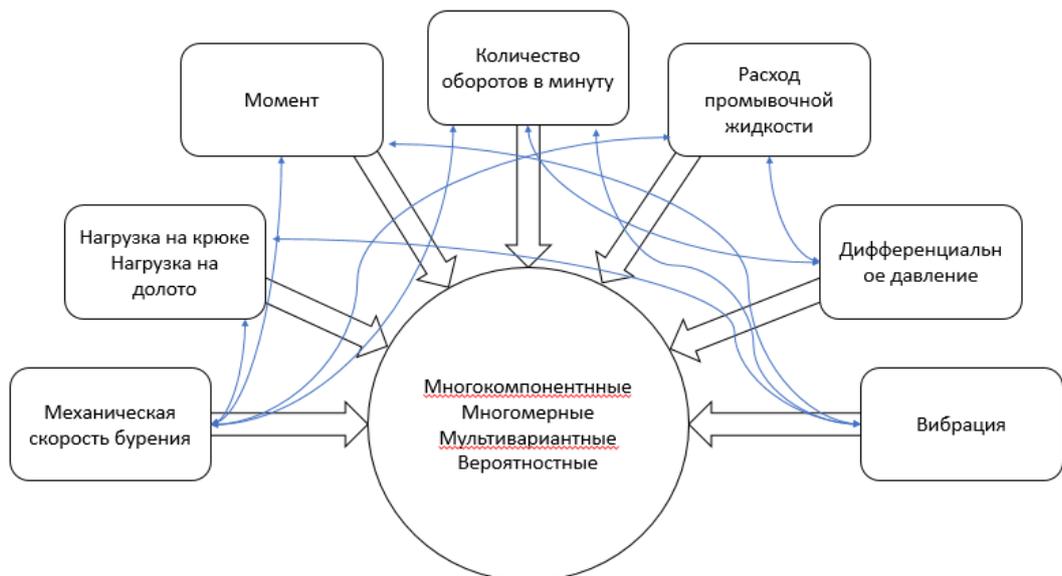


Рисунок 3.3 Компоненты системы анализа

## Этап 1. Сокращение времени простоя

Основными параметрами, определяющими производительность в бурении, являются показатели стоимости проходки, дневная проходка и механическая скорость бурения, существенное влияние на которые оказывает параметр MSE (Удельная механическая энергия), однако это всего лишь один из параметров, которые оказывают влияние на продуктивность бурения.

Для создания полноценной модели и достижения максимального эффекта от вносимых изменений, требуется создание центра обработки данных в режиме реального времени (рис. 3.4). Основным назначением такого центра является оперативный сбор информации, поступающей с датчиков в стволе скважины и на ее поверхности, ее обработка и систематизация для дальнейшего анализа.



Рисунок 3.4 Обработка данных в режиме реального времени

Существует множество переменных и компонентов, входящих в состав системы бурения, а соответственно и большое количество потенциальных проблемных областей на пути к созданию идеального процесса. Создав массив всех значимых параметров (например: данные телеметрии, информация о г.п., свойства бурового раствора, состав КНБК, параметры буровой вышки и т.д.),

можно генерировать модели, которые позволят определять потенциальные элементы системы бурения, в которых возможно провести оптимизацию. Последующая обработка массива позволит достичь следующие цели:

- Постоянное улучшение путем автоматизации процесса;
- Проверка данных для улучшения точности аналитических моделей;
- Причинно-следственный анализ при определении KPI и их значений, оказывающие влияние на различные параметры в процессе бурения, включая:
  - Качество ствола скважины: Недопущение прихватов, связанных с несовершенствами ствола;
  - Производительность буровой установки: Выявление причин, по которым одна установка работает эффективнее другой при прочих равных;
  - Оптимизация процессов в бурении путем сбора и анализа как статистических, так и данных, получаемых в режиме реального времени;
  - Стабильность ствола скважины;
  - Определение проблем, возникающих со стенками скважины, и возможных последствий
  - Прогнозирование рабочих процессов, формирующих такие параметры бурения, при которых исключается отклонение состояния ствола скважины от стабильного.

Необходимо понимать, что наименьшая стоимость сооружения скважины является ключевым параметром для предприятий нефтегазовой отрасли, поэтому основной целью любых исследований является, в первую очередь, снижение затрат на метр скважины. В этой связи, необходим тщательный подход к детальному анализу времени простоя, а именно видимые и скрытые потери времени. Также требуется аналитически выявлять прочие параметры, влияющие на итоговую стоимость, и снижать связанные с ними

риски. Возможные причины возникновения времени простоя приведены на рисунке 3.5.

Очевидно, что невозможно создать идеальную систему, в которой не будет потерь времени, поэтому в производственной практике, для значительного сокращения затрат на первом этапе применяется принцип Парето. Вычисляются факторы, оказывающие наибольшее влияние, которые необходимо регулировать в первую очередь, а оставшиеся рассматриваются после.



Рисунок 3.5 Основные причины простоя

## Этап 2. Оптимизация параметров бурения

Методы оптимизации породоразрушающего инструмента заключаются в подборе оптимального долота для данного интервала. С учетом информации о ранее пробуренных скважинах в данном регионе выбирается долото, а также значения критических параметров. Проводится тщательный анализ информации по предыдущим скважинам, которые включают данные

каротажа, положение кровель пластов, диаграммы газового каротажа, исследования керна, физико-механические свойства горных пород, параметры режима бурения, буровые журналы, данные по износу долот. Для возможности такого анализа необходимо выполнить следующие условия:

- Оценка ожидаемых горных пород в разрезе скважины;
- Сбор данных по соседним скважинам;
- Определение прочности пород на сжатие, эффективной пористости, абразивности и сопротивляемости ударным нагрузкам.
- Подбор потенциально оптимальных типов и характеристик долот;
- Предварительный расчет стоимости проходки для каждого предварительно определенного долота;
- Составление конечных рекомендаций по выбору долота.

Последующий анализ производительности проходит после начала бурения, когда начинают поступать данные о количестве оборотов в минуту, скорости механического бурения, момента на долоте и забойных условий.

### **Современные решения, реализующие применение анализа больших данных в нефтегазовой отрасли.**

Система анализа больших данных в нефтегазовой отрасли компании Hitachi (рис.3.6) является уникальной и воплощает в себя лучшие наработки в сфере работы с данными, машинного обучения и искусственного интеллекта. Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- Операторы ввода, с помощью которых осуществляется прием информации произвольного формата, ее обработка и размещение в озере данных.
- Операторы конвертации, проверяющие логичность и непрерывность информации, а после применяющие комплексные преобразования к пакетам данных.

- Оператор выделения, вычлняющий из общего массива данных наиболее релевантные параметры.
- Операторы анализа, предназначенные для составления гипотез.

Главным достоинством системы компании Hitachi является интеграция методов анализа и машинного обучения, что позволяет выполнять все более точные прогнозы по ходу разработки месторождений.

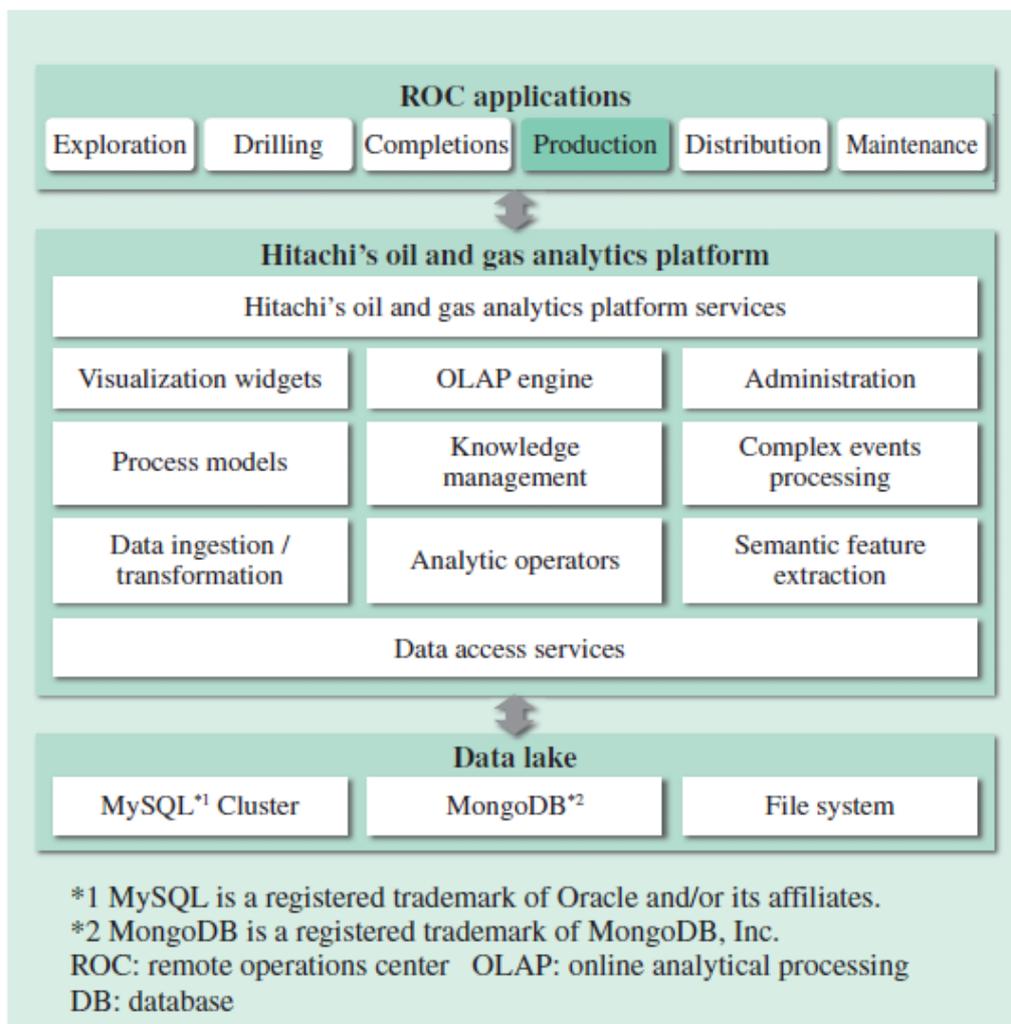


Рисунок 3.6 Схема системы анализа данных компании Hitachi

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Разбор производственной и организационной структур приведен на примере ОАО «Лукойл» в приложении К.

### **4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин**

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- 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 определяется по формуле:  $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$  час,  
(4.1)

где  $T_{б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;  $h$  – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте 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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4.5)$$

Где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$  – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

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

Согласно «ЕНВ» нормативное время на механическое бурение одного метра составляют: для интервала под направление (0-40 м) – 0,02 ч; для интервала под кондуктор (40-791 м) – 0,05 ч; для верхнего интервала под эксплуатационную колонну (791-2529 м) – 0,07 ч; для нижнего интервала эксплуатационной колонны (2529-2985 м) – 0,1 ч. Таким образом, общее время бурения составит 205,51 часа (8,57 сут.). При этом, время крепления

скважины, согласно ЕНВ, соответственно будет равно 21,79 ч, 59,38 ч, 82,8 ч, итого: 163,97 часа (6,83 сут.).

Общая продолжительность бурения и крепления скважины составляет 15,4 суток. С учетом подготовительно-заключительных работ – 19,4 суток.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (4.6)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;  $t_M$  – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{2984,6}{205,51} = 14,52 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (4.7)$$

где  $t_{СПО}$  – время СПО, час;  $t_{ПВР}$  – время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_P = 2984,6 / (205,51 + 5,58 + 86,4) = 11,7 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (4.8)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{2984,6 \cdot 720}{524,58} = 4096 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (4.9)$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 2984,6/4=746,15 \text{ м.}$$

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле 4.10.

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (4.10)$$

где  $T_H^{1T}$  – нормативное время на одно наращивание 0,2 ч;  $N_H$  – количество наращиваний, которое равно количеству свечей в каждом интервале. Направление: 0,2 ч; Кондуктор: 6,4ч; Эксплуатационная колонна: 41ч.

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле 3.11.

$$T_{nзр} = T_{1nзр} \cdot n, \quad (4.11)$$

где  $T_{1nзр}$  – норма времени одного цикла подготовительно – заключительных работ, равная в сумме 0,45 часа;  $n$  – нормативное количество долблений в интервале. Направление: 0,45ч; Кондуктор: 0,45ч; Эксплуатационная колонна: 0,9ч.

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле 4.12

$$T_{nn} = T_{1nn} \cdot N, \quad (4.12)$$

где  $T_{1mn}$  – норма времени одной проверки превентора, равная 0,25 часа;  
N – общее по скважине количество долблений.  $T_{mn} = 0,75$  часа.

Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле 4.13.

$$T_{cp} = T_{cb}^{lcs} \cdot N_{cb} \cdot N, \quad (4.13)$$

где  $N_{cb}$  – количество свечей; N – общее количество долблений;  $T_{cb}^{lcs}$  – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ равная 0,17 ч [2]. Для бурения интервала под направление количество свечей УБТ будет равно 3, для бурения интервал под кондуктор 5 свечей, для бурения интервала под эксплуатационную колонну 11 свечей.

Вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту. Для нашей скважины норма времени на ремонтные работы составляет 5 %, от времени бурения и крепления скважины, согласно ЕНВ.

Время на одну смену вахт составляет 1,25% от продолжительности вахты (смены) [2]. Для 12 часовой смены, время смены составит 0,15 часа.

Время промывки скважины определяется произведением длины ствола, умноженной на норму времени на 1м, определяемого исходя из глубины скважины, диаметра долота и диаметра бурильных труб в интервале. Для направления 0,034 мин/м; кондуктор 0,028 мин/м; эксплуатационная 0,019 мин/м.

Время ГИС определяется по формуле  $T_{оп} = \frac{L}{V}$ , где L-длина (м), V- скорость ГИС (700 м/ч)

Полные итоги расчетов приведены в нормативной карте (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, ч
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения ч/м					
Бурение под направление	393,7 GRDP115	0	40	400	0,02	40	0,1	0,8	0,253	1,05
Промывка (ЕНВ)										0,01
Наращивание (ЕНВ)										0,20
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,15
разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,51
Крепление (ЕНВ)										21,79
ГИС (ЕНВ)										0,06
Ремонтные работы										2,14
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
<b>Итого:</b>										
Бурение под кондуктор	295,3 FD419SM	40	791	2450	0,04	751	0,3	37,55	0,438	37,99
Промывка (ЕНВ)										0,35
Наращивание (ЕНВ)										6,78
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,45

Продолжение таблицы 4.1

разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,85
Крепление (ЕНВ)										59,38
ГИС (ЕНВ)										1,07
Ремонтные работы										1,90
Смена вахт (ЕНВ)										1,35
Проверка превентора										0,25
<b>Итого:</b>							<b>2</b>	<b>29,71</b>	<b>0,691</b>	136,59
Бурение под ЭК	215,9 FD616M	791	2529	3500	0,05	1738	0,5	121,66	1,76	123,42
Бурение под ЭК	215,9 FD813MH	2529	2985	3500	0,1	456	0,13	45,6	3,37	48,97
Промывка (ЕНВ)										1,75
Наращивание (ЕНВ)										15,60
Смена долот (ЕНВ)										4,30
ПЗР к СПО (ЕНВ)										11,80
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										163,97
Крепление (ЕНВ)										4,26
ГИС (ЕНВ)										8,62
Ремонтные работы										4,80
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
<b>Итого:</b>							<b>3</b>	<b>163,3</b>	<b>5,6</b>	524,58

Продолжение таблицы 4.1

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины с учетом СПО										524,58
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м										4096
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										39

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.

Линейно-календарный график представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы (30сут.)													
Буровые работы (19,4 сут)													
Освоение (14,1) сут													

#### 4.2. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчет сметной стоимости производится согласно СНиП IV-5-82 «Указания по применению единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы (ЕРЕР-84). Стоимость единичного объема работ умножается на количество работ согласно проекту, а затем, полученная стоимость переводится в стоимость по состоянию на 2017г. (переводной коэффициент составляет 178,9) Расчет полной стоимости строительства скважины представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Един. изм.	Объем работ всего	Стоимость единицы	Сумма в ценах 1984 года	Стоимость в текущих ценах, руб.
1	3	4	5	6	7	8
1	Подготовительные работы					
1.1	Обустройство площадки	м2	12000,00	9,48	113760,00	20351664,00
1.2	Рекультивация	м2	12000,00	3,08	36960,00	6612144,00
1.3	Разборка трубопроводов	м	1000,00	138,20	138200,00	24723980,00
	<b>Итого по подготовительным</b>				<b>288920,00</b>	<b>51687788,00</b>
2	Вышкостроение и монтаж оборудования					
2.1	Строительство и монтаж	т	585,00	112,60	65871,00	11784321,90
2.2	Разборка и демонтаж	60% от п.2.1			39522,60	7070593,14
2.3	Монтаж оборудования для испытания	т	23,00	137,80	3169,40	567005,66
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	60% от п.2.3			1901,64	340203,40
	<b>Итого по вышкостроению и монтажу</b>				<b>110464,64</b>	<b>19762124,10</b>
3	Бурение и крепление					
3.1	Бурение скважины					
1	Направление	м	40,00	5,60	224,00	40073,60
2	Кондуктор	м	751,00	44,37	33321,87	5961282,54
3	Эксплуатационная колонна в.	м	1778,00	79,96	142168,88	25434012,63
4	Эксплуатационная колонна н.	м	456,00	131,45	59941,20	10723480,68
3.2	Крепление скважины					
1	Направление	м	40,00	1,70	68,00	12165,20
2	Кондуктор	м	751,00	3,53	2651,03	474269,27
3	Эксплуатационная колонна в.	м	1778,00	5,14	9138,92	1634952,79
4	Эксплуатационная колонна н.	м	456,00	9,15	4172,40	746442,36

Продолжение таблицы 4.3

3.3	СПО					
1	Направление	ч	0,25	2,18	0,55	98,67
2	Кондуктор	ч	0,44	3,52	1,54	275,82
3	Эксплуатационная колонна в.	ч	1,76	4,65	8,18	1464,12
4	Эксплуатационная колонна н.	ч	3,37	4,65	15,67	2803,45
	<b>Итого по бурению и креплению</b>				<b>251712,25</b>	<b>45031321,13</b>
4	Испытание скважины					
4.1	Испытание в процессе бурения	объект	3,00	7583,50	22750,50	4070064,45
4.2	Испытание первого объекта	объект	1,00	42595,00	42595,00	7620245,50
4.3	Испытание последующих объектов	объект	1,00	52768,00	52768,00	9440195,20
4.4	скважины	объект	1,00	3418,00	3418,00	611480,20
	<b>Итого по испытанию</b>				<b>121531,50</b>	<b>21741985,35</b>
5	Промышленно-геофизические работы	% от п.3	1,00	-	2517,12	450313,21
6	<b>ИТОГО прямых затрат</b>				<b>775145,51</b>	<b>138673531,79</b>
	Накладные расходы	% от п.6	19,70		152703,67	27318685,76
7	Плановые накопления	% от п.6	5,00		38757,28	6933676,59
8	<b>ИТОГО с накладными и плановыми</b>				<b>966606,45</b>	<b>172925894,14</b>
	Прочие работы и затраты					
9	Дополнительные затраты					
9.1	- премиальные доплаты	% от п.8	2,66		25711,73	4599828,78
9.2	- надбавка за вахтовый метод работы	% от п.8	0,53		5123,01	916507,24
9.3	- северные льготы	% от п.8	2,98		28804,87	5153191,65
9.4	Авиатранспорт	ч	60	448,00	2680,00	479452,00

Продолжение таблицы 4.3

9.5	Транспортировка вахт автотранспортом	км	500,00	1,50	750,00	134175,00
9.6	Бурение скважины на воду	м	120,00	8,40	1008,00	180331,20
9.7	Перевозка вахт до г. Томска	км	2712,00	0,13	352,56	63072,98
9.8	Услуги связи на период строительства скважины	сут.	64,00	22,50	1440,20	257651,78
	<b>Итого прочих работ и затрат</b>				<b>65870,38</b>	<b>11784210,63</b>
10	<b>ИТОГО по гл 1-9</b>				<b>1032476,83</b>	<b>184710104,77</b>
11	Резерв средств на непредвиденные расходы	% от п.10	2,40		24779,44	4433042,51
	<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>					<b>189143147,29</b>
	НДС	%	18,00			34045766,51
	<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>					<b>223.188.913,80</b>

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1. Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

В таблице 5.1 собраны вредные и опасные производственные факторы, а также приведены нормативные документы, которые их описывают.

Таблица 5.1 - Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, вызов притока в скважине, перфорация	-Повышенный уровень шума на рабочем месте; -Повышенный уровень вибрации; -Недостаточная освещенность рабочей зоны; -Повышенная запыленность и загазованность; - Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -Повреждения в результате контакта с насекомыми.	-Пожаро-взрывоопасность -Повышенное значение напряжения в электрической цепи -Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).	ГОСТ 12.1.005-88 СанПиН 2.2.4.548–96 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГН 2.2.5.1313-03 ГОСТ 12.2.003-91. ГОСТ 12.2.062-81. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.012–2004.  СНиП 4557-88 ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ

Подробная характеристика вредных факторов приведена в приложении Л.1.

## **5.2. Экологическая безопасность**

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

### **Атмосфера**

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопрооявления, а в случае возникновения, ликвидировать в кратчайшие сроки. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» .

### **Гидросфера**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Рациональное размещение источников сбросов и организация водозабора и водоотвода;
- Разбавление вредных веществ в водоемах до допустимых концентраций с применением специально организованных и рассредоточенных выпусков;
- Использование средств очистки стоков.
- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- Предотвращение разлива бурового раствора путем обустройства амбаров, и снижение экологической опасности раствора его нейтрализацией;
- Соблюдение запроектированных значений плотности бурового раствора для предотвращения его поглощения;
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

### **Литосфера**

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- 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;
- 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 вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

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 17.0.0.01-76.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности рассмотрены в приложении Л.2.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения заданий выпускной квалификационной работы были составлены следующие разделы:

1. Общая и геологическая части, в которых содержатся основная информация об объекте разработки, а также анализ литологического строения разреза скважины с соответствующими выводами о возможных авариях;

2. Технологическая часть, в которой собраны принципиальные технические решения для строительства скважины, приведены расчеты параметров скважины, включая конструкцию скважины, состав КНБК, свойства и состав промывочных, тампонажных и буферных жидкостей и т.д. Согласно заданным параметрам ствола скважины был выбран трехинтервальный профиль, который обеспечит увеличение площади дренирования в интервале продуктивного пласта при выполнении всех необходимых условий условий. Для наиболее эффективного и точного сооружения скважины в интервалах бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну запроектированы долота с резцами PDC в сочетании с винтовыми забойными двигателями, причем с увеличением твердости горных пород возрастает их заходность, а для бурения интервала под направление используется роторный способ для минимизации затрат. Также вторая часть включает в себя расчеты по заканчиванию скважины, выбор способа цементирования и разработку схемы обвязки цементировочного оборудования с указанием количества необходимых машин и агрегатов.

3. В разделе «Специальная часть» произведен подробный разбор принципиальных схем обработки больших данных. Выделены ключевые моменты на каждом этапе движения информационного потока. По результатам работы с отчетами зарубежных корпораций по данной теме выявлено, что основной причиной, ухудшения эффективности работы буровой является простой различного рода. Приведен подробный анализ причин

возникновения простоя, и разработаны меры по предотвращению его возникновения. Однако в силу недостатка практических материалов по теме работы в свободном доступе, в рамках ВКР не представляется возможным проверить описанные теории на данных по реальным скважинам.

4. В разделе «Финансовый менеджмент» подробно разобраны производственная и организационная структуры одного из ведущих предприятий нефтегазовой отрасли в Российской Федерации – ОАО «Лукойл».

5. Последней частью дипломной работы является «Социальная ответственность». В разделе произведен анализ производственного процесса, в ходе которого выявлены наиболее опасные для человека и окружающей среды производственные факторы, согласно нормативным документам. Выделены соответствующие меры по предотвращению травматизма на рабочих местах и по снижению негативного воздействия технологических элементов на состояние окружающей среды в местах проведения буровых работ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ А.В. Ковалев, А.В. Епихин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
3. Губанов В.Н., Лопатин Д.В., Сычев В.С., Толстоухов А.А. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
4. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
5. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
6. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
7. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. - <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
8. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. - <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
9. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. - <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
10. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. -

<http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

11. Ясы [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

12. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. - <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

13. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

14. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).

15. Крепление испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие /Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.

16. Андреев А. Ф. Планирование на предприятии нефтегазового комплекса : учебник / А. Ф. Андреев, С. Г. Лопатина, З. Ф. Шпакова; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа). — Москва: Недра, 2010. — 299 с.:

17. Государственно-частное партнерство в научно-инновационной сфере / под ред. А. К. Казанцева, Д. А. Рубвальтера. — Москва: Инфра-М, 2014. — 330 с.

18. Забродин Ю.Н., Коликов В.Л., Саруханов А.М. Управление нефтегазостроительными проектами: современные концепции, эффективные методы и международный опыт / Ю.Н. Забродин, В.Л. Коликов, А.М. Саруханов. – М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2004. -406 с.

19. СНиП IV-5-82 Правила разработки единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

20. Романенко С.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во

Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.

21. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

22. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

23. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

24. СНИП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

25. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

26. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): учебное пособие для вузов / П. П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др. – 4-е изд., перераб. М.: Высш. шк., 2007. – 335 с.: ил.

27. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.

28. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов/ БЗ9 С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. 7-е изд., стер. — М.: Высш.шк.,2007. —616с.: ил.

29. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

30. ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru> (дата обращения 07.06.2017 г.).

31. Baaziz A., Quoniam L., How to use big data technologies to optimize operations in upstream petroleum industry, International Journal of Innovation and Applied Studies (IJIAS), Vol. 4 No. 1, Sep. 2013.

32. Keith R. Holdaway, Harness oil and gas big data with analytics. Optimize exploration and production with data-driven models, 2014.

33. Ravigopal Vennelakanti, Anshuman Sahu, Ph.D, Umeshwar Dayal, Ph.D. Winning in oil and gas with Big Data Analytics, Hitachi review, Vol.65, No. 2, 2016.

34. Feblowitz J. The big deal about big data in upstream oil and gas, Hitachi Data systems, October 2015.

## Приложение А.1

### Геологические условия бурения

В таблице 1 представлен стратиграфический разрез скважины.

Таблица 1 - Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	30	30	Четвертичные отложения	Q	1,40	0-5
30	180	150	Некрасовская свита	P <sub>3</sub> /nkr	1,40	0-5
180	230	50	Чеганская свита	P <sub>3</sub> /cg	1,30	0-5
230	380	150	Люлинворская свита	P <sub>z</sub> /llv	1,30	0-5
380	410	30	Талицкая свита	P <sub>1</sub> /tl	1,30	0-5
410	510	100	Ганькинская свита	K <sub>2</sub> /gn	1,30	0-5
510	580	70	Славгородская свита	K <sub>2</sub> /sl	1,30	0-5
580	740	260	Ипатовская свита	K <sub>2</sub> /ip	1,20	0-5
740	765	25	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub> /kz	1,20	0-5
765	1550	785	Покурская свита	K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr	1,20	0-5
1550	1570	20	Алымская свита	K <sub>1</sub> /al	1,20	0-5
1570	2030	460	Киялинская свита	K <sub>1</sub> /kln	1,10	0-5
2030	2130	100	Тарская свита	K <sub>1</sub> /tr	1,10	0-5
2130	2400	270	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> /klm	1,05	0-5
2400	2410	10	Баженовская свита	J <sub>3</sub> /bg	1,05	0-5
2410	2450	40	Васюганская свита	J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs	1,10	0-5
2450	2505	55	Тюменская свита	J <sub>2</sub> /TM	1,05	0-5

Литологические характеристики разреза скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	30	Пески	50
			Суглинки	20
			Глины	30
P <sub>3</sub> /nkr	30	180	Пески	50
			Глины	50
P <sub>3</sub> /cg	180	230	Пески	30
			Алевриты	30
			Глины	40
P <sub>2</sub> /llv	230	380	Глины	100
P <sub>1</sub> /tl	380	410	Глины	90
			Песчаники	10
K <sub>2</sub> /gn	410	510	Глины	100
K <sub>2</sub> /sl	510	580	Глины	95
			Песчаники	5
K <sub>2</sub> /ip	580	740	Глины	50
			Песчаники	35
			Алевриты	15
K <sub>2</sub> /kz	740	765	Глины	100
K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr	765	1550	Глины	55
			Алевриты	35
			Песчаники	10

Продолжение таблицы 2

K <sub>1</sub> /al	1550	1570	Песчаники	25
			Глины	75
K <sub>1</sub> /kln	1570	2030	Глины	20
			Алевролиты	35
			Песчаники	45
K <sub>1</sub> /tr	2030	2130	Песчаники	25
			Алевролиты	35
			Аргиллиты	40
K <sub>1</sub> /klm	2130	2400	Аргиллиты	50
			Песчаники	15
			Алевролиты	35
J <sub>3</sub> /bg	2400	2410	Аргиллиты битуминозные	100
J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs	2410	2450	Песчаники	25
			Угли	10
			Алевролиты	25
			Аргиллиты	40
J <sub>2</sub> /TM	2450	2505	Песчаники	35
			Угли	5
			Алевролиты	25
			Аргиллиты	35

Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфи ческого подразделен ия	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость , %	Трещинова тость	Глинистост ь, %	Абразивнос ть	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Категория породы промышленной классификации
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	Пески	2,0	25-30	-	10	10	10	Мягкая
			Суглинки	2,0	25-30	-	90	4	10	Мягкая
			Глины	2,0	25-30	-	90	4	0	Мягкая
P <sub>3</sub> /nkr	30	180	Пески	2,1	25	-	20	10	10	Мягкая
			Глины	2,4	30	-	90	4	0	Мягкая
P <sub>3</sub> /cg	180	230	Пески	2,1	25	-	10	10	10	Мягкая
			Алевриты	2,1	30	-	90	10	10	Мягкая
			Глины	2,3	25	-	95	4	0	Мягкая
P <sub>2</sub> /llv	230	380	Глины	2,3	25	-	95	4	10	Мягкая
P <sub>1</sub> /tl	380	410	Глины	2,3	25	-	95	4	10	Мягкая
			Песчаники	2,1	30	-	10	10	0	Мягкая
K <sub>2</sub> /gn	410	510	Глины	2,3	25	-	100	4	10	Мягкая
K <sub>2</sub> /sl	510	580	Глины	2,3	16	-	95	4	15	Мягкая
			Песчаники	2,1	25	-	20	10	25	Мягкая
K <sub>2</sub> /ip	580	740	Глины	2,3	16	-	95	4	15	Мягкая
			Песчаники	2,1	25	-	20	10	30	Средняя
			Алевриты	2,2	20	-	90	6	35	Средняя
K <sub>2</sub> /kz	740	765	Глины	2,4	16	-	100	4	25	Мягкая
K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr	765	1550	Глины	2,35	16	-	95	4	25	Мягкая
			Алевриты	2,2	20	-	20	6	35	Средняя
			Песчаники	2,1	22	-	10	10	30	Средняя

Продолжение таблицы 3

K <sub>1</sub> /al	1550	1570	Песчаники	2,2	30	-	20	10	35	Средняя
			Глины	2,3	15	-	100	4	30	Средняя
K <sub>1</sub> /kln	1570	2030	Глины	2,0	22	-	95	4	25	Средняя
			Алевролиты	2,4	14	-	20	6	35	Средняя
			Песчаники	2,2	20	-	15	10	40	Средняя
K <sub>1</sub> /tr	2030	2130	Песчаники	2,3	22	-	5	10	45	Средняя
			Алевролиты	2,35	20	-	30	6	35	Средняя
			Аргиллиты	2,4	16	-	100	4	50	Средняя
K <sub>1</sub> /klm	2130	2400	Аргиллиты	2,4	5	-	95	4	70	Твердые
			Песчаники	2,3	22	-	5	10	45	Твердые
			Алевролиты	2,35	20	-	30	6	35	Средняя
J <sub>3</sub> /bg	2400	2410	Аргиллиты битуминозные	2,45	0	-	100	4	80	Твердые
J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs	2410	2450	Песчаники	2,3	15	-	20	10	65	Твердые
			Угли	1,4	0	-	0	3	70	Твердые
			Алевролиты	2,3	10	-	25	6	120	Твердые
			Аргиллиты	2,4	5	-	100	4	80	Твердые
J <sub>2</sub> /TM	2450	2505	Песчаники	2,3	15	-	20	10	65	Твердые
			Угли	1,4	0	-	0	3	70	Твердые
			Алевролиты	2,3	10	-	30	6	120	Твердые
			Аргиллиты	2,4	5	-	95	4	80	Твердые

Прогноз давлений и температур по разрезу скважины представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Порового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Гидроразрыва, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Горного, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	0	0,100	0	0,100	0	0,200	0	0,20	3
P <sub>3</sub> /nkr	30	180	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,22	6
P <sub>3</sub> /cg	180	230	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	9
P <sub>z</sub> /llv	230	380	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	12
P <sub>1</sub> /tl	380	410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	13
K <sub>2</sub> /gn	410	510	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	15
K <sub>2</sub> /sl	510	580	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	17
K <sub>2</sub> /ip	580	740	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	22
K <sub>2</sub> /kz	740	765	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	23
K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr	765	1550	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,180	0,22	0,23	52
K <sub>1</sub> /al	1550	1570	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,177	0,23	0,23	52
K <sub>1</sub> /kln	1570	2030	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,23	0,23	68
K <sub>1</sub> /tr	2030	2130	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,23	0,23	73
K <sub>1</sub> /klm	2130	2400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,23	0,23	81
J <sub>3</sub> /bg	2400	2410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,23	0,23	82
J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs	2410	2450	0,100	0,102	0,100	0,102	0,177	0,178	0,23	0,23	86
J <sub>2</sub> /TM	2450	2505	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,23	0,24	91

## Приложение А.2

### Нефтегазоводоносность

В таблице 1 представлена нефтегазоводоносность по разрезу скважины.

Таблица 1 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Нефтеносность</b>							
J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs	2410	2435	поровый	801		38-100	-
J <sub>2</sub> /TM	2450	2455	поровый	812		37-99	-
<b>Газоносность</b>							
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют							
<b>Водоносность</b>							
P <sub>3</sub> /nkr- P <sub>2</sub> /lv	40	390	Поровый	1000		-	Да. Минерализ. – 0,25 г/л. Хим. состав (преобл.): Ca <sup>2+</sup> - 98 мг/л, HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 366 мг/л
P <sub>1</sub> /tl	390	423	Поровый	1000-1003		-	Нет. Минерализ. – 4,5 г/л. Хим. состав (преобл.): Cl <sup>-</sup> - 5000 мг/л, Na <sup>+</sup> - 4800 мг/л
K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr	721	1499	Поровый	1003-1017		-	Нет. Минерализ. – 15 г/л. Хим. состав (преобл.): Cl <sup>-</sup> - 11346 мг/л, Na <sup>+</sup> - 5695 мг/л
K <sub>1</sub> /al- K <sub>1</sub> /tr	1499	2141	Поровый	1002-1018		-	Нет. Минерализ. – 20 г/л. Хим. состав (преобл.): Cl <sup>-</sup> - 9219 мг/л, Na <sup>+</sup> - 4527 мг/л
J <sub>2</sub> /vs- J <sub>2</sub> /TM	2416	2591	поровый	1018-1030		-	Нет. Минерализ. – 38 г/л. Хим. состав (преобл.): Cl <sup>-</sup> - 16417 мг/л, Na <sup>+</sup> - 10162 мг/л

## Приложение А.3

### Осложнения по разрезу

В таблице 1 отмечены возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P <sub>1</sub> /tl	0	423	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м <sup>3</sup> /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K <sub>1</sub> /pkr	721	1499		
K <sub>1</sub> /al - K <sub>1</sub> /kln	1499	2053		
K <sub>1</sub> /tr	2053	2141		
Q – K <sub>2</sub> /gn	0	528	Осыпи и обвалы горных пород	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам, низкая плотность бурового раствора.
K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr	721	1499		
K <sub>1</sub> /al - K <sub>1</sub> /tr	1499	2141		
P <sub>3</sub> /nkr - P <sub>2</sub> /llv	40	390	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента.
P <sub>1</sub> /tl	390	423		
K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr	721	1499		
K <sub>1</sub> /al - K <sub>1</sub> /tr	1499	2141		
J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs	2410	2435	Нефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента. Возникновение депрессии на нефтенасыщенные отложения.
J <sub>2</sub> /TM	2450	2455		
Q – P <sub>1</sub> /tl	0	423	Прихватопасные зоны	Возможны посадки , затяжки бурильного инструмента из-за несоблюдения проектных параметров бурового раствора, режима промывки, несоблюдения регламента по предупреждению аварий, оставления инструмента без движения более 15 мин.
K <sub>2</sub> /gn - K <sub>1</sub> /kln	423	2053		
K <sub>1</sub> /tr	2053	2141		

## Приложение Б.1

### Параметры профиля скважины

В таблице 1 представлена сводная таблица расчетов параметров профиля скважины.

Таблица 1 – Параметры профиля скважины

Тип профиля	Трехинтервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	2505		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м							0,13	
Глубина вертикального участка скважины, м	100		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град							-	
Отход скважины на кровлю пласта, м	1500		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м							-	
Длина интервала бурения по пласту, м	-		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м							-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град							34,63	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град							-	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град							34,63	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100
2	100	351,2	251,2	0	78,28	78,28	0	34°38'	100	367,08	267,08
3	351,2	2505	2153,8	78,28	1565,6	1487,32	34°38'	34°38'	367,08	2984,58	2617,5
Итого	Σ		2505	Σ		1565,6	-	-	Σ		2984,58

## Приложение Б.2

### Профиль скважины

На рисунке 1 представлен запроектированный профиль скважины.

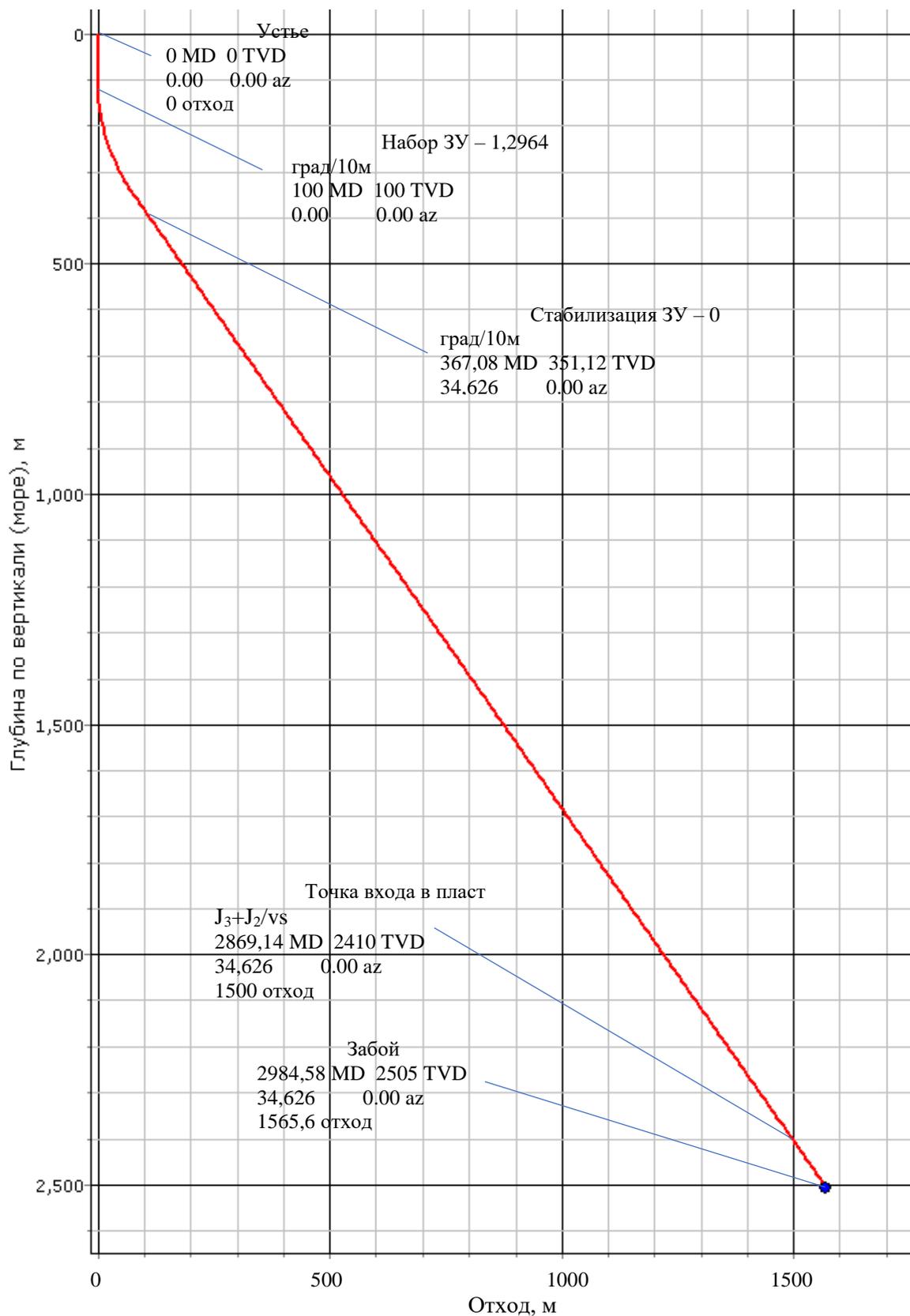


Рисунок 1 – Профиль скважины

## Приложение В

### Определение числа и глубин спуска обсадных колонн

Направление: глубина спуска 40м, для перекрытия четвертичных отложений.

Кондуктор: Расчетная глубина спуска составляет 489,5 м. Спускаем кондуктор на глубину 700м, чтобы перекрыть интервалы поглощений бурового раствора и интервалы интенсивных осыпей и обвалов, а также укрепить башмак кондуктора в устойчивых породах, расположенных между водяными пластами.

Эксплуатационная колонна: спускается до глубины 2480м, с целью перекрытия продуктивных пластов и создания зумпфа.

### Определение интервалов цементирования

Направление 0-40 м.

Кондуктор 0-700 м.

Эксплуатационная колонна 550-2505 м., для обеспечения перекрытия цементным раствором предыдущей колонны на 150м.

### Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.

#### Эксплуатационная

Необходимый диаметр эксплуатационной колонны согласно ТЗ  $D=168,3\text{мм}$ .

Разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны  $2\Delta=25\text{мм}$ ,

Определение диаметра долота под эксплуатационную колонну по формуле:

$$D_d = D_m + \Delta \quad (1)$$

Наружный диаметр соединительной муфты  $D_m = 187,7\text{ мм}$ .

$D_d = 187,7 + 25 = 212,7\text{ мм}$ , следовательно диаметр долота PDC  $D_d = 215,9\text{ мм}$

#### Кондуктор

Определим внутренний диаметр кондуктора:

$$D_k = D_d + (10-14) = 225,9 - 229,9\text{мм} \quad (2)$$

Согласно ГОСТ 632-80 диаметр обсадной трубы под кондуктор принимаем  $D_k = 244,5\text{ мм}$ .

Разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны  $2\Delta = 25\text{мм}$ ,

Определение диаметра долота под кондуктор:

$$D_d = D_m + 2\Delta \quad (3)$$

Наружный диаметр соединительной муфты  $D_m = 269,9$  мм.

$D_d = 269,9 + 25 = 294,9$  мм, следовательно диаметр долота  $D_d = 295,3$  мм.

### **Направление**

Определим внутренний диаметр кондуктора

$$D_n = D_d + (10 - 14) = 305,3 - 309,3 \text{ мм.} \quad (4)$$

Согласно ГОСТ 632-80 диаметр обсадной трубы под направление принимаем  $D_n = 323,9$  мм.

Разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны  $2\Delta = 40$  мм,

Определение диаметра долота под направление:

$$D_d = D_m + 2\Delta \quad (5)$$

Наружный диаметр соединительной муфты  $D_m = 323,9$  мм.

$D_d = 323,9 + 40 = 363,9$  мм, следовательно, выбираем шарошечное долото диаметром  $D_d = 393,7$  мм

## Приложение Г

### Проектирование параметров забойных двигателей

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота, что отражено в таблице 1.

Таблица 1 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		40-700	700-2130	2130-2505
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	295,3	215,9	215,9
G <sub>ос</sub> , кН		60	65	86
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		236,24÷265,77	172,72÷194,31	172,72÷194,31
M <sub>р</sub> , Н*М		2364,05	1824,6	2379,21
M <sub>о</sub> , Н*М		147,65	107,95	107,95
M <sub>уд</sub> , Н*М/кН		36,94	26,41	26,41

В качестве насоса примем УНБ-600. Для бурения всех интервалов примем диаметр поршня – 170мм. Число двойных ходов насоса при бурении под направление 65, Q=36 л/с, работают два насоса. При бурении под кондуктор число двойных ходов насоса 40, Q=22,2 л/с, работают два насоса. Под эксплуатационную колонну число двойных ходов насоса 50, Q=27,7л/с, работает один насос. В таблице 2 представлено проектирование частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения, а в таблице 3 представлено проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Таблица 2 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-700	700-2130	2130-2505
Исходные данные				
D <sub>д</sub> , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
K	0,65	0,6	0,5	0,4
K <sub>к</sub>	1,4	1,303	1,161	1,055
V <sub>кд</sub> , м/с	0,15	0,14	0,12	0,11
V <sub>м</sub> , м/с	40	30	22	15
d <sub>бт</sub> , м	0,127	0,127	0,127	0,127

Продолжение таблицы 2

$d_{\max}$ , м	0,229	0,24	0,178	0,178
$d_{\text{нmax}}$ , м	0,02	0,02	0,02	0,02
n	3	6	6	6
$V_{\text{кпмин}}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{\text{кпmax}}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}$ , г/см <sup>3</sup>	1,2	1,2	1,135	1,1
$\rho_{\text{п}}$ , г/см <sup>3</sup>	2,0625	2,26	2,265	2,35
Результаты проектирования				
$Q_1$ , л/с	59,1	37,2	18,3	14,6
$Q_2$ , л/с	210	108,9	45,5	34,3
$Q_3$ , л/с	167,9	57,17	26,4	20,6
$Q_4$ , л/с	78,8	38,27	14,9	12,97
$Q_5$ , л/с	35,33	70,65	70,65	70,65
$Q_6$ , л/с	-	30-50	19-38	19-38
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{\text{табл}}$ , л/с	-	30-50	19-38	19-38
$\rho_{\text{табл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1,2	1,2	1,135	1,1
M, Н*м	-	2364,1	1824,6	2379,21
$M_{\text{табл}}$ , Н*м	-	12000	15000	15000
m	2	2	1	1
n	0,9	0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}$ , л/с	36	22,2	27,7	27,7
$Q_{\text{пров1}}$ , л/с	-	16,21	13,1	15,19
$Q_{\text{пров2}}$ , л/с	64,8	39,96	24,93	24,93

Таблица 3-Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-700	700-2130	2130-2505
Исходные данные				
$Q_1$ , л/с	59,1	37,2	18,3	14,6
$Q_2$ , л/с	210	108,9	45,5	34,3
$Q_3$ , л/с	167,9	57,17	26,4	20,6
$Q_4$ , л/с	78,8	38,27	14,9	12,97
$Q_5$ , л/с	35,33	70,65	70,65	70,65
$Q_6$ , л/с	-	30-50	19-38	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q$ , л/с	59,1÷167,9	41,1÷70,65	18,3÷45,5	14,6÷34,3
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	64,8	39,96	24,93	24,93
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{\text{тн}}$ , л/с	-	40	25	25
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1200	1200	1135	1100

## Приложение Д.1

### Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 19 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 19 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-178	178	12	1957,2
2	УБТ-178	178	54	9133,6
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-140х9,17	140	2910,1	84625

Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора при бурении интервала под хвостовик.

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя:

Длина УБТ:

$$L_{УБТ} = 66 м \quad (1)$$

Длина колонны бурильных труб:

$$l_{БТ} = 2910 м \quad (2)$$

Сила тяжести УБТ:

$$G_{УБТ} = q_{УБТ} \cdot l_{УБТ} = 10764,6 кгс \quad (3)$$

Сила тяжести бурильных труб:

$$G_{БТ} = q_{БТ} \cdot l_{БТ} = 29,08 \cdot 2910 = 84623 кгс \quad (4)$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб:

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot (L - L_{УБТ} \cdot \cos \alpha) = 9,81 \cdot 1100 \cdot (2505 - 65 \cdot \cos(34,63)) = 26,37 МПа \quad (5)$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении:

$$F_A = P_{заб} \cdot F = 26,37 \cdot 0,0038 = 99390 \text{ Н} \quad (6)$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

В открытом стволе –  $f_3=0,4$

Внутри обсадной колонны –  $f_2=0,2$

Продольные усилия в нижнем сечении бурильных труб:

$$k_A = 1 - \frac{\rho}{\rho_M} = 1 - \frac{1100}{7767} = 0,86 \quad (7)$$

$$F_{тр.КНБК} = f_3 \cdot g \cdot (G_{убт} + G_{зд}) \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 23037,25 \text{ Н} \quad (8)$$

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб:

$$N(l_{БТ}) = (G_{убт} + G_{зд}) \cdot g \cdot k_A \cdot \cos \alpha + F_{тр.КНБК} + F_{зд} - F_A = 158164 \text{ Н} \quad (9)$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации:

$$F_{n3} = [ql_{III}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 352,91 \text{ кН} \quad (10)$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации:

$$F_{тр3} = f_3 \cdot F_{n3} = 141,2 \text{ кН} \quad (11)$$

Продольные усилия в начале участка стабилизации:

$$N_3 = N_4 + q \cdot g \cdot l_3 \cdot \cos \alpha + F_{тр3} = 773,58 \text{ кН} \quad (12)$$

Поперечная прижимающая сила на участке набора зенитного угла:

$$F_{n2} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta\alpha) - \Delta\alpha \cdot \sin \Delta\alpha] - N_3 \Delta\alpha = -466,2 \text{ кН} \quad (13)$$

Колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на участке набора зенитного угла:

$$F_{mp2} = f_2 \cdot F_{n2} = 93,24 \text{ кН} \quad (14)$$

Продольное усилие в сечении изгиба на втором участке набора зенитного угла:

$$N(H) = N_3 + q \cdot h \cdot g + F_{mp2} = 938,48 \text{ кН} \quad (15)$$

Суммарное продольное усилие от веса бурильной колонны в жидкости:

$$G_{БК} = [(G_{зд} + G_{убт}) \cos \alpha_1 + q \cdot (L - L_{убт} \cdot \cos \alpha_1)] \cdot k_A = 69780,5 \text{ кгс} \quad (16)$$

Суммарная сила трения на непертикальных участках профиля:

$$F_{mp} = F_{mp2} + F_{mp3} = 234,4 \text{ кН} \quad (17)$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны:

$$N(0) = g \cdot G_{БК} + F_{mp} + F_{зд} = 1070,1 \text{ кН} \quad (18)$$

Определение осевого момента инерции:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = 8,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4 \quad (19)$$

Определение изгибающего момента:

$$M_{II} = \frac{EI}{R} = 3861 \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (20)$$

Определение напряжения изгиба:

$$\sigma_{II} = \frac{ED}{2R} = 33,35 \text{ МПа} \quad (21)$$

Определение нормальных напряжений:

в сечении изгиба -

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{II} = 282,35 \text{ МПа} \quad (22)$$

в верхнем сечении –

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = 283,91 \text{ МПа} \quad (23)$$

в верхнем сечении без учета КНБК –

$$\sigma_{БК}(0) = \frac{G_{БК}}{F} = 181,63 \text{ МПа} \quad (24)$$

Наиболее опасное сечение бурильной колонны – верхнее сечение.

Установление коэффициента запаса статической прочности:

$$k_{cm} = 1,3$$

Требуемый предел текучести материала бурильных труб:

в сечении изгиба –

$$\sigma_T(H) = k_{cm} \cdot \sigma(H) = 367,05 \text{ МПа} \quad (25)$$

в верхнем сечении –

$$\sigma_T(0) = k_{cm} \cdot \sigma(0) = 369,1 \text{ МПа} \quad (26)$$

Бурильные трубы марки Д соответствуют расчетным значениям предела текучести.

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении:

$$[N(0)] = \sigma_T(0) \cdot F = 1405 \text{ кН} \quad (27)$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата:

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 334,9 \text{ кН} \quad (28)$$

**Приложение Д.2**  
**Компоновка низа бурильной колонны**

## Приложение Е

### Обоснование состава бурового раствора

Литологический разрез проектируемой скважины состоит в основном из песков, глин, аргиллитов, алевролитов. При бурении встречаются следующие виды осложнений: осыпи, обвалы стенок скважины, прихваты инструмента, поглощение бурового раствора. Основываясь на анализе литологического состава и физико-механических свойств горных пород, а также, исходя из требований обеспечения безопасности в процессе бурения, выбираются следующие типы бурового раствора по интервалам:

0-40м: Глинистый буровой раствор

40 - 700м: Стабилизированный полимерглинистый раствор «Префлекс»

700 – 2505м: полимер-карбонатный ингибированный буровой раствор «Префлекс»

Применение буровых растворов «Префлекс» обусловлено относительной доступностью и дешевой сырьем для их приготовления, их особыми, в данном случае универсальными, свойствами: способностью образовать малопроницаемую фильтрационную корку на стенках скважины; способностью удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы; возможностью регулирования реологических, структурно-механических и фильтрационных свойств. А также, возможностью применения полимер-карбонатного раствора как для бурения под эксплуатационную колонну, так и для вскрытия продуктивных пластов с минимальным загрязнением нефтеносного горизонта.

При бурении интервала под направление будет происходить интенсивная наработка бурового шлама, состоящего в основном из глинистых пород, поэтому бурение следует начинать раствором пониженной плотности, с последующим ее увеличением за счет наработки глинистой фазы.

При бурении интервалов 0-40 и 40-700м, с целью предупреждения поглощений и оптимизации сроков строительства скважины, рекомендуется

начинать бурение с пониженной плотностью бурового раствора, с последующим утяжелением за счет наработки глинистой фазы.

В интервале от 700 до 2505м возможно наблюдать осыпи и обвалы стенок скважины. Чтобы предотвращать интенсивные обвалы, которые могут возникать с ростом фильтрационных свойств при разбурировании на глинистых грунтах, необходимо вводить ингибиторы глин в раствор. Поэтому в интервале под эксплуатационную колонну применяется ингибированный раствор.

В таблице 1 приведены характеристики выбранных буровых растворов, а на рисунке 1 показана схема установок для очистки бурового раствора.

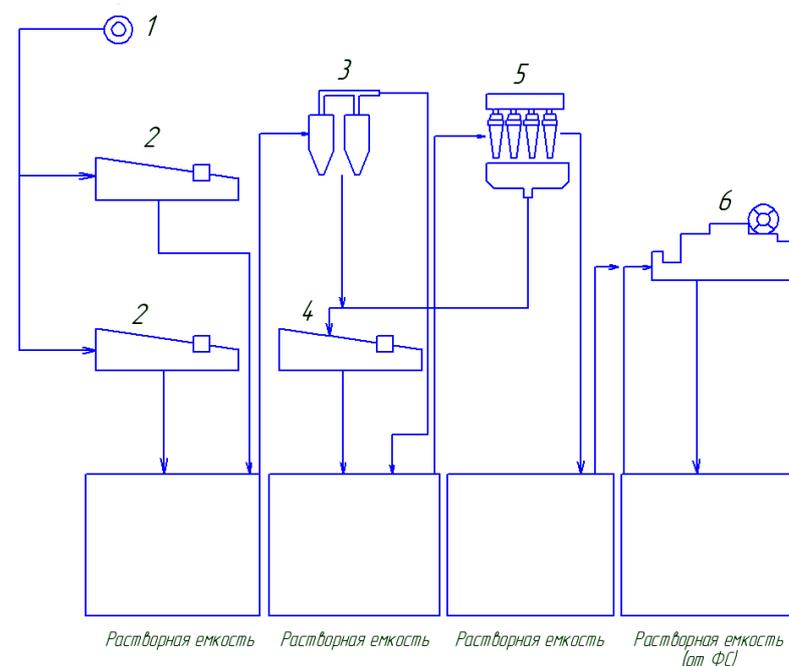


Рисунок 1 – Схема очистки бурового раствора: 1-скважина; 2-вибросито(крупная фаза); 3-пескоотделитель; 4-вибросито(мелкая фаза) 5- илоотделитель; 6-центрифуга

Таблица 1 – Параметры буровых растворов по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	$P_{пл}$ , МПа	H, м	$g$ , м/с <sup>2</sup>	$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{гп}$ , кг/м <sup>3</sup>	K	d, м	
от	до									
0	40	1,1	0,4	50	9,81	1200	2063	1,5	0,003	
40	791,08	1,1	7	700	9,81	1200	2260	1,5	0,003	
791,08	2984,6	1,05	25,03	2650	9,81	1100	2283	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, мПа*с
от	до									
0	40	1,12	≥6,35	≥16,6	≤23,54	≤8,35	8-10	до 0,5	60-100	8-10
40	791,08	1,12	≥7,8	≥20,4	≤23,54	≤8,55	8-10	до 0,5	60-100	8-30
791,08	2984,6	1,07	≥8,7	≥22,73	≤22,5	≤8,61	8-10	до 0,5	70-140	8-30

## Приложение Ж.1

### Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (1)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации).
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Формирование исходных данных к расчету

В качестве продавочной жидкости выбирается техническая вода ( $\rho_{прод} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>).

Плотность нефти  $\rho_n = 812$  кг/м<sup>3</sup>

Плотность буферной жидкости  $\rho_{буф}$  принимается 1075 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{тпн}$  принимается 1850 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{тп}$  принимается 1450 кг/м<sup>3</sup>.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_I = 576,2$

Необходимость в учете бурового раствора, оставшегося в затрубном пространстве в конце продавки тампонажного раствора, определяется из условия:

$$l_{буф} \geq l_1, 1100,3 > 576,2$$

где  $l_1 = 576,2$  – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора;

$l_{буф}$  – глубина расположения буферной жидкости, учитывая формулу определяется следующим образом:

$$l_{буф} = \frac{4 \cdot S_{кп ос} \cdot V_{кп} \cdot t}{\pi \cdot (D_{к в н}^2 - D_{э к н}^2)} = 1100,3 \text{ м}, \quad (2)$$

где  $V_{кп}$  – скорость восходящего потока, 1,8 м/с

$t$  – время контакта принимается равным 550с;

$D_{к в н} = 228,7$  мм – внутренний диаметр кондуктора

$D_{э к н} = 168,3$  – наружный диаметр эксплуатационной колонны

$S_{кп ос}$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе скважины, определяемая по формуле:

$$S_{кп ос} = \pi \cdot (D_{э к д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{э к н}^2) / 4 = \frac{3,14(0,2159^2 \cdot 1,186 - 0,1683^2)}{4} = 0,021 \text{ м}^2$$

$D_{э к д} = 215,9$  – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну

$k_{срвзв}$  – средневзвешенный коэффициент кавернозности открытого ствола скважины, рассчитываемый по формуле:

$$k_{срвзв} = k_{срвзв}^i \cdot h_i = 1,186 \quad (3)$$

Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2 = 145$

Высота цементного стакана  $h_{см} = 10$  м.

Расчет наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны.

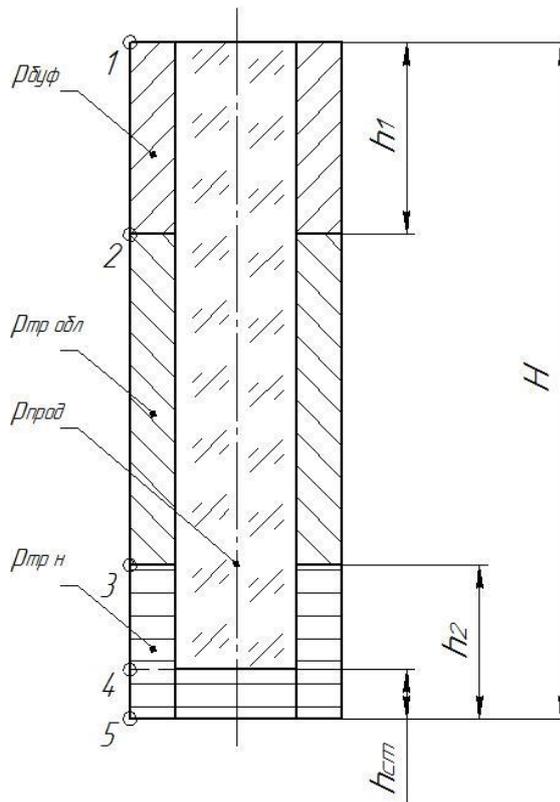


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{в1} = 0;$$

$$P_{ни1} = 0.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 6,08 \text{ МПа}$$

$$P_{в2} = \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 5,65 \text{ МПа}$$

$$P_{ни2} = (\rho_{буф} - \rho_{прод}) \cdot g \cdot h_1 = 0,42 \text{ МПа}$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 31,45 \text{ МПа}$$

$$P_{в3} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 23,15 \text{ МПа}$$

$$P_{ни3} = P_{н3} - P_{в3} = 8,3 \text{ МПа}$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см})) = 33,9 \text{ МПа}$$

$$P_{в4} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) = 24,48 \text{ МПа}$$

$$P_{ни4} = P_{н4} - P_{в4} = 9,42 \text{ МПа}$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2) = 34,08 \text{ МПа}$$

$$P_{в5} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр н} \cdot g \cdot h_{см} = 24,66 \text{ МПа}$$

$$P_{ни5} = P_{н5} - P_{в5} = 9,42 \text{ МПа}$$

Расчет наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

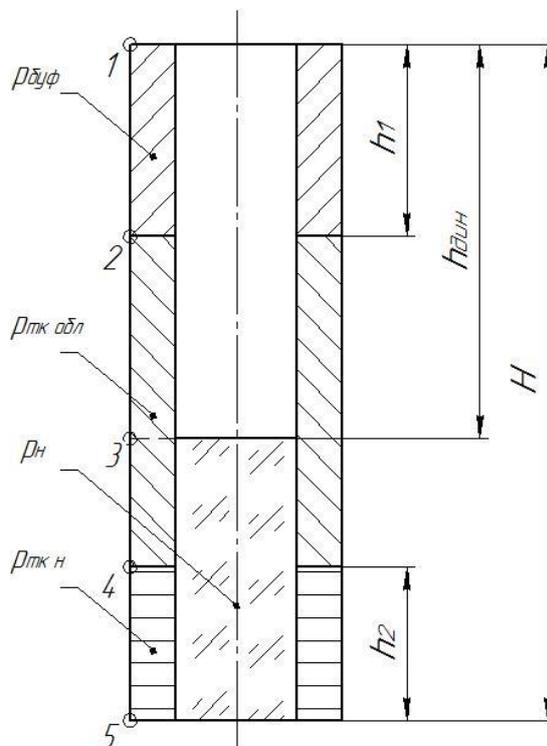


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{в1} = 0;$$

$$P_{нн1} = 0.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 6,08 \text{ МПа}$$

$$P_{в2} = \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 0 \text{ МПа}$$

$$P_{нн2} = (\rho_{буф} - \rho_{прод}) \cdot g \cdot h_1 = 6,08 \text{ МПа}$$

Точка 3 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (h_{дин} - h_1)) = 23,89 \text{ МПа}$$

$$P_{в3} = \rho_n \cdot g \cdot h_{дин} = 0 \text{ МПа}$$

$$P_{нн3} = P_{н3} - P_{в3} = 23,89 \text{ МПа}$$

Точка 4 (граница изменения жидкости за колонне).

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см})) = 31,25 \text{ МПа}$$

$$P_{в4} = \rho_n \cdot g \cdot (H - h_{дин} - h_{см}) = 5,5 \text{ МПа}$$

$$P_{нн4} = P_{н4} - P_{в4} = 25,75 \text{ МПа}$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2) = 33,23 \text{ МПа}$$

$$P_{в5} = \rho_n \cdot g \cdot (H - h_{дин}) = 6,65 \text{ МПа}$$

$$P_{нн5} = P_{н5} - P_{в5} = 26,58 \text{ МПа}$$

На рисунке 3 представлена эпюра наружных избыточных давлений.

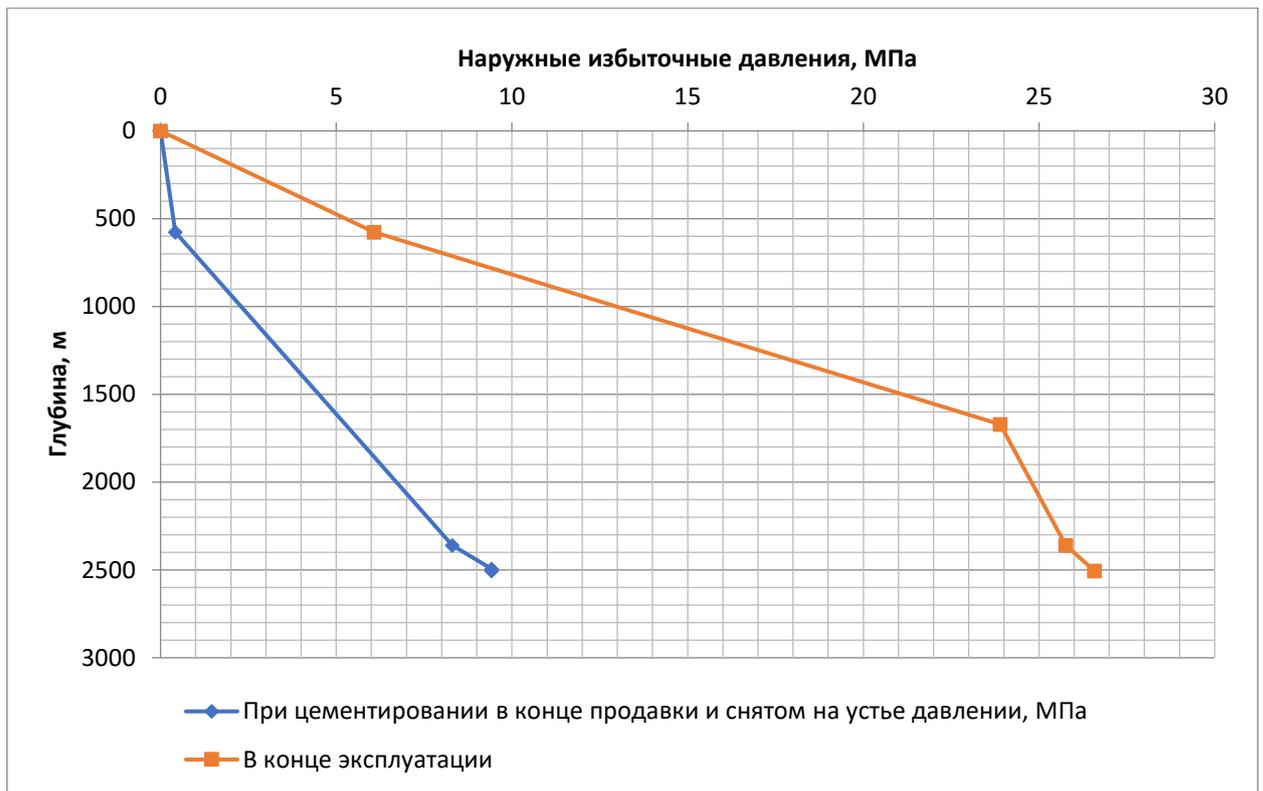


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

## Приложение Ж.2

### Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (1)$$

где  $P_в$  – внутреннее давление;

$P_н$  – наружное давление.

Существует два случая, когда внутренние избыточные давления достигают наибольшего значения:

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Расчет внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке  $P_{цг}$  возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления определяется по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{zc} + P_{zd} + P_{cm} = 2,5 + 6,77 + 9,42 = 20,776 \text{ МПа} \quad (2)$$

где  $\Delta P_{zc}$  – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей составного столба жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны (равно значению наружных избыточных давлений в конце цементирования при снятом устьевом давлении в 5 точке) = 9,42 МПа;

$P_{zd}$  – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве=6,77 МПа;

$P_{cm}$  – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала «Стоп», равное = 2,5 МПа.

Гидродинамическое давление (МПа) ориентировочно может быть найдено по формуле:

$$P_{zd} = 0,002 \cdot L + \Omega = 2984,6 * 0,002 + 0,8 = 6,76 \quad (3)$$

где  $L$  – длина скважины по стволу, м;

$\Omega$  – величина, равная 0,8

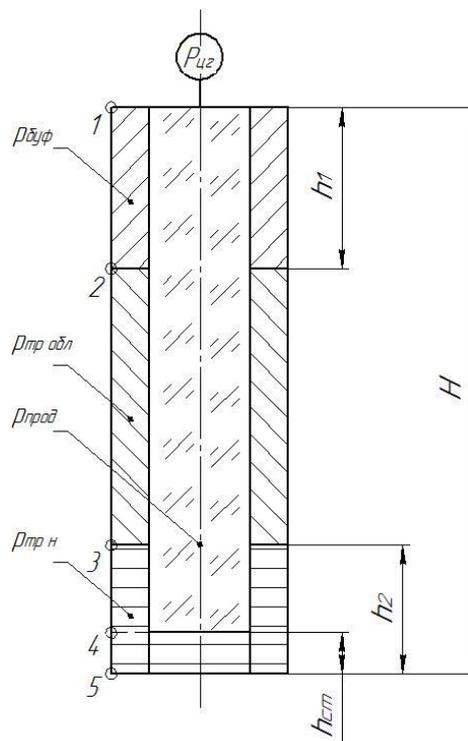


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{el} = P_{цг} = 18,69 \text{ МПа};$$

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{вн1} = P_{ц2} = 18,69 \text{ МПа};$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в2} = P_{ц2} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 24,35 \text{ МПа}$$

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 6,08 \text{ МПа}$$

$$P_{вн2} = P_{в2} - P_{н2} = 18,27 \text{ МПа}$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в3} = P_{ц2} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 41,85 \text{ МПа}$$

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 31,45 \text{ МПа}$$

$$P_{вн3} = P_{в3} - P_{н3} = 10,4 \text{ МПа}$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{в4} = P_{ц2} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) = 43,17 \text{ МПа}$$

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см})) = 33,9 \text{ МПа}$$

$$P_{вн4} = P_{в4} - P_{н4} = 9,27 \text{ МПа}$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{в5} = P_{ц2} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр н} \cdot h_{см} = 43,35 \text{ МПа}$$

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2) = 34,08 \text{ МПа}$$

$$P_{вн5} = P_{в5} - P_{н5} = 9,27 \text{ МПа}$$

Расчет внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки должна составлять:

$$P_{on} = 1,1 \cdot P_{my} = 6,06 \text{ МПа} \quad (4)$$

где  $P_{my}$  – максимальное ожидаемое давление на устье (см. «Проектирование обвязки обсадных колонн»).

Так как  $P_{on}$  ниже минимального  $P_{on\text{мин}} = 11,5$ , то принимаем  $P_{on} = 11,5$

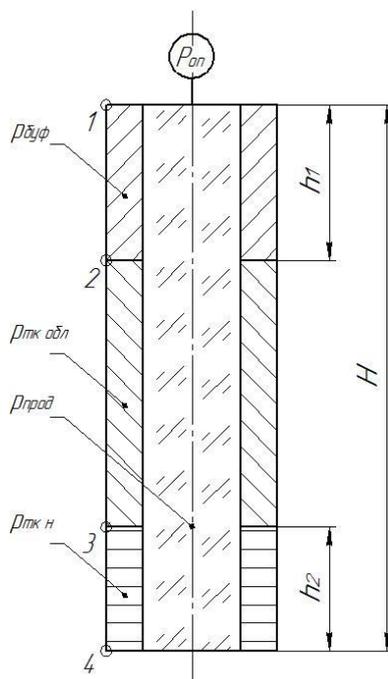


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{в1} = P_{on} = 11,5 \text{ МПа};$$

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{вн1} = P_{on} = 11,5 \text{ МПа};$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в2} = P_{on} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 17,15 \text{ МПа}$$

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 6,08 \text{ МПа}$$

$$P_{вн2} = P_{в2} - P_{н2} = 11,07 \text{ МПа}$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в3} = P_{on} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 34,65 \text{ МПа}$$

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 25,11 \text{ МПа}$$

$$P_{ви3} = P_{е3} - P_{н3} = 9,54 \text{ МПа}$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{е4} = P_{он} + \rho_{прод} \cdot g \cdot H = 36,07 \text{ МПа}$$

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2) = 27,08 \text{ МПа}$$

$$P_{ви4} = P_{е4} - P_{н4} = 8,99 \text{ МПа}$$

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3.

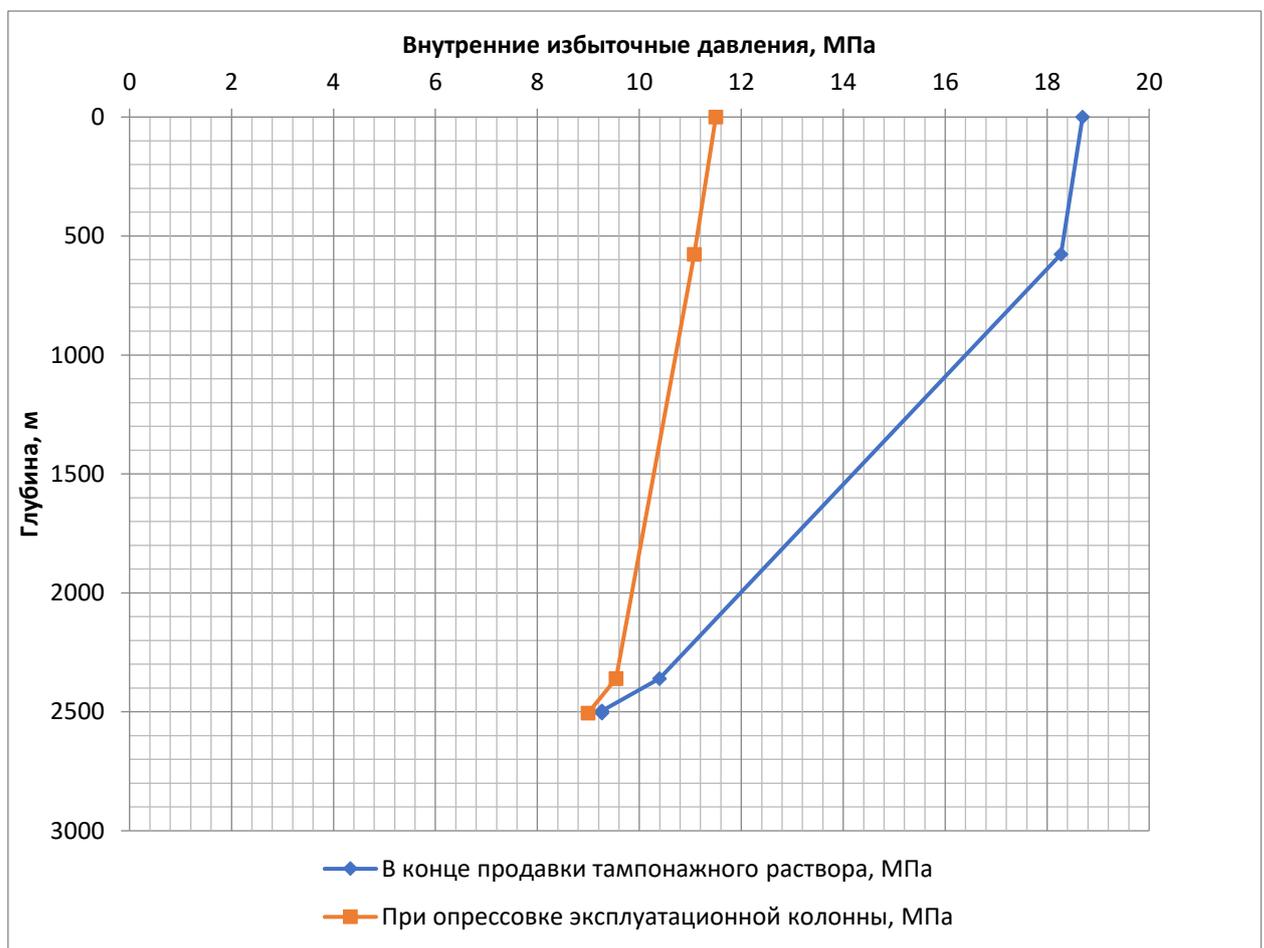


Рисунок 3 – Эпюра внутренних избыточных давлений

## Приложение Ж.3

### Конструирование обсадной колонны по длине

#### Расчет 1 секции (в пределах эксплуатационного пласта)

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции  $P_{см}^1$ , которая удовлетворяет условию:

$$P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1,$$

$$P_{см}^1 \geq 26,58 \cdot 1,2$$

$$P_{см}^1 \geq 31,89 \text{ МПа}$$

где  $P_{ни}^1$  – величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое);

$n_{см}$  – коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением. Для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта,  $n_{см} = 1,2$  так как коллектор неустойчив, для остальных секций - 1,0.

2) Находится толщина стенки  $\delta^1$ , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления  $\delta^1 = 10,6$  мм, группа прочности Д.

3) Принимается глубина  $L^1 = 2808,38$  м

4) По эпюре наружных избыточных давлений определяется наружное избыточное давление  $P_{ни}^2 = 25,76$  МПа на верхнем конце 1-ой секции, находим трубы с толщиной стенки  $\delta^2 = 8,9$  мм. Из этих труб будет состоять 2-я секция.

5) Определяется предварительная длина 1-ой секции  $l^1$ :

$$l^1 = L - L^1 = 2984,6 - 2808,38 = 176,22 \text{ м.}$$

где  $L$  – длина скважины по стволу.

6) Рассчитывается предварительный вес 1-ой секции  $G^1$ :

$$G^1 = l^1 \cdot q^1 = 176,22 \cdot 0,413 = 72,78 \text{ кН}$$

где  $q^1$  – вес 1 м труб 1-ой секции с толщиной стенки  $\delta^1$ .

Исполнение труб берется А, так как по правилам безопасности использование типа Б не допускается. Учитывая опыт работы на месторождении, выбираются обсадные трубы с резьбой ОТТМ.

7) Корректируется прочность на смятие труб для 2-ой секции с учетом

двухосного нагружения от наружного избыточного давления и растяжения от веса 1-ой секции по формуле:

$$*P_{см}^2 = P_{см}^2 \cdot (1 - 0,3 G^1 / Q^2_T) = 26,55 \text{ МПа}$$

где  $*P_{см}^2$  – прочность на смятие труб 2-ой секции при двухосном нагружении;

$P_{см}^2$  – прочность на смятие труб 2-ой секции при радиальном нагружении = 26,9 МПа;

$G^1$  – растягивающая нагрузка на 2-ю секцию, равная весу 1-ой секции;

$Q^2_T$  – растягивающая нагрузка для 2-ой секции, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести = 1666 кН

9) На эпюре наружных избыточных давлений отсутствует глубина  $*L^1$ , на которой действует  $*P_{см}^2$ , т.к. при установке первой секции был выбран высокий коэффициент запаса в связи с тем, что коллектор неустойчив, поэтому скорректированная длина равна предварительной.

10) Определяется откорректированная длина 1-ой секции:

$$*l^1 = L - *L^1 = 180 \text{ м}$$

11) Рассчитывается откорректированный вес 1-ой секции:

$$*G^1 = *l^1 \cdot q^1 = 74,34 \text{ кН}$$

12) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине  $*L^1$  при откорректированной длине 1-ой секции  $*l^1$  на внутреннее давление:

$$n_p = P_p^2 / P_{ви}^2 = 3,79$$

где  $P_p^2$  – прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки 8,9 мм = 41,9 МПа

$P_{ви}^2$  – избыточное давление на забое = 9,27 МПа

Рассчитанный коэффициент больше допустимых коэффициентов запаса прочности. Для диаметров труб от 114 до 219 мм  $n_p = 1,15$ .

Определим фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине  $*L^1$  при откорректированной длине 1-ой секции  $*l^1$  на растягивание в резьбовом соединении:

$$N_{стр} = Q_{стр}^2 / *G^1 = 18,2$$

где  $Q_{стр}^2$  – прочность на растягивающие нагрузки для труб 2-ой секции с

толщиной стенок  $\delta^2 = 1353 \text{кН}$

$$*G^1 = 74,34 \text{кН}$$

Данный коэффициент запаса больше минимального, а, следовательно, расчет окончен.

### *Расчет 2 секции*

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой.

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной 8,9мм при определении параметров 1-ой секции.

Трубы с толщиной стенки  $\delta^2$  могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки  $\delta^3 < \delta^2$ .

3) Находится значение наружного избыточного давления  $P_{ни}^3$  из условия:

$$P_{ни}^3 = P_{см}^3 / n_{см} = 22,1 \text{ МПа}$$

где  $P_{см}^3$  – прочность труб на смятие для толщины труб  $\delta^3 = 8 \text{мм}$ ,

4) На эпюре наружных избыточных давлений находится глубине  $L^2 = 1836,07 \text{м}$ , на которой действует  $P_{ни}^3$

5) Определяется предварительная длина 2-ой секции  $l^2$ :

$$l^2 = *L^1 - L^2 = 968,53 \text{м}$$

6) Рассчитывается предварительный вес 2-ой секции  $G^2$ :

$$G^2 = l^2 \cdot q^2 = 341,89 \text{кН}$$

где  $q^2$  – вес 1 м труб с толщиной стенки  $\delta^2 = 0,353 \text{кН}$

7) Корректируется прочность на смятие труб 3-ей секции с толщиной стенок  $\delta^3$  в условиях двухосного нагружения:

$$*P_{см}^3 = P_{см}^3 \cdot (1 - 0,3 \cdot \Sigma G^2 / Q_T^3) = 20,25 \text{ МПа}$$

где  $*P_{см}^3$  – прочность на смятие труб 3-ей секции при двухосном нагружении;

$$P_{см}^3 = 22,1 \text{ МПа}$$

$$\Sigma G^2 = 466,17 \text{кН}$$

$$Q_T^3 = 1490 \text{кН}$$

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного

давления  $*P^3_{ни}$ , которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки  $\delta^3$ , но с учетом двухосного нагружения из условия:

$$*P^3_{ни} = *P^3_{см} / n_{см} = 20,25$$

9) На обобщенном графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 2-ой секции  $*L^2 = 1697,88\text{м}$ , на которой действует  $*P^3_{ни}$ .

10) Определяется откорректированная длина 2-ой секции:

$$*I^2 = *L^1 - *L^2 = 1110\text{м}$$

где  $*L^1$  – откорректированная глубина установки 1-ой секции.

11) Рассчитывается откорректированный вес 2-ой секции  $*G^2$ :

$$*G^2 = *I^2 \cdot q^2 = 391,83\text{кН}$$

Также определяется откорректированная сумма весов 2-х секций  $\Sigma G^2$ :

$$\Sigma G^2 = *G^1 + *G^2 = 466,17\text{кН}$$

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине  $*L^2$  при откорректированных параметрах 2-х секций на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_p = P^3_p / P^3_{ви} = 1,95$$

$$n_{стр} = Q^3_{стр} / \Sigma *G^2 = 2,9$$

Рассчитанные коэффициенты больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

### ***Расчет 3й секции***

1) Группа прочности материала труб для 3-ей секции принимается такой же, как для 2-ой.

2) Толщина стенок труб для 3-ой секции принята равной 8мм при определении параметров 2-ой секции.

Трубы с толщиной стенки  $\delta^3$  могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки  $\delta^4 < \delta^3$ .

3) Находится значение наружного избыточного давления  $P^4_{ни}$  из условия:

$$P^4_{ни} = P^4_{см} / n_{см} = 18,3\text{МПа}$$

где  $P_{см}^4$  – прочность труб на смятие для толщины труб  $\delta^4=7,3\text{мм}$ ,

4) На эпюре наружных избыточных давлений находится глубина  $L^3=1553\text{м}$ , на которой действует  $P_{ни}^4$

5) Определяется предварительная длина 3-ей секции  $l^3$ :

$$l^3 = *L^2 - L^3 = 136,45 \text{ м}$$

6) Рассчитывается предварительный вес 3-ей секции  $G^3$ :

$$G^3 = l^3 \cdot q^3 = 56,35 \text{ кН}$$

где  $q^3$  – вес 1 м труб с толщиной стенки  $\delta^3=0,319\text{кН}$

7) Корректируется прочность на смятие труб 4-ей секции с толщиной стенок  $\delta^4$  в условиях двухосного нагружения:

$$*P_{см}^4 = P_{см}^4 \cdot (1 - 0,3 \cdot \Sigma G^3 / Q_T^4) = 16,21 \text{ МПа}$$

где  $*P_{см}^3$  – прочность на смятие труб 3-ей секции при двухосном нагружении;

$$P_{см}^4 = 18,3 \text{ МПа}$$

$$\Sigma G^3 = 542,73 \text{ кН}$$

$$Q_T^4 = 1372 \text{ кН}$$

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления  $*P_{ни}^4$ , которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки  $\delta^4$ , но с учетом двухосного нагружения из условия:

$$*P_{ни}^4 = *P_{см}^4 / n_{см} = 16,21 \text{ МПа}$$

9) На обобщенном графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 3-ой секции  $*L^3=1396,54\text{м}$ , на которой действует  $*P_{ни}^4$ .

10) Определяется откорректированная длина 3-ой секции:

$$*l^3 = *L^2 - *L^3 = 300 \text{ м}$$

где  $*L^2$  – откорректированная глубина установки 2-ой секции.

11) Рассчитывается откорректированный вес 3-ей секции  $*G^3$ :

$$*G^3 = *l^3 \cdot q^3 = 95,7 \text{ кН}$$

Также определяется откорректированная сумма весов 3-х секций  $\Sigma G^3$ :

$$\Sigma G^3 = \Sigma G^2 + *G^3 = 561,87 \text{ кН}$$

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 4-ой секции

на глубине  $*L^3$  при откорректированных параметрах 3-х секций на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_p = P_p^4 / P_{ви}^4 = 2,39$$

$$n_{cmp} = Q_{cmp}^4 / \Sigma * G^3 = 1,99$$

Рассчитанные коэффициенты больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

#### ***Расчет 4й секции***

1) Группа прочности материала труб для 4-ей секции принимается такой же, как для 3-ой.

2) Толщина стенок труб для 4-ой секции принята равной 7,3мм при определении параметров 3-ой секции.

Трубы с толщиной стенки  $\delta^4$  могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей толщиной стенки  $\delta^4 < \delta^3$ .

3) Определяется предварительная длина 4-ой секции  $l^4$ :

$$l^4 = *L^3 - L^4 = 1390 - 0 = 1390 \text{ м}$$

4) Рассчитывается предварительный вес 4-ой секции  $G^4$ :

$$G^4 = l^4 \cdot q^4 = 1390 \cdot 0,293 = 407,27 \text{ кН}$$

где  $q^2$  – вес 1 м труб с толщиной стенки  $\delta^2 = 0,293 \text{ кН}$

5) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 4-ей секции на устье скважины:

$$n_p = P_p^4 / P_{ви}^4 = 1,46$$

$$n_{cmp} = Q_{cmp}^4 / \Sigma * G^4 = 1,15$$

Рассчитанные коэффициенты больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

Исходя из проведённых проверочных расчетов для четвертой секции её можно использовать от 1390 до устья скважины, так как она выдержит внутреннее избыточное давление, а также страгивание в резьбовом соединении.

## Приложение И.1

### Расчет количества тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны определим по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{кн ос} \cdot V_{в.п.} \cdot t = 20,35 \text{ м}^3$$

Объем тампонажного раствора  $V_{ТР}$  (в  $\text{м}^3$ )

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эк вн 1}^2 \cdot l_{см}] / 4$$

$$V_{тр} = 48,95 \text{ м}^3$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности, с учетом цементного стакана:

$$V_{тр нп} = 4,36 \text{ м}^3$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{тр обл} = V_{тр} - V_{тр нп} = 48,95 - 4,64 = 44,31 \text{ м}^3$$

Расчитаем необходимого количества продавочной жидкости  $V_{прод}$  ( $\text{м}^3$ )

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк вн}^2 \cdot L - d_{эк вн 1}^2 \cdot h_{см}] / 4$$

$$V_{прод} = 55,55 \text{ м}^3$$

Таблица 15 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, $\text{м}^3$
Буферная жидкость	20,35
Облегченный тампонажный раствор	43,64
Цементный раствор нормальной плотности	5,31
Продавочная жидкость	55,55

## **Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора**

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водотвёрдого (водоцементного) отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые при расчете обсадных колонн на прочность значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного выбираем ПЦТ - II - 100 и ПЦТ - III - Об (4-6) – 100 соответственно.

### **Тампонажный раствор нормальной плотности**

Так как температуры в скважинных условиях на интервале закачивания тампонажного раствора нормальной плотности составляют (91 °С), и требуемая плотность - 1850 кг/м<sup>3</sup>, то выберем цемент марки: ПЦТ - II - 100

Плотность твердой фазы рассчитаем по формуле:

$$\rho_m = \rho_{mp} / [1 - m \cdot (\rho_{mp} / \rho_{жс} - 1)] = 3125 \text{ кг/м}^3$$

где  $m$  – водоцементное отношение, 0,5;

$\rho_{mp}$  – требуемая плотность тампонажного раствора, 1850 кг/м<sup>3</sup>

$\rho_{жс}$  – плотность жидкости затворения,  $\rho_{жс} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;

Масса тампонажного материала  $G$  (в кг), необходимая для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора

$$G = \rho_m \cdot (\rho_{mp} - \rho_{жс}) / (\rho_m - \rho_{жс}) = 1250 \text{ кг}$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в кг) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора:

$$G_{сух} = K_u \cdot G \cdot V_{mp} = 6903,4 \text{ кг}$$

где  $K_u$  – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется 1,05.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м<sup>3</sup> воды затворения (в кг) определяется по формуле:

$$G_1 = \rho_m \cdot m = 1500 \text{ кг}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала:

$$V_e = K_e \cdot G_{\text{сух}} \cdot m / \rho = 5,02 \text{ м}^3$$

где  $K_e$  – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным 1,10.

### Облегченный тампонажный раствор

Так как температуры в скважинных условиях на интервале закачивания облегченного тампонажного раствора составляют (80 °С), и требуемая плотность - 1500 кг/м<sup>3</sup>, то выберем цемент марки: ПЦТ - III - Об (4-6) – 100

Плотность твердой фазы рассчитаем по формуле:

$$\rho_m = \rho_{\text{тр}} / [1 - m \cdot (\rho_{\text{тр}} / \rho_{\text{жс}} - 1)] = 3000 \text{ кг/м}^3$$

где  $m$  – водоцементное отношение, 1;

$\rho_{\text{тр}}$  – требуемая плотность тампонажного раствора, 1450 кг/м<sup>3</sup>

$\rho_{\text{жс}}$  – плотность жидкости затворения,  $\rho_{\text{жс}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;

Масса тампонажного материала  $G$  (в кг), необходимая для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора

$$G = \rho_m \cdot (\rho_{\text{тр}} - \rho_{\text{жс}}) / (\rho_m - \rho_{\text{жс}}) = 830 \text{ кг}$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в кг) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора:

$$G_{\text{сух}} = K_u \cdot G \cdot V_{\text{тр}} = 37600 \text{ кг}$$

где  $K_u$  – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется 1,05.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м<sup>3</sup> воды затворения (в кг) определяется по формуле:

$$G_l = \rho_m \cdot m = 1650 \text{ кг}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала:

$$V_g = K_g \cdot G_{\text{сух}} \cdot m / \rho = 24,97 \text{ м}^3$$

где  $K_g$  – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным 1,10

## Приложение И.2

### Схема технологической обвязки цементировочного оборудования

На рисунке 1 представлена схема обвязки цементировочного оборудования на скважине.

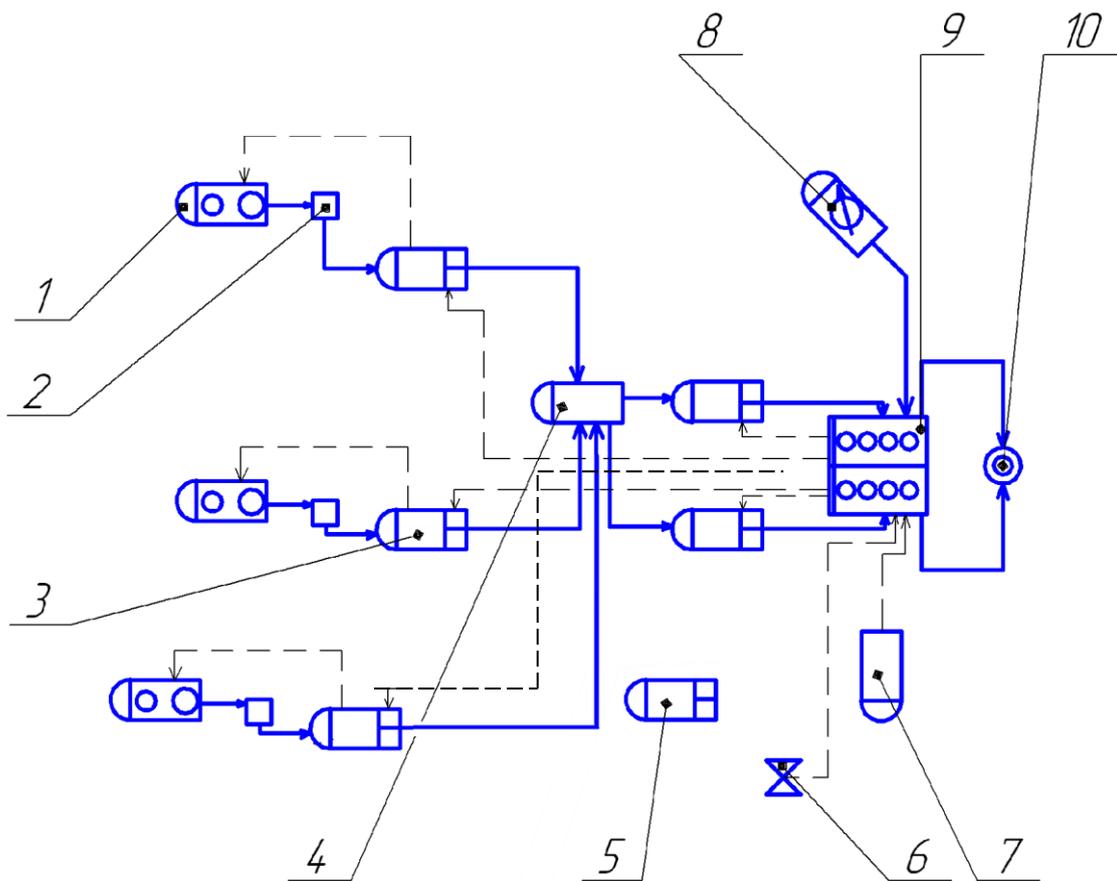


Рисунок 1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

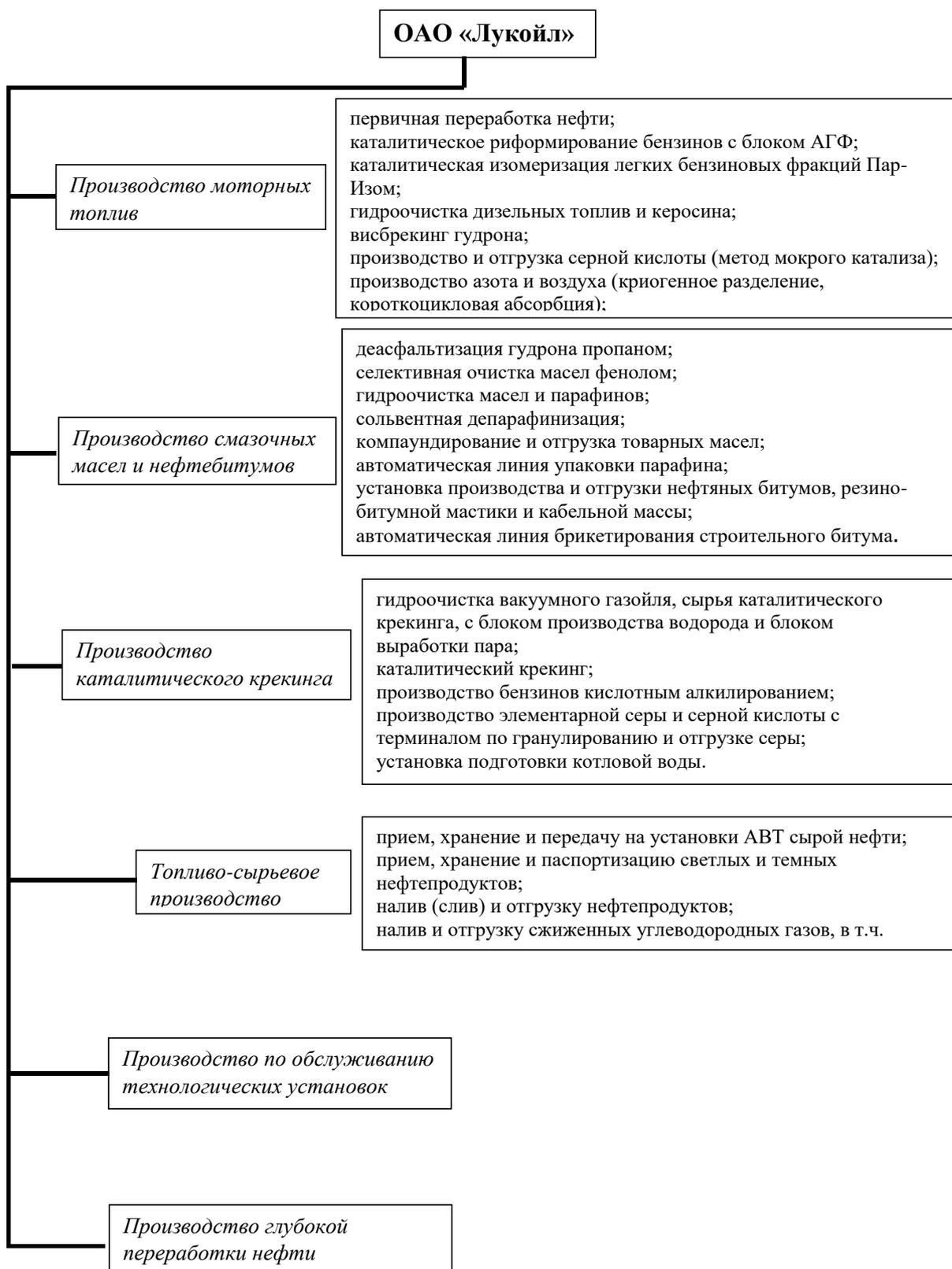
1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;

3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

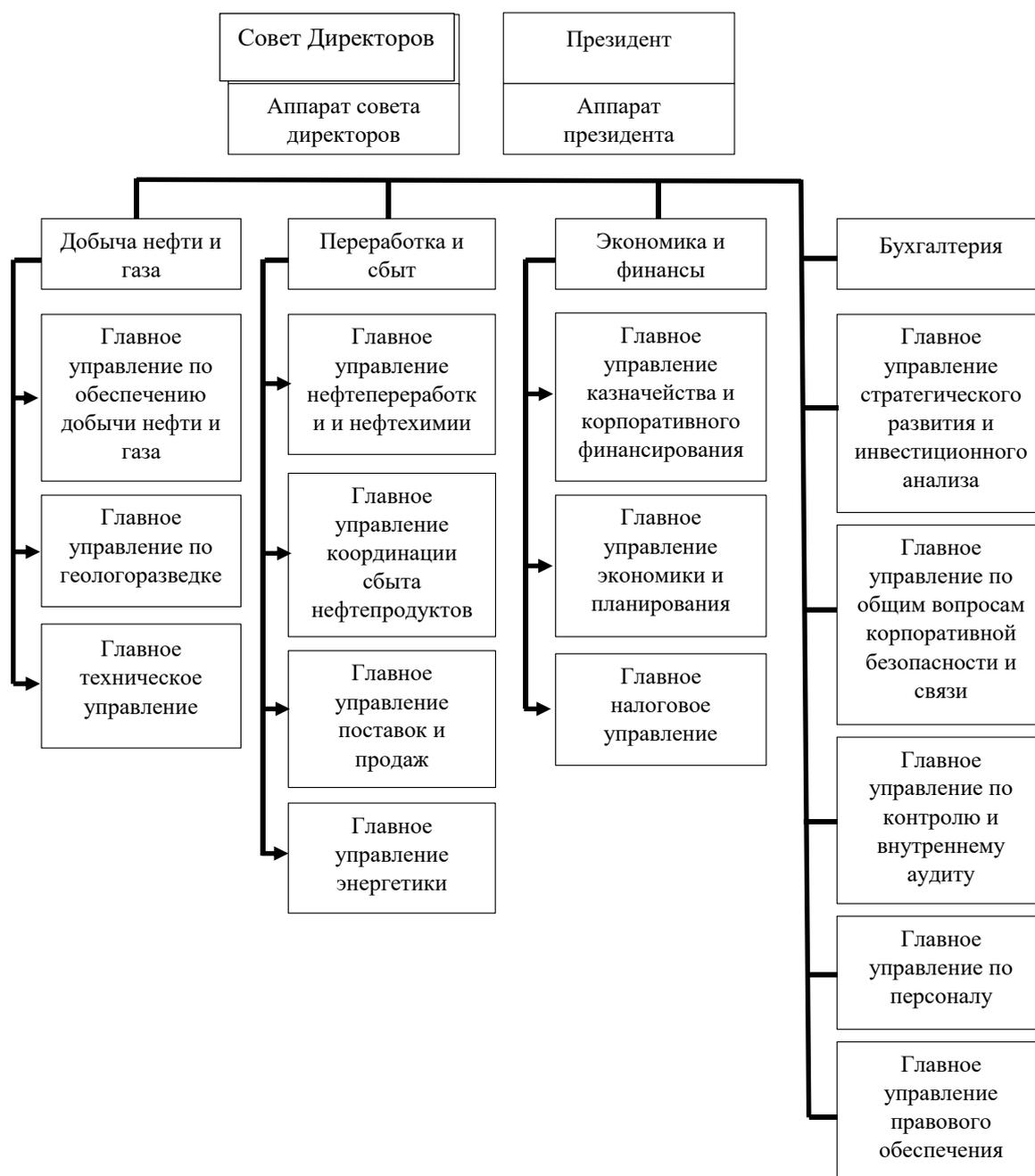
## Приложение К

### Производственная и организационная структура предприятия

#### Производственная структура ОАО «Лукойл»



## Организационная структура ОАО «Лукойл»



Из схемы организационной структуры ОАО «Лукойл» следует, что компания использует комплексную структуру управления, включающую в себя элементы линейно-штабной структуры и дивизионной. Стоит отметить, что за счет использования штабов (аппаратов правления) только на уровне Президента компании и Совета директоров, организационная структура не перегружается лишними элементами, что положительно влияет на эффективность работы всего управляющего аппарата в целом.

## Приложение Л.1

### Характеристика вредных и опасных производственных факторов

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или приводят к заболеванию сотрудника при постоянном воздействии.

Рассмотрим вредные факторы наиболее часто встречающиеся в практике бурения скважин, определим источники их возникновения, средства и способы защиты персонала, а также рассмотрим пределы допустимого воздействия для каждого отдельно взятого фактора.

#### **Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны**

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе возникает большая вероятность перегрева организма или получения теплового удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями теплового удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$ . В случае превышения допустимой интенсивности облучения, должны быть предусмотрены мероприятия по уменьшению интенсивности излучения источника или защите рабочего места от облучения (экранирование), а также по дополнительной защите кожных покровов рабочих [9].

В зимнее время температура воздуха может понижаться до  $-40^{\circ}\text{C}$ , что может вызвать местное или общее охлаждение организма, стать причиной простудного заболевания либо обморожения конечностей и открытых частей тела [1].

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- Создание укрытий рабочих мест
- Обеспечение работников тёплой спецодеждой
- Сокращение продолжительности рабочей смены
- Прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [10].

В комплект средств индивидуальной защиты от термического воздействия включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из под одежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, в соответствии со скоростью ветра [11].

### **Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

В процессе бурения требуется выполнять операции по приготовлению бурового раствора. Наиболее часто применяется раствор на глиняной основе (основной компонент - бентонит). Частицы данного минерала являются

мелкодисперсными, поэтому они могут легко оказываться во взвешенном состоянии в воздухе и проникать в дыхательные пути человека, вызывая раздражения слизистых оболочек или препятствуя нормальному дыханию человека.

При проведении буровых работ газ из пласта может выходить на поверхность, приводя к отравлению рабочих, из-за чего буровые установки обязательно комплектуются газовыми анализаторами.

Количество вредных веществ, содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [4]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- нефть (3-й класс опасности - 10 мг/м<sup>3</sup>);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

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

### **Повышенный уровень шума на рабочем месте**

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в упругой среде

(твердой, жидкой или газообразной). Длительное воздействие шума снижает остроту слуха и зрения, повышает кровяное давление, утомляет центральную нервную систему, в результате чего ослабляется внимание, увеличивается количество ошибок в действиях рабочего, снижается производительность труда. Воздействие шума приводит к появлению профессиональных заболеваний и может явиться причиной несчастного случая [12].

Источниками шума в процессе бурения являются различные механизмы, например, дизельные приводы, компрессоры, насосные блоки.

Уровень шума на рабочем месте не должен превышать 75 дБА, согласно СН 2.2.4/2.1.8.562–96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» [3].

Для снижения шума в производственных помещениях применяют следующие основные мероприятия [12]:

- уменьшение уровня шума в источнике его возникновения;
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, шлемы, вкладыши типа “беруши”).

### **Повышенный уровень вибрации**

Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле. Вибрацию вызывают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе различных машин и механизмов.

Вибрация по способу передачи телу человека подразделяется на общую (воздействие на все тело человека) и локальную (воздействие на отдельные части тела - руки или ноги) [12].

Вибрация относится к факторам, обладающим высокой биологической активностью. Выраженность ответных реакций обуславливается главным

образом силой энергетического воздействия и биомеханическими свойствами человеческого тела как сложной колебательной системы. Мощность колебательного процесса в зоне контакта и время этого контакта являются главными параметрами, определяющими развитие вибрационных патологий, структура которых зависит от частоты и амплитуды колебаний, продолжительности воздействия, места приложения и направления оси вибрационного воздействия, демпфирующих свойств тканей, явлений резонанса и других условий [13].

Основные методы защиты от вибрации делятся на две группы:

1. Снижение вибрации в источнике ее возникновения.
2. Уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника.

Чтобы снизить вибрацию в источнике ее возникновения, необходимо уменьшить действующие в системе переменные силы. Это достигается проведением следующих мероприятий:

- замена динамических технологических процессов статическими;
- тщательный выбор режима работы оборудования;
- тщательная балансировка вращающихся механизмов.

Для снижения вибрации по пути ее распространения широко используются следующие методы:

- вибродемпфирование, под которым понимают превращение энергии механических колебаний в тепловую;
- виброгашение, т.е. установка вибрирующих машин на виброгасящие фундаменты;
- виброизоляция;
- средства индивидуальной защиты.

К средствам индивидуальной защиты рук от вибраций относятся специальные рукавицы, перчатки и прокладки. Для защиты ног используют

виброзащитную обувь, снабженную прокладками из упруго-деформирующихся материалов (пластмасс, резины, войлока) [12].

### **Недостаточное освещение рабочей зоны**

Под освещением понимается процесс получения, распределения и использования световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [13]. 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.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [14] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

роторного стола - 100 лк;

пути движения талевого блока - 30 лк;

помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;

превенторной установки - 75 лк;

лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

### **Повреждения в результате контакта с насекомыми**

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях распространен гнус (клещи, комары, мошки мокрицы, слепни и другие). Особую опасность представляет гнус в местах, где

он является переносчиком возбудителей таких заболеваний, как энцефалит [15].

Для защиты небольших групп работающего персонала от гнуса следует применять химические отпугивающие средства - репелленты, а также накомарники, мускаторы, накидки, нательные рубашки из сетчатого полотна.

Чтобы избавить большие группы работающего персонала от гнуса, следует уничтожать его, опыляя местность контактными инсектицидами в виде порошка или водной суспензии. Обработку местности проводят на территории, где работают или проживают люди. При этом вокруг нее устраивают барьер-зону шириной 30-50 м, внутри которой траву, кустарники, деревья опыляют препаратом [14].

## **2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды**

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма;

### **Пожаровзрывоопасность**

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;

- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

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 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [5]. 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. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

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.

### **Повышенное значение напряжения в электрической цепи**

*Электробезопасность* – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Электрический ток, протекая через тело человека, производит термическое, электролитическое, биологическое, механическое действие. Термическое действие характеризуется нагревом кожи, тканей вплоть до ожогов. Электролитическое действие заключается в разложении жидкостей, в том числе крови, в изменении их состава и свойств. Биологическое действие проявляется в нарушении биологических процессов, протекающих в организме человека, и сопровождается раздражением и возбуждением тканей, и судорожным сокращением мышц. Механическое действие приводит к разрыву тканей в результате электродинамического эффекта.

Для предупреждения электротравматизма во время работ в электроустановках очень важно проводить соответствующие организационные и технические мероприятия.

#### *Организационные мероприятия:*

- оформление работы нарядом или устным распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

*Технические мероприятия*, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения:

- отключение оборудования на участке, выделенном для производства работ, и принятие мер против ошибочного или самопроизвольного включения;

- ограждение при необходимости рабочих мест и оставшихся под напряжением токоведущих частей;

- вывешивание предупредительных плакатов и знаков безопасности;
- проверка отсутствия напряжения;
- наложение заземления.

К основным *техническим средствам защиты* от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся [12]:

- электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- выравнивание потенциалов;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты.

Высокий уровень состояния *изоляции электроустановок* – одно из главных условий их безопасности. Основные характеристики изоляции – сопротивление. Согласно ПУЭ сопротивление изоляции в электроустановках напряжением до 1000 В должно быть не менее 0,5 Мом. Сопротивление изоляции необходимо регулярно контролировать. Для периодического контроля изоляции применяется мегаомметр, для постоянного контроля – специальные приборы контроля изоляции [7].

**Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе сооружения скважины возможны во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

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 неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения[4,12];.

## Приложение Л.2

### Правовые вопросы обеспечения безопасности

#### Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;
- Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:
- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда,

которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводоизготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винила кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [20].

## **5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

**Приложение М**  
**ГТН**