TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра - Бурения скважин

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| Технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров на Приобском нефтегазоконденсатном месторождении (Нефтеюганская область) |

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181м2590)(571.122)

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| з-2Б32Т | Хизниченко Д.С. | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Ковалев А.В. | | | |

## КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Гуляев М.В. | к.т.н. | | |

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Вазим А.А. | к.э.н. | | |

## ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| И.о. зав. кафедры | Ковалев А.В. | к.т.н. | | |

Томск - 2017 г.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

## «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| **Группа** | **ФИО** | | |
|---|---|---|---|
| З-2Б32Т | Хизниченко Д.С. | | |
| **Институт** | **Природных ресурсов** | **Кафедра** | **Бурение скважин** |
| **Уровень образования** | **Бакалавр** | **Направление/специальность** | **«Нефтегазовое дело»** |

| **Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:** | |
|---|---|
| 1. *Данные по строительству скважин на Приобском месторождении* | *Расчет технико-экономических показателей* |
| **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:** | |
| *1. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности* | *Расчет экономической эффективности* |
| **Перечень графического материала** *(с точным указанием обязательных чертежей)***:** | |
| | |
| **Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | |

**Задание выдал консультант:**

| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Вазим Андрей Александрович | к.э.н. | | |

**Задание принял к исполнению студент:**

| **Группа** | **ФИО** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|
| З-2Б32Т | Хизниченко Дмитрий Сергеевич | | |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
## «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| **Группа** | **ФИО** | | |
|---|---|---|---|
| З-2Б32Т | Хизниченко Дмитрий Сергеевич | | |
| **Институт** | **Природных ресурсов** | **Кафедра** | **Бурение скважин** |
| **Уровень образования** | **Бакалавр** | **Направление/специальность** | **«Нефтегазовое дело»** |

| **Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:** | |
|---|---|
| ***Характеристика объекта исследования*** | *Технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров на Приобском нефтегазоконденсатном месторождении* |
| **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:** | |
| ***5 .Социальная ответственность***<br><br>*5.1-Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности) при бурении скважины на Приобском нефтегазоконденсатном месторождении*<br><br>*5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Приобском нефтегазоконденсатном месторождении* | *- Механизмы и движущиеся машины;*<br>*-. Поражение электрическим током*<br>*-. Взрывоопасность и пожароопасность*<br>*-. Расположение рабочего места на высоте*<br>*-Тяжесть и напряженность физического труда*<br>*-Недостаточная освещенность рабочей зоны*<br>*-Превышение уровня шума и вибрации*<br>*-Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны*<br>*-Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные* |
| | |
| ***5.3 Экологическая безопасность*** | *-Источники и виды воздействия на объекты окружающей природной среды на различных этапах строительства скважины*<br><br>*-Рекомендации по снижению отрицательного воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу*<br><br>*-Рекультивация земель* |

| | |
|---|---|
| ***5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях*** | *-Виды чрезвычайных ситуаций и ликвидаций* |
| ***5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности*** | *-Федеральный закон от 10.02.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» .*<br>*-Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»*<br>*-Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03 от 05.06.2003 № 56.*<br>*-ГОСТ 12.0.001-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда.*<br>*-ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения по безопасности труда. Общие положения.*<br>*-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ*<br>*-ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.*<br>*-ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.*<br>*-ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности.*<br>*-ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.*<br>*-ГОСТ 12.1.013-78 ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования.*<br>*-ПОТР М-027-2003 «Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте*<br>*-ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».*<br>*-СНиП 23-01-99* (БСТ 2-3/2003) «Строительная климатология»*<br>*-ГОСТ 12.1.007-76* (ИУС 6-90) «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»*<br>*-ГОСТ 12.1.005-88* (ИУС 4-2004) «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»* |

| | |
|---|---|
| | *-СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования», СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения работающих безопасности труда»*<br>*-ГОСТ 12.1.004-91* (ИУС 1-95) «Пожарная безопасность»;*<br>*-ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»*<br>*-ГОСТ 12.1.010-76* (ИУС 6-83) «Взрывобезопасность»*<br>*-Приказ Минэнерго РФ от 13-01-2003 6 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителем»* |
| **Перечень графического материала:** | |
| *При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)* | |
| **Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | |

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Гуляев Милий Всеволодович | к.т.н. | | |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| З-2Б32Т | Хизниченко Дмитрий Сергеевич | | |

Оглавление

Аннотация ..... 8
Список сокращений ..... 10
Введение ..... 11
1. Общая геологическая часть ..... 13
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ. ..... 13
1.2 Геологические условия бурения. ..... 15
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади). ..... 21
1.4 Зоны возможных осложнений. ..... 22
1.5 Исследовательские работы ..... 23
2. Технологическая часть ..... 26
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины ..... 26
2.2 Обоснование конструкции скважины ..... 26
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя ..... 26
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений ..... 29
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска ..... 32
2.2.4 Выбор интервалов цементирования ..... 33
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн ..... 34
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины ..... 37
2.3 Углубление скважины ..... 38
2.3.1 Выбор способа бурения ..... 38
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента ..... 38
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ..... 39
2.3.4 Расчет частоты вращения долота ..... 39
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя ..... 40
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора ..... 41
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны ..... 43
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ..... 49
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины ..... 53
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна ..... 54
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин ..... 54
2.4.1 Расчет обсадных колонн ..... 55
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений ..... 55
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений ..... 58
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине ..... 61
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины ..... 61
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн ..... 61
2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости ..... 63
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора ..... 63
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины ..... 63
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования ..... 63

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси ..... 64
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн..... 65
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин..... 65
2.5 Выбор буровой установки ..... 66
3. Специальная часть. .....68
3.1 Введение……...68
3.2 Аварии в процессе бурения и их причины..... 68
3.3 Ловильные инструменты……69
3.3.1 Ловильный инструмент шлипс..... 70
3.3.2 Ловильный иснтрумент колокол..... 71
3.3.3 Ловильный иснтрумент метчик..... 73
3.3.4 Магнитные фрезеры……74
3.3.5 Ловильный инструмент паук……..76
3.3.6 Ловильный инструмент удочки…….77
3.4 Заключение к специальной части……..78
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....
.....79
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....79
4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады.....83
4.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....83
5. Социальная ответственность.....85
5.1. Производственная безопасность.....85
5.1.1. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий
по их устранению.....86
5.1.2. Движущиеся машины и механизмы.....86
5.1.3. Поражение электрическим током.....86
5.1.4. Взрывоопасность и пожароопасность.....87
5.1.5 Расположение рабочего места на высоте.....88
5.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий
по их устранению (производственная санитария) .....89
5.2.1. Тяжесть и напряженность физического труда.....89
5.2.2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....90
5.2.3. Превышение уровня шума и вибрации.....90
5.2.4. Вибрация.....91
5.2.5. Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.....91
5.2.6. Биологические: вирусы переносимые дикими животными и насекомыми
.....92
5.3. Экологическая безопасность.....93
5.3.1. Загрязнение атмосферы.....94
5.3.2. Рекультивация земель.....95
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....97
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....97
6. Заключение.....99
Список использованных источников.....101

**Аннотация**

Цель выпускной квалификационной работы – разработка технологических решений для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров на Приобском месторождении. Объект исследования – наклонно-направленная скважина на Приобском нефтегазоконденсатном месторождении. Предметом является разработка конструктивных параметров для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров на Приобском месторождении.

В процессе исследования кратко описаны географо-экономическая и геологическая характеристика района проектируемых работ. Произведен расчет параметров проводки скважины и процессов заканчивания скважины, сделан выбор необходимого оборудования и инструмента.

В результате получены основные конструктивные параметры для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров с ожидаемым дебитом нефти 10-100м$^3$ (пласт $Ю_1^2$) и 30-200м$^3$/сутки газоконденсата (пласт $Ю_1^1$). Результаты, полученные в ходе исследования, приняты организацией НФ ЗАО «ССК» к рассмотрению для возможного практического применения на данном месторождении.

Выпускная квалификационная работа состоит из пяти частей. В общей и геологической частях кратко описаны географо-экономическая и геологическая характеристика района проектируемых работ. В технологической части выполнены технологические расчеты по обеспечению проводки скважины до проектной глубины, выбраны технические средства, соответствующие конкретным условиям бурения. В специальной части рассмотрены виды аварий в процессе бурения, и причины, а также произведен анализ методов ликвидаций аварий с использованием ловильных инструментов. В организационно-экономической части описаны расчет продолжительности строительства скважины НФ ЗАО «ССК», расчет сметной стоимости сооружения скважины НФ ЗАО «ССК», составление графика работ и количества вахт НФ ЗАО «ССК».

Выпускная квалификационная работа состоит из 103 страниц, включая 17 рисунков, 53 таблицы, и составлена на основе геологических материалов рабочего проекта с использованием учебной, научной литературы, а также нормативных документов. В работе учтены современные достижения в области техники и технологии строительства нефтяных скважин. Список использованной литературы включает 30 источников.

При выполнении выпускной квалификационной работы и презентации использовались приложения Microsoft Office (Word, PowerPoint).

Ключевые слова: месторождение, скважина, конструкция скважины, профиль, буровая установка, обсадная и бурильная колонны, породоразрушающий инструмент, пожарная, экологическая и промышленная безопасность, кондуктор, направление, эксплуатационная колонна, цементирование.

## Список сокращений

| | |
|---|---|
| ВОЗ | – водоохранная зона |
| ГВНЗ | – газоводонефтяная залежь |
| НГКМ | – нефтегазоконденсатное месторождение |
| ГРП | – гидравлический разрыв пласта |
| КНБК | – компоновка низа бурильной колонны |
| УБТ | – утяжеленные бурильные трубы |
| ЛБТ | – легкосплавные бурильные трубы |
| БК | – бурильная колонны |
| КБТ | – колонна бурильных труб |
| КСО | – компания социальной ответственности |
| РСС | – руководители, специалисты и служащие |
| ТР | – тампонажный раствор |

## Введение

В период нестабильной внешнеэкономической ситуации в области технологий строительства нефтяных скважин необходимы наукоемкие и импортозамещающие материалы, ощущается необходимость развития отечественных технологий производства, а уменьшение запасов нефти и газа предполагает более жесткий контроль качества в процессе строительства скважин, в частности в сфере разобщения пластов и вскрытия продуктивных горизонтов.

Компании, обслуживающие нефтепромысловые предприятия, стремятся разработать новые технологические решения в области строительства скважин, которые были бы способны обеспечить экономически эффективные условия разработки и безопасность жизнедеятельности человека, а также иметь наименьшее негативное влияние на экосистему.

Используя новые инструменты и оборудование при соблюдении технологии проводки скважины добиваются эффективности по извлекаемости флюидов из продуктивной залежи, что является основным показателем качества работ в процессе строительства скважины.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка технологических решений для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров на Приобском месторождении.

Достижение цели предполагает решение следующих задач:

– рассмотрение географо-экономических и геологических условий района проектируемых работ;

– разработка технических решений для строительства скважины (расчет профиля и конструкции скважины, проектирование параметров и рецептур бурового раствора, расчет режимов бурения, скважины, обвязки скважины, режимов и технологии заканчивания скважины, обоснование выбранных бурильных и обсадных колонн, выбор КНБК, режимов промывки скважины, выбор буровой установки);

– расчет показателей мероприятий по ресурсоэффективности и ресурсосбережению на предприятии НФ ЗАО «ССК»;

– анализ мероприятий по социальной ответственности, безопасности жизнедеятельности и охране окружающей среды на предприятии НФ ЗАО «ССК».

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина глубиной 2590 метров на Приобском нефтегазоконденсатном месторождении.

Предмет – разработка конструктивных параметров для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров на Приобском месторождении.

Отличительная особенность данной работы – учет осложнений во время бурения скважины, устранение аварий в процессе бурения с помощью ловильных работ.

# 1. Общая геологическая часть.

## 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

| Наименование | Значение |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Месторождение (площадь) | Приобское месторождение |
| Характер рельефа | Равнина |
| Административное расположение:<br>- республика<br>- область (край)<br>- район | <br>РФ<br>Тюменская<br>Нефтеюганский |
| Температура воздуха, °С<br>- среднегодовая<br>- наибольшая летняя<br>- наименьшая зимняя | <br>-3,0<br>+35<br>-59 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м: | 1,6 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сутки | 240 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сутки | 185 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град | Юго-западные, северные |
| Наибольшая скорость ветра, м/с: | 20÷25 |
| Метеорологический пояс (при работе в море) | - |
| Количество штормовых дней (при работе в море) | - |
| Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м<br>- кровля<br>- подошва | Нет |
| Геодинамическая активность | Низкая |

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

| Наименование | Значение |
|---|---|
| Электрификация | ЛЭП – до куста, разводка внутри куста 220-380 В<br>Резервный источник – ДЭС-200 |
| Теплоснабжение | Котельная ПКН-2 |
| Основные пути сообщения и доставки грузов<br>- в летнее время<br>- в зимнее время | по воздуху на вертолетах, по воде на судах, автотранспорт по дорогам. |
| Близлежащие населенные пункты и расстояние до них | г. Нефтеюганск (286 км)<br>п. Селиярово (6 км)<br>г. Ханты-Мансийск (65 км.) |

## 1.2 Геологические условия бурения.

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое Подразделение | | Элементы залегания (падения) пластов по подошве | | Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| от | до | | | | | |
| (кровля) | (подошва) | название | индекс | угол | | |
| | | | | град | мин. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 0 | 30 | Четвертичные отложения | Q | - | - | 1,4 |
| 30 | 125 | Туртарская свита | $P_3$ | - | - | -“- |
| 125 | 170 | Новомихайловская свита | $P_3 – P_2$ | 5 | 0 | -“- |
| 170 | 260 | Алтымская свита | $P_2$ | -“- | -“- | -“- |
| 260 | 285 | Тавдинская свита | $P_1$ | -“- | -“- | -“- |
| 285 | 365 | Люлинворская свита | $K_2$ | -“- | -“- | -“- |
| 365 | 415 | Талицкая свита | -“- | -“- | -“- | -“- |
| 415 | 560 | Ганькинская свита | -“- | -“- | -“- | -“- |
| 560 | 575 | Берёзовая свита | -“- | -“- | -“- | -“- |
| 575 | 1440 | Кузнецовская свита | $K_2 – K_1$ | -“- | -“- | -“- |
| 1440 | 2130 | Уватская свита | $K_1$ | -“- | -“- | 1,3 |
| 2130 | 2215 | Ханты-мансийская свита | -“- | -“- | -“- | 1,1 |
| 2215 | 2440 | Викуловская свита | $J_3$ | -“- | -“- | -“- |
| 2440 | 2470 | Алымская свита | -“- | -“- | -“- | -“- |
| 2470 | 2590 | Сангопайская свита | $J_3 – J_2$ | -“- | -“- | -“- |

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс | Интервал | | Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|---|---|---|
| стратиграфического подразделения | от (верх) | до (низ) | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Q | 0 | 30 | Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси. |
| $P_3$ | 30 | 125 | Отложения Тутарской свиты сложены песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневато-серых и бурых, песчанистых, плотных. |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| $P_3 – P_2$ | 125 | 170 | Отложения Новомихайловской свиты глины зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдистых. |
| $P_2$ | 170 | 260 | Отложения Атлымской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь. |
| $P_1$ | 260 | 285 | Отложения Тавдинской свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабо-сцементированного алевролита. |
| $K_2$ | 285 | 365 | Отложения Люлинворской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами. |
| -“- | 365 | 415 | Отложения Талицкой свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда опоковидными или алевритистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов. |
| -“- | 415 | 560 | Ганькинская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевритистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролито-песчанистыми. |
| -“- | 560 | 575 | Отложения Берёзовская свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевритистыми и слюдистыми. |
| $K_2 – K_1$ | 575 | 1440 | Кузнецовская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкосреднезернистые, слабосцементированные. |
| $K_1$ | 1440 | 2130 | Отложения Уватская свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевритистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто- алевритистыми. |
| -“- | 2130 | 2215 | Отложения Ханты-Мансийская свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми. |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| $K_1$ | 2215 | 2440 | Отложения Викуловская свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкосцементированными. |
| $J_3$ | 2440 | 2470 | Алымская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми. |
| $J_3 - J_2$ | 2470 | 2590 | Отложения Сангопайской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато- серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабосцементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюидистые, песчано-глинистые, слоистые. |

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

| Индекс стратиг-рафичес-кого подраз-деления | Интер-вал, м | | Краткое название гор-ной породы | Плотн ость, г/см$^3$ | Пористо сть, % | Проницаем ость, мДарси (мкм$^2$*10$^{-3}$) | Глинисто сть, % | Карбонатн ость, % | Предел текучес ти, кгс/мм$^2$ | Твердо сть, кгс/мм$^2$ | Коэффиц иент пластичн ости | Абраз ив-ность | Категория породы по промыслов ой классифик ации (мягкая, средняя и т.п.) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Q | 0 | 30 | глина<br>суглинок | 2,0<br>2,0 | 25-30<br>10 | 0<br>0 | 100<br>90 | | | 100<br>100 | | X<br>IV | М |
| $P_3$ | 30 | 125 | песок<br>глина | 2,1<br>2,4 | 20<br>30 | 1000<br>0 | 20<br>100 | 0<br>0 | | 0<br>100 | | X<br>IV | -“- |
| $P_3 – P_2$ | 125 | 170 | песок<br>глина | 2,0<br>2,3 | 25<br>30 | 1000<br>0 | 50<br>100 | 0<br>0 | | 0<br>100 | | X<br>IV | -“- |
| $P_2$ | 170 | 260 | глина | 2,3 | 25 | 0 | 100 | 0 | | 100 | | IV | -“- |
| $P_1$ | 260 | 285 | алевролит<br>глина | 2,2<br>2,3 | 30<br>25 | 20<br>0 | 10<br>100 | 0 | | 100<br>100 | | IV<br>X | -“- |
| $K_2$ | 285 | 365 | мергель<br>глина | 2,4<br>2,3 | 20<br>25 | 0<br>0 | 100<br>100 | 50<br>0 | | 100<br>100 | | IV<br>IV | -“- |
| -“- | 365 | 415 | глина | 2,3 | 20 | 0 | 100 | 0 | | 100 | | IV | -“- |
| -“- | 415 | 560 | песчаник<br>глина<br>алевролит | 2,1<br>2,3<br>2,2 | 25<br>20<br>20 | 50-300<br>0<br>0 | 20<br>100<br>90 | 3<br>3<br>3 | | 100<br>100<br>100 | | X<br>IV<br>X | -“- |
| -“- | 560 | 575 | глина | 2,35 | 20 | 0 | 100 | 3 | | 100 | | IV | -“- |
| $K_2 – K_1$ | 575 | 1440 | песчаник<br>глина<br>алевролит | 2,1<br>2,35<br>2,3 | 22<br>16<br>20 | 50-300<br>0<br>20 | 20<br>100<br>40 | 3<br>3<br>3 | | 200<br>150<br>200 | | X<br>IV<br>X | С |
| $K_1$ | 1440 | 2130 | глина<br>песчаник<br>алевролит | 2,35<br>2,2<br>2,3 | 16<br>22<br>20 | 0<br>20-30<br>10 | 100<br>20<br>20 | 5-10<br>10<br>5-10 | | 250<br>250<br>200 | | IV<br>X<br>IV | -“- |

Продолжение таблицы 5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $K_1$ | 2130 | 2215 | песчаник<br>аргиллит<br>алевролит | 2,2<br>2,4<br>2,3 | 22<br>16<br>20 | 10-30<br>0<br>0-10 | 10-20<br>100<br>30 | 10<br>10<br>5-10 | | 250<br>200<br>250 | | X<br>IV<br>VI | -“- |
| -“- | 2215 | 2440 | аргиллит<br>песчаник<br>алевролиты | 2,4<br>2,2<br>2,3 | 15<br>20<br>10 | 0<br>15-20<br>5 | 100<br>20<br>25 | 10<br>10<br>10 | | 200<br>400<br>350 | | IV<br>IX | T |
| $J_3$ | 2440 | 2470 | аргиллит | 2,45 | 5 | 0 | 100 | 10 | | 500 | | IV | -“- |
| $J_3 – J_2$ | 2470 | 2590 | песчаник<br>аргиллит<br>алевролит<br>уголь | 2,3<br>2,45<br>2,45<br>1,4 | 15-23<br>10<br>15 | 5-270<br>0<br>0-10 | 0-20<br>100<br>30 | 5<br>5<br>5 | | 1000<br>500<br>800<br>400 | | X<br>IV<br>VI<br>V | -“- |

Примечание: классификация горных пород по буримости принята на основании проведённого ОАО «Тюменнефтегазгеология» анализа по ранее пробуренным скважинам, фактического материала (информации о литологическом строении разреза, физико-механических свойств пород, отработки долот и бурголовок)

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс Стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Градиент | | | | | | Температура в конце интервала, град. °С | Источник получения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | пластового давления | | гидроразрыва пород | | горного давления | | | |
| | | | величина кгс/см$^2$ на м | источник получения | величина кгс/см$^2$ на м | источник получения | величина кгс/см$^2$ на м | источник получения | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Q– P | 0 | 285 | 0,100 | ПГФ | 0,150 | ПГФ | 0,220 | ПГФ | 9 | ПГФ |
| $К_2$ | 285 | 365 | 0,100 | ПГФ | 0,150 | ПГФ | 0,220 | ПГФ | 11 | ПГФ |
| -“- | 365 | 415 | 0,100 | ПГФ | 0,150 | ПГФ | 0,230 | ПГФ | 13 | ПГФ |
| -“- | 415 | 560 | 0,100 | ПГФ | 0,150 | ПГФ | 0,230 | ПГФ | 17 | ПГФ |
| -“- | 560 | 575 | 0,100 | ПГФ | 0,150 | ПГФ | 0,230 | ПГФ | 17 | ПГФ |
| $К_2 – К_1$ | 575 | 1440 | 0,100 | РФЗ | 0,151 | РФЗ | 0,230 | ПГФ | 44 | ПГФ |
| $К_1$ | 1440 | 2130 | 0,101 | РФЗ | 0,151 | РФЗ | 0,230 | ПГФ | 64 | ПГФ |
| -“- | 2130 | 2215 | 0,101 | РФЗ | 0,151 | РФЗ | 0,230 | ПГФ | 66 | ПГФ |
| $К_1$ | 2215 | 2440 | 0,102 | РФЗ | 0,152 | РФЗ | 0,230 | ПГФ | 73 | ПГФ |
| $J_3$ | 2440 | 2470 | 0,102 | РФЗ | 0,153 | РФЗ | 0,230 | ПГФ | 74 | ПГФ |
| $J_3 – J_2$ | 2470 | 2590 | 0,102 | РФЗ | 0,160 | РФЗ | 0,235 | ПГФ | 85 | ПГФ |

Примечание: в графах 5; 7; 9; 11 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах.

## 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал | | Тип коллектора | Плотность, кг/м$^3$ | Свободный дебит, м$^3$/сут | Газовый фактор (для нефтяных пластов), м$^3$/м$^3$ | Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от | до | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Нефтеносность | | | | | | | |
| $Ю_1^2$ | 2485 | 2495 | Поров. | 600-640 | 10-100 | 140-320 | – |
| Газоносность (газоконденсат) | | | | | | | |
| $Ю_1^1$ | 2470 | 2475 | Поров. | 680 | 30-200 | – | – |
| Водоносность | | | | | | | |
| Q – P | 0 | 285 | Поров. | | 0 | – | Да. Минерализ. –0,003 г/л. |
| $K_1 – K_2$ | 285 | 1440 | Поров. | 1010-1012 | 25 | – | Нет. Минерализ. – 0,020 г/л. |
| $K_1$ | 1440 | 2215 | Поров. | 1010-1012 | 10 – 20 | – | Нет. Минерализ. – 0,0212 г/л. Хим. состав (преобладающий): $Cl^-$ – 12,885 г/л, $Na^+$ – 6,552 мг/л |
| $K_1$ | 2215 | 2440 | Поров. | 1014 | 0 – 10 | – | Нет. Минерализ. – 0,021 г/л. Хим. состав (преобладающий): $Cl^-$ – 12,335 г/л, $Na^+$ – 6,603 г/л |
| $J_3$ | 2470 | 2590 | Поров. | 1021-1034 | 3 – 40 | – | Нет. Минерализ. – 0,045 г/л. Хим. состав (преобладающий): $Cl^-$ –- 26,475 г/л, $Na^+$ – 15,291 г/л |

Разрез представлен нефтеносным, газоносным и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2485–2495 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 450 м для эксплуатации водоносного горизонта 285–1440 м.

## 1.4 Зоны возможных осложнений.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип осложнения | Характеристика и условия возникновения |
|---|---|---|---|---|
| | От | До | | |
| $Q – K_2$ | 0 | 1440 | Поглощение бурового раствора | Интенсивность – 1 $м^3$/час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора. |
| $Q – K_2$ | 0 | 970 | Осыпи и обвалы горных пород | Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. |
| $K_2 – K_1$ | 575 | 1440 | Водопроявление | Водопроявление с плотностью флюида 1,001 г/$см^3$. Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора.. |
| $J_{2-3}$ | 2470 | 2495 | Нефтепроявление | Нефтепроявление с плотностью флюида 0,749 г/$см^3$. Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора.. |
| $Q – K_1$ | 0 | 1440 | Прихвато-опасность | Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород. |
| $K_1$ | 2130 | 2215 | Прихвато-опасность | Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород. |

Продолжение таблицы 8

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Р | 40 | 236 | Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн | Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости). |

## 1.5 Исследовательские работы

Таблица 9 – Исследовательские работы

| Наименование работ | Масштаб записи | Замеры и отборы производятся | | |
|---|---|---|---|---|
| | | на глубине | в интервале, м | |
| | | | от | до |
| 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| **В интервале кондуктора** | | | | |
| *В открытом стволе* | | | | |
| 1. Инклинометрия с совместной записью ГК | через 10 м (ГК М 1:500) | спуска кондуктора | 0 | башмак кондуктора |
| 2. Геолого-технические исследования | | по всему открытому стволу | | |
| *В обсаженном стволе* | | | | |
| 1. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД) | 1:500 | спуска кондуктора | 0 | башмак кондуктора |
| 2. Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12) | | | | |
| 3. МЛМ | | | | |
| **В интервале эксплуатационной колонны** | | | | |
| *В открытом стволе* | | | | |
| 1. Стандартный каротаж зондами А2.0М0.5Н N6.0M0.5N, кавернометрия, резистивиметрия | 1:200 | спуска эксплуатационной колонны | башмак кондуктора | |
| Инклинометрия с записью ГК | через 10 м (ГК М 1:500) | | | |
| 2. БКЗ зондами А0.4М0.Ш, А1.0М0.Ш, А4.0М0.5Н А8.0М0.5Н А0.5М2Ш, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ), ВИКИЗ | 1:200 | | кровля алымской свиты | |
| 3. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) | 1:200 | | 0 | |
| 4. Газовый каротаж | | | Башмак кондуктора-забой | |
| 5. Геолого-технические исследования | | | Башмак кондуктора-забой | |
| *В обсаженном стволе* | | | | |

Продолжение таблицы 9

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 1. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, МЛМ) | 1:200 | спуска эксплуатационной колонны | 0 | забой |
| 2. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД) | | | | |
| 3. Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ) | | | | |
| 4. Инклинометрия с записью ГК | через 10 м (ГК М 1:500) | | | |
| 5. Термометрия (ОГГ) | 1:200 | | | |
| 6. ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации | 1:200 | | | |

Примечание: Геолого-технические исследования проводятся компьютеризированной станцией геолого-технических исследований «Разрез – 2» (Сириус) в следующем объеме:

1. Вес на крюке;
2. Нагрузка на долото;
3. Давление на стояке манифольда;
4. Скорость проходки;
5. Расход бурового раствора на входе в скважину;
6. Расход бурового раствора на выходе из скважины;
7. Уровни бурового раствора в емкостях;
8. Температура бурового раствора на входе в скважину;
9. Температура бурового раствора на выходе из скважины;
10. Плотность бурового раствора в емкостях;
11. Величина оборотов ротора;
12. Величина крутящего момента ротора;
13. Положение клиньев;
14. Детальный механический каротаж;
15. Уровень бурового раствора в доливной емкости;
16. Величина момента нагрузки на машинном ключе;
17. Величина перемещения талевого блока (глубиномер);
18. Компонентное содержание углеводородных газов с хроматографа;

19. Суммарное газосодержание, легкие (С1-С3) и сумма тяжелых углеводородных газов (С4-С6) с газоанализатора «АГАТ».

# 2. Технологическая часть.

## 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины.

| Тип профиля | четырехинтервальный | | |
|---|---|---|---|
| Исходные данные для расчета | | | |
| Глубина скважины по вертикали, м | 2545 | Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м | 0,15 |
| Глубина вертикального участка скважины, м | 40 | Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град | - |
| Отход скважины, м | 363 | Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м | - |
| Длина вертикального участка интервала бурения по пласту, м | 10 | 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 | 11 |
| 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 | 2 |

| № 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 | 40 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 40 |
| 2 | 40 | 146 | 106 | 0 | 19 | 19 | 0 | 11 | 40 | 148 | 108 |
| 3 | 146 | 1890 | 1744 | 19 | 247 | 228 | 11 | 11 | 148 | 1925 | 1777 |
| 4 | 1890 | 2545 | 655 | 247 | 363 | 116 | 11 | 2 | 1925 | 2590 | 665 |
| Итого | Σ | | 2590 | Σ | | 363 | - | - | Σ | | 2590 |

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов, угля).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках:

$k_1$ = 0,005-0,270 мкм$^2$; $k_2$ = 0 мкм$^2$; $k_3$ = 0-0,010 мкм$^2$.

Средняя проницаемость – k3 = 0,15 мкм$^2$. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, ΔРпл = 0,102 МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \qquad (2.1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

30 < 718,89 МПа.

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot [K \cdot (P_{гор} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_з)], \qquad (2.2)$$

$\sigma_{сж}^{расч}$ = 2·[0,333·(585,35 – 254,49) + (254,49 –5,22)] = 718,89 МПа,

где *К* – коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$К = \mu / (1- \mu), \qquad (2.3)$$

$$К = 0,25/(1-0,25)=0,333,$$

где $\mu$ – коэффициент Пуассона (таблица 11);

Горное давление $P_{гор}$ в подошве продуктивного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{гор} = grad_i\ P_{гор} \cdot h_i \qquad (2.4)$$

$$P_{гор} = 0,23 \cdot 2495 = 585,35 \text{ МПа},$$

где $grad_i\ P_{гор}$ – градиент горного давления на i-ом интервале, МПа/м; $h_i$ – величина i-го интервала, м.

Таблица 11 – Коэффициенты Пуассона различных горных пород

| Породы | Глины пластичные | Глины плотные | Глинистые сланцы | Известняки | Песчаники | Песчаные Сланцы |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Коэффициент Пуассона μ | 0,41 | 0,30 | 0,25 | 0,31 | 0,30 | 0,25 |

Пластовое давление $P_{пл}$ в подошве продуктивного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{пл} = grad\ P^i_{пл} \cdot h_i, \qquad (2.5)$$

$$P_{пл} = 0,102 \cdot 2495 = 254,49 \text{ МПа}$$

где $grad\ P^i_{пл}$ – градиент пластового давления на i-ом интервале, МПа/м; $h_i$ – величина i-го интервала, м.

Минимальное забойное давление $P_з$ для нефтяных скважин рассчитывается по формуле:

$$P_з = \rho_н \cdot g \cdot (H_{под} – h_д), \qquad (2.6)$$

$$P_з = 640 \cdot 9,81 \cdot (2495 – 1663) = 5,22 \text{ МПа},$$

где $\rho_н$ – плотность нефти, кг/м$^3$; $g$ – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с$^2$; $H_{под}$ – глубина подошвы продуктивного пласта, м; $h_д$ – динамический уровень в скважине в конце эксплуатации, м.

Если значение динамического уровня в скважине в конце эксплуатации в исходных геологических данных («Нефтеносность по разрезу скважины») не приводится, то его значение необходимо рассчитать по формуле:

$$h_д = (2 \cdot H_{скв}) / 3, \qquad (2.7)$$

$$h_д = (2 \cdot 2495) / 3 = 1663 \text{ м}.$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

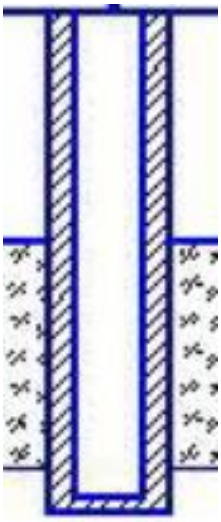


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается

вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

На рисунке 2 представлен пример совмещенного графика давлений, который строится в следующем порядке:

1. На совмещенный график давлений в соответствии с данными, представленными в таблице 6 «Давление и температура по разрезу скважины», наносятся точки градиентов пластового давления $gradP_{пл}$ и давления гидроразрыва $gradP_{гр}$, строятся кривые градиентов давлений.

2. Рассчитываются значения градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления, который рассчитывается по следующей формуле:

$$grad\mathrm{P}_{\text{бр}} = (1 + \text{к}) \cdot grad\mathrm{P}_{\text{пл}}, \qquad (2.8)$$

$k$ – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

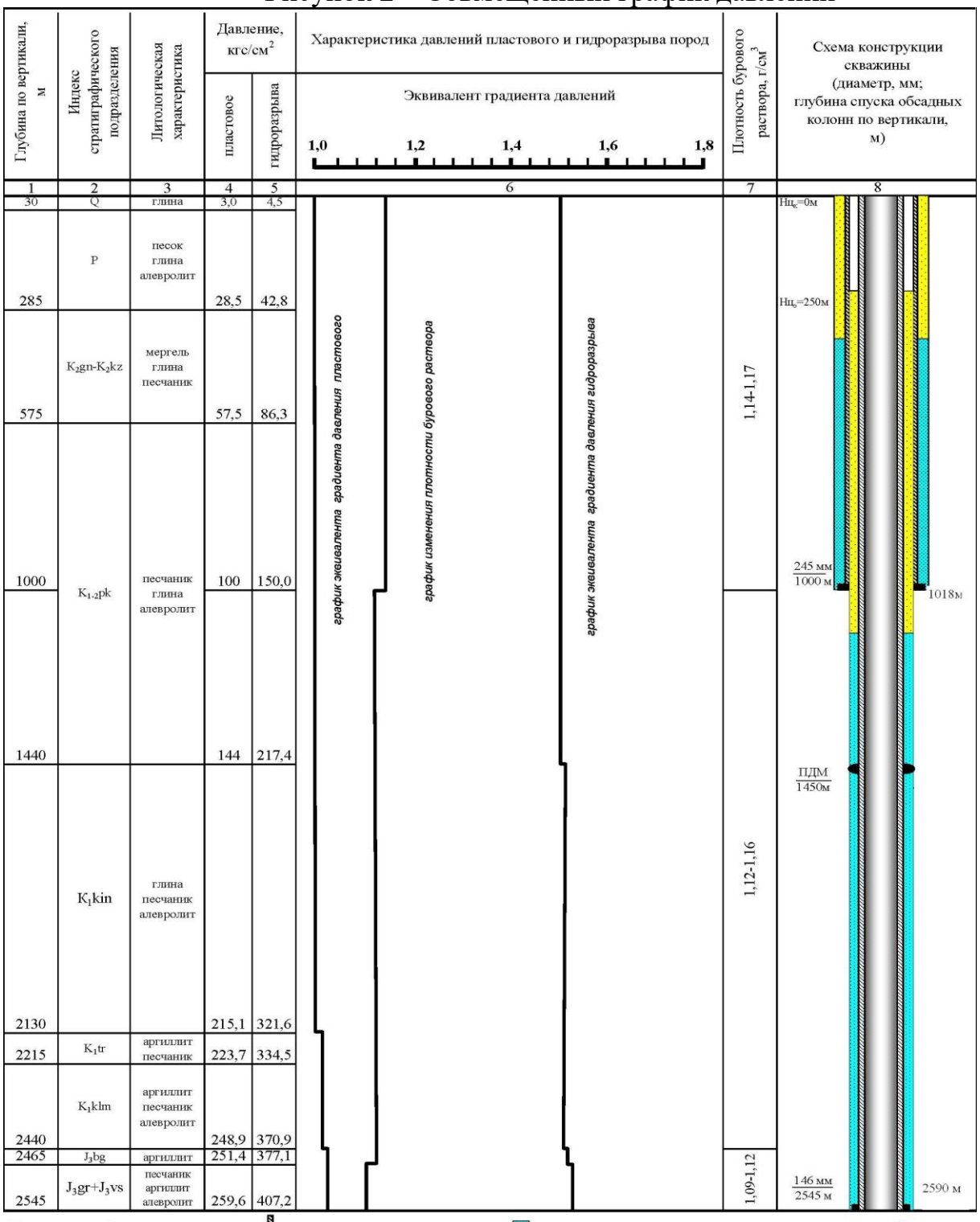
Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k$=0,1), на глубине более 1200 м на 5% ($k$=0,05).

Максимальное значение плотности бурового раствора для интервалов с разными значениями давлений гидроразрыва рассчитывается, как 0,9 от $gradP_{гр}$.

3. На график накладывается область граничных значений промывочной жидкости и выделяется штриховкой.

4. Проводится анализ совмещенного графика давления. Как видно на рисунке 3, для бурения представленной скважины до проектной глубины с соблюдением условия совместимости нет необходимости включить в предварительный вариант конструкции скважины кроме направления и кондуктора, промежуточные колонны.

Рисунок 2 – Совмещенный график давлений




**Условные обозначения:** обсадная колонна; тампонажный раствор, плотностью 1,83 г/см³; тампонажный раствор, плотностью 1,37г/см³

**Примечание:** Максимальное давление на устье скважины при закрытии ПВО в случае открытого фонтанирования пласта $Ю_1^2$vs Рву = 180 кгс/см².

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Кондуктор.

Крепление ствола скважины кондуктором диаметром 245мм производится с целью перекрытия интервалов залегания неустойчивых пород, склонных к осыпям и обвалообразованиям, обеспечения надежного перекрытия верхних водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения. С целью предупреждения возможных газопроявлений при дальнейшем углублении скважины на кондуктор устанавливается ПВО.

2. Расчет глубины спуска кондуктора

Для упрочнения пристенной зоны скважины (повышения градиента давления гидроразрыва проходимых пород) проектом предусматривается использование в КНБК вихревого устройства для очистки и кольматации стенки скважины (УОК-295,3 при бурении под кондуктор и УОК-215,9 при бурении под эксплуатационную колонну). Н.А. Шамовым выявлено, что вихревая обработка стенок скважины позволяет повысить прочность экрана в скелете породы в два раза и более. [Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.Ф. Булатов «Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации». – 1,2 Том, М.Недра 2000г.].

Расчет минимально необходимой глубины спуска кондуктора из условия предотвращения гидроразрыва пород при закрытии устья в случае возможного открытого фонтанирования горизонта $Ю_1$ при полном замещении скважинной жидкости флюидом (газом) производим по формуле:

$$H_к = \frac{1{,}05 \cdot Py \cdot L}{0{,}95 \cdot \text{grad}\, P_{грп} \cdot L - 1{,}05 \cdot (P_{пл} - P_у)} \qquad (2.9)$$

Таблица 12 – Исходные данные для расчета:

| Наименование | Обозначение | Размерность | Значение |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Градиент гидроразрыва пород, залегающих в предполагаемом интервале (расчетный) | $\text{grad}\, P_{грп}1$ | кгс/см$^2$/м | 0,15 |
| Градиент гидроразрыва пород, залегающих в предполагаемом интервале после упрочнения | $\text{grad}\, P_{грп}$ | кгс/см$^2$/м | 0,25 |

Продолжение таблицы 12

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| Пластовое давление проявляющего пласта | Рпл | кгс/см2 | 253 |
| Глубина кровли проявляющего пласта | L | м | 2485 |
| Устьевое давление при закрытом ПВО (по промысловым данным) | Ру | кгс/см$^2$ | 180,0 |
| Минимально необходимая глубина спуска колонны (расчетная) | Нк | м | 914,57 |

Исходя из опыта бурения разведочных скважин на Приобском месторождении и проведенных расчетов глубину спуска кондуктора принимаем 1000 м. по вертикали (1018 м. по стволу) с установкой башмака в глины покурской свиты.

3. Эксплуатационная колонна

Эксплуатационная колонна диаметром 146,1мм спускается на глубину 2545м по вертикали (2590 м. по стволу) и цементируется в две ступени с применением пакера двухступенчатого и манжетного цементирования для предотвращения гидроразрыва пород в процессе цементирования и обеспечения необходимой высоты подъема тампонажной смеси. Первая - с применением расширяющихся тампонажных материалов в интервале продуктивных пластов, вторая - с применением цемента нормальной плотности и облегченного цемента. Для снижения негативного влияния давления столба тампонажного раствора на продуктивный пласт пакер устанавливается с максимальным приближением к нему, при этом установка пакера целесообразна в плотных породах разреза скважины.

Таблица 13 – Число обсадных колонн и глубины их спуска

| Название колонны | Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм. | Диаметр колонны, мм. | Интервал спуска, м | |
|---|---|---|---|---|
| | | | по вертикали | по стволу |
| 1. Кондуктор | 295,3 | 244,5 | 0 – 1000 | 0 – 1018 |
| 2. Эксплуатационная | 215,9 | 146 | 0 – 2545 | 0 – 2590 |

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы

цементирования:

1. Направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину.

2. Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.

3. При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн. В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства.

Таблица 14 – Интервалы цементирования обсадных колонн

| Название колонны | Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм. | Диаметр колонны, мм. | Интервал цементирования, м | |
|---|---|---|---|---|
| | | | по вертикали | по стволу |
| 1. Кондуктор | 295,3 | 244,5 | 0 – 1000 | 0 – 1018 |
| 2. Эксплуатационная | 215,9 | 146 | 250 – 2545 | 254 – 2590 |

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк\ н}$, который принимается в зависимости от ожидаемого притока, планируемого диаметра керна и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 15.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи (100 $м^3$/сут нефти) – 146,1 мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного

размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк\ д}$ расч для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{эк\ д\ расч} \geq D_{эк\ м} + \Delta, \qquad (2.10)$$

$D_{эк\ д\ расч} \geq$ 166+ 20 , выбираем долото диаметром – 215,9 мм.

где $D_{эк\ м}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы [5], мм; $\Delta$ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм (таблица 16).

Таблица 15 – Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

| Нефтяная скважина | | Газовая скважина | |
|---|---|---|---|
| Суммарный дебит, $м^3$/сут | Ориентировочный диаметр, мм | Суммарный дебит, тыс. $м^3$/сут | Ориентировочный диаметр, мм |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| <40 | 114,3 | <75 | 114,3 |
| 40–100 | 127,0; 139,7 | 75–250 | 114,3–146,1 |
| 100–150 | 139,7; 146,1 | 250–500 | 146,1–177,8 |
| 150–300 | 168,3; 177,8 | 500–1000 | 168,3–219,1 |
| >300 | 177,8; 193,7 | 1000–5000 | 219,1–273,1 |

Далее выбирается ближайший диаметр долота $D_{эк\ д}$ в сторону увеличения рассчитанного значения. Рекомендуемые диаметры шарошечных долот (рекомендуются при бурении под направление) и долот PDC (рекомендуются для бурения под последующие колонны) представлены в таблице 17. Величины диаметров долот иностранного производства представлены в соответствующих каталогах на сайтах производителей.

Таблица 16 – Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

| Условный диаметр обсадных труб, мм | Разность диаметров, мм |
|---|---|
| 1 | 2 |
| 114,127<br>140,146<br>168, 178, 194, 219, 245,<br>273, 299 | 15<br>20<br>25<br>35 |

Продолжение таблицы 16

| | |
|---|---|
| 324, 340, 351, 377, 426 | 39–45 |

Таблица 17 – Рекомендуемые значения диаметров долот

| Тип долота | Диаметры, мм |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Шарошечное долото | 139,7; 158,7; 161; 190,5; 200; 215,9; 222,3; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 349,2; 393,7; 444,5 |
| Долото PDC | 139,7; 152,4; 165,1; 188,9; 190,5; 214,3; 215,9; 220,7; 243; 269,9; 295,3; 311,2; 393,7 |

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{k\ вн}$ определяется по формуле:

$$D_{к\,вн} = D_{эк\,д} + (10 \div 14), \qquad (2.11)$$

$$D_{k\,вн} = 215{,}9 + 10 = 225{,}9 \text{ мм}.$$

где $D_{эк\,д}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм; *(10÷14)* – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора $D_{к\ нар}$ производится по результатам расчёта из [5]

Выбираем диаметр кондуктора 245 мм.

Расчетный диаметр долота $D_{к\ д\ расч}$ для бурения под кондуктор рассчитывается по формуле (2.10.):

$D_{к\,д\,расч} \geq 245 + 25$ , выбираем долото диаметром – 295,3 мм.

На основании выполненных расчетов необходимо изобразить схему конструкции скважины (пример схемы конструкции скважины представлен в сводной таблице 18.

Таблица 18 – Конструкция скважины

| Наименование обсадной колонны | Интервал установки по вертикали, м | | Интервал установки по стволу, м | | Интервал цементирования по вертикали, м | | Интервал цементирования по стволу, м | | Диаметр обсадной колонны, мм | Диаметр долота, мм |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от | до | о | до | от | до | от | до | | |

Продолжение таблицы 18

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Кондуктор | 0 | 1000 | 0 | 1018 | 0 | 1000 | 0 | 1018 | 244,5 | 295,3 |
| Эксплуатационная колонна | 0 | 2545 | 0 | 2590 | 250 | 2545 | 254 | 2590 | 146,1 | 215,9 |

### 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

Величина максимального устьевого давления составляет 18,0 Мпа (по промысловым данным).

Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862-90.

При выборе конкретной ОП, устанавливаемого на кондуктор либо техническую колонну, условный диаметр определяется с учетом прохода долота для бурения последующей колонны.

В соответствии с указанным выше ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 – с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3–10 – с гидравлическим приводом превенторов.

Пятую схему применяют при вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Следовательно, принимаем пятую схему обвязки ОП

- ПВО ОП5 – 180/80х35 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.
- колонная головка – ОКК1–21–146х245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

## 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. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Способы бурения по интервалам скважины

| Интервал, м | | Обсадная колонна | Способ бурения |
|---|---|---|---|
| по вертикали | по стволу | | |
| 0-40 | 0-40 | Направление | Роторный |
| 40-1000 | 40-1018 | Кондуктор | С применением ГЗД (турбобур) |
| 1000-2590 | 1018-2950 | Эксплуатационная колонна | С применением ГЗД(турбобур) |

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

| Интервал по стволу, м. | | 0-1018 | 1018-2258 | 2258-2590 |
|---|---|---|---|---|
| Шифр долота | | БИТ 295,3 ВТ 419 СР | БИТ 215,9 В 516 У | БИТ 215,9 ВТ 613 |
| Тип долота | | PDC | | |
| Диаметр долота, мм | | 295,3 | 215,9 | 215,9 |
| Тип горных пород | | М, МС | С | СЗ, Т |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | З-152 | З-117 | З-117 |
| | API | $6^{5}/_{8}$Reg | $4^{1}/_{2}$Reg | $4^{1}/_{2}$Reg |
| Длина, мм. | | 390 | 385 | 385 |
| Масса, кг | | 68 | 35 | 35 |
| G, т | Рекомендуемая | 2-10 | 2-10 | 2-10 |
| | Предельная | 10 | 10 | 10 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 80-440 | 60-400 | 60-400 |
| | Предельная | 440 | 400 | 400 |

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

Для интервала бурения 0 – 40 м. под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета [13]

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

| Интервал | 0-1018 | 1018-2258 | 2258-2590 |
|---|---|---|---|
| Исходные данные | | | |
| α | 1 | 1 | 1 |
| $P_{ш}$, кг/см$^2$ | 1000 | 1900 | 2350 |
| $D_{д}$, см | 29,53 | 21,59 | 21,59 |
| $k_{т}$ | 29 | 29 | 29 |
| $D_{с}$,мм | 19 | 16 | 13 |
| q, кН/мм | 0,2 | 0,4 | 0,5 |
| $G_{пред}$, кН | 98 | 98 | 98 |
| Результаты проектирования | | | |
| $G_1$, кН | 16,5 | 26,4 | 26,6 |
| $G_2$, кН | 59,1 | 86,4 | 108 |
| $G_3$, кН | 78,4 | 78,4 | 78,4 |
| $G_{проект}$, кН | 60,0 | 75,0 | 75,0 |

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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 вертикального участка 0–40 м. проектируется скорость вращения 65-80 об./мин., а под эксплуатационную колонну (1018-2590 м.) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с

расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

| Интервал | | 0-1018 | 1018-2258 | 2258-2590 |
|---|---|---|---|---|
| Исходные данные | | | | |
| $V_л$, м/с | | 2 | 1,5 | 1 |
| $D_д$ | м | 0,2953 | 0,2159 | 0,2159 |
| | мм | 295,3 | 215,9 | 215,9 |
| dш,мм. | | 191,9 | 140,3 | 140,3 |
| $T_0$,час. | | 27,6 | 20,2 | 20,2 |
| τ, мс | | 3,5 | 4 | 4,4 |
| z | | 24 | 22 | 22 |
| α | | 0,8 | 0,6 | 0,4 |
| Результаты проектирования | | | | |
| $n_1$, об/мин | | 129 | 156 | 132 |
| $n_2$, об/мин | | 464 | 443 | 403 |
| $n_3$, об/мин | | 493 | 388 | 421 |
| $n_{проект}$, об/мин | | 140 | 110 | 85 |

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 300-1100 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается турбобур 3ТСШ1-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-195, 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.

В таблице 23 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 23 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

| Интервал | | 0-40 | 40-1018 | 1018-2590 |
|---|---|---|---|---|
| Исходные данные | | | | |
| $D_д$ | м | Не требуется | 0,2953 | 0,2159 |
| | мм | | 295,3 | 215,9 |
| $G_{ос}$, кН | | | 75 | 75 |
| Q, Н*м/кН | | | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | |
| $D_{зд}$, мм | | Не требуется | 240 | 195 |
| $M_р$, Н*м | | | 298 | 258 |
| $M_о$, Н*м | | | 148 | 108 |
| $M_{уд}$, Н*м/кН | | | 2 | 2 |

В таблице 24 приведены технические характеристики запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 24 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТО-240 | 40-148 | 240 | 10,2 | 2506 | 45 | 420 | 1,9 |
| 3ТСШ1-240 | 148-1018 | 240 | 24,5 | 5975 | 32 | 440 | 2,7 |
| 3ТСШ1-195 | 1018-1925 | 195 | 6,8 | 4790 | 30 | 380 | 1,5 |
| Д2-195 | 1925-2590 | 195 | 6,2 | 1,03 | 32 | 100 | 8,6 |

### 2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного

двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 25 и 26.

Таблица 25 – Проектирование расхода бурового раствора

| Интервал | 0-1018 | 1018-2590 |
|---|---|---|
| Исходные данные | | |
| $D_д$, м | 0,2953 | 0,2159 |
| K | 0,65 | 0,65 |
| $K_к$ | 1,4 | 1,3 |
| $V_{кр}$, м/с | 1,50 | 0,50 |
| $V_м$, м/с | 0,0050 | 0,0050 |
| $d_{бт}$, м | 0,147 | 0,147 |
| $d_{мах}$, м | 0,240 | 0,195 |
| $d_{нмах}$, м | 0,0111 | 0,0056 |
| n | 5 | 6 |
| $V_{кпмин}$, м/с | 1,5 | 1,5 |
| $V_{кпмах}$, м/с | 0,5 | 0,5 |
| $\rho_{см} - \rho_р$, Н/м$^3$ | 200,00 | 200,00 |
| $\rho_р$, Н/м$^3$ | 11466,00 | 10976,00 |
| $\rho_п$, Н/м$^3$ | 24000 | 24000 |
| Результаты проектирования | | |
| $Q_1$, м$^3$/с | 0,044 | 0,024 |
| $Q_2$, м$^3$/с | 0,046 | 0,027 |
| $Q_3$, м$^3$/с | 0,076 | 0,054 |
| $Q_4$, м$^3$/с | 0,039 | 0,015 |
| $Q_5$, м$^3$/с | 0,033 | 0,025 |
| $Q_6$, м$^3$/с | 0,032 | 0,028 |
| Дополнительные проверочные расчеты | | |
| $Q_{табл}$, м$^3$/с | 0,032 | 0,03 |
| $\rho_{табл}$, кг/м$^3$ | 1000 | 1000 |
| $\rho_{бр}$, кг/м$^3$ | 1170 | 1120 |
| M, Н*м | 298 | 258 |
| $M_{табл}$, Н*м | 2700 | 1500 |
| m | 2 | 1 |
| n | 0,9 | 0,9 |
| $Q_н$, м$^3$/с | 0,0268 | 0,0306 |
| $Q_{пров1}$, м$^3$/с | 0,010 | 0,012 |
| $Q_{пров2}$, л/с | 0,048 | 0,028 |

Таблица 26 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

| Интервал | 0-1018 | 1018-2590 |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Исходные данные | | |
| $Q_1$, л/с | 0,044 | 0,024 |
| $Q_2$, л/с | 0,046 | 0,027 |
| 1 | 2 | 3 |
| $Q_3$, л/с | 0,076 | 0,054 |
| $Q_4$, л/с | 0,039 | 0,015 |
| $Q_5$, л/с | 0,033 | 0,025 |
| $Q_6$, л/с | 0,032 | 0,028 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | |
| ΔQ, л/с | >0,032-0,046 | >0,03-0,027 |
| | <0,076 | <0,054 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | |
| Q, л/с | 0,048 | 0,028 |
| Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе) | | |
| $Q_{тн}$, л/с | 0,032 | 0,03 |
| $\rho_1$, кг/м$^3$ | 1000 | 1000 |
| $\rho_{бр}$, кг/м$^3$ | 1170 | 1120 |
| $M_{тм}$, Н*м | 2991 | 2009 |
| $M_{тб}$, Н*м | 3499 | 2250 |

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит ив компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Последовательно расположенные секции БТ одного наружного диаметра - ступень КБТ.

Бурильная колонна предназначена в общем случае для:

1. Передачи вращения от ротора к долоту;

2. Восприятия реактивного момента забойного двигателя;

3. Подвода промывочной жидкости к забойному двигателю, долоту, забою скважины;

4. Создания осевой нагрузки на долото;

5. Подъема и спуска долота и забойного двигателя;

6. Проведения вспомогательных работ.

Исходя из назначения, требования к бурильной колонне сводятся к следующим:

1. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки.

2. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причем с минимальными гидравлическими потерями.

3. Минимальные затраты времени при спуско-подъемных операциях, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В процессе бурения на бурильную колонну действуют различные силы и моменты. К ним в общем случае относятся:

– растягивающие силы от собственного веса;

– растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте;

– силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости;

– силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения);

– силы инерции как самой колонны, так и промывочной жидкости;

– изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины;

– осевая сжимающая сила в нижней части колонны;

– крутящий момент при вращении колонны;

– изгибающей момент за счет потери колонной прямолинейной формы;

– динамические составляющие продольных и поперечных сил, изгибающего и крутящего моментов за счет различного рода колебаний колонны.

Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

В связи с тем, что при проектировании и расчетах бурильной колонны практически невозможно учесть все нагрузки, а некоторые из них не поддаются точному определению, поэтому рассматриваются только основные, наиболее существенные и опасные. К их числу относятся растягивающие силы, крутящий и изгибающие моменты, наружное и внутреннее избыточные давления промывочной жидкости [21].

Максимальная растягивающая нагрузка в колонне имеет место в верхней части, а сжимающая – в нижней. Максимальный крутящий момент приложен к колонне в верхней части при роторном способа бурения, и в нижней – при бурении с забойными двигателями. Максимальный изгибающий момент за счет потери колонны прямолинейной формы приложен в нижней части.

Однако в связи с тем, что колонна составлена из бурильных труб разного диаметра с разной толщиной стенки, напряжения, возникающие в них, даже при нагрузках меньших, чем максимальные, могут превысить допустимые. Поэтому необходимо проводить расчеты напряжений для опасных сечений и сравнивать их о допустимыми для материала используемых бурильных труб.

При проектировании компоновки бурильной колонны пользуются следующими типоразмерами труб: так как бурение ведется долотом с диаметром 0,2445 м, то принимается наружный диаметр УБТ первой ступени равный 0,178 м, внутренний диаметр 0,09 м; диаметр УБТ второй ступени, для плавного перехода к колонне бурильных труб, принимается равным 0,146

м с внутренним диаметром 0,068 м. Для первой ступени компоновки бурильных труб (КБТ) используются трубы ТБПВ, так как они наиболее подходят для бурения турбинным способом и конкретно для наклонно направленных скважин. По табл. 2 [21] выбираются трубы ТБПВ с наружным диаметром 0,127 м, толщиной стенки 9,2 мм и группой прочности Л, тип замкового соединения ЗП – 168 – 70. Для уменьшения веса КБТ во второй ступени применяются легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) с наружным диаметром 0,147 м (см. табл. 2 [21]) с толщиной стенки 11 мм и группой прочности Д16Т, тип замкового соединения ЗЛ – 172.

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 27-28.

В таблице 29 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 27 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
|---|---|---|---|---|
| 1 | УБТС-2 | 203 | 24 | 5150,4 |
| 1 | УБТС-2 | 178 | 72,0 | 11232 |
| 2 | УБТС-2 | 146 | 8 | 824 |
| Бурильные трубы | | | | |
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | ПК | 127 | 1000 | 26710 |
| 2 | ЛБТ | 147 | 1525 | 25925 |

Таблица 28 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| **Расчет на наружное избыточное давление** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| $P_н$, кгс/мм$^2$ | 3,99 | | Выполняется условие запаса прочности (n>1,15) | | |
| $P_{кр}$, кгс/мм$^2$ | 9,36 | | **Да** | Нет | |
| $P_{кр}$/ $P_н$ | 2,35 | | | | |
| **Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя** | | | | | |
| ***участок (интервал по стволу 2590-1925м.) представляет собой участок спада с 11-2 град.*** | | | | | |
| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см$^3$ | $\gamma_{ст}$, гс/см$^3$ | $Q_Б$, кгс |
| 2 | 1528,8 | 72 | 10,98 | 76,93 | 94363 |
| 1 | 1009,4 | 8 | 10,98 | 76,93 | 6923 |
| | E, кгс/мм$^2$ | I, м$^4$ | S, м | $D_з$, мм | D, мм |
| | 2,039 | 0,0593 | 12,5 | 162 | 127 |
| $\Psi^+$/ $\Psi^-$ | 0,474 | | $Q_р$, кгс | 147 077 | |
| α | 0,9 | | $M_{итах}$ | 3402 | |
| μ | 0,3 | | W, см$^3$ | 0,091 | |
| R, м | 563 | | [σ], кгс/мм$^2$ | 52,81 | |
| $Q_К$, кгс | 101 286 | | $\sigma_э$, кгс/мм$^2$ | 47,03 | |
| $\sigma_р$, кгс/мм$^2$ | 43,3 | | | | |
| Выполняется условие $\sigma_э$ > [σ] | | | | **Да** | Нет |
| ***участок (интервал по стволу 1925-148м.) представляет собой наклонный участок (11 град.)*** | | | | | |
| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см$^3$ | $\gamma_{ст}$, гс/см$^3$ | $Q_Б$, кгс |
| 2 | 261,8 | 417 | 10,98 | 76,93 | 93589 |
| 1 | 166,6 | 1360 | 10,98 | 76,93 | 194237 |
| | E, кгс/мм$^2$ | I, м$^4$ | S, м | $D_з$, мм | D, мм |
| | 0,204 | 0,1093 | 12,5 | 172 | 147 |
| $\Psi^+$/ $\Psi^-$ | | | $Q_р$, кгс | 343 866 | |
| α | | | $M_{итах}$ | 11721 | |
| μ | 0,3 | | W, см$^3$ | 0,094 | |
| R, м | 382 | | [σ], кгс/мм$^2$ | 327,86 | |
| $Q_К$, кгс | 147 077 | | $\sigma_э$, кгс/мм$^2$ | 85,72 | |
| $\sigma_р$, кгс/мм$^2$ | 73,2 | | | | |
| Выполняется условие $\sigma_э$ > [σ] | | | | **Да** | Нет |
| ***участок (интервал по стволу 148-40м.) представляет собой участок набора угла с 11-0 град.*** | | | | | |
| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см$^3$ | $\gamma_{ст}$, гс/см$^3$ | $Q_Б$, кгс |
| 2 | 166,6 | 108 | 10,98 | 76,93 | 15425 |
| | E, кгс/мм$^2$ | I, м$^4$ | S, м | $D_з$, мм | D, мм |
| | 0,204 | 0,1093 | 12,5 | 172 | 147 |
| $\Psi^+$/ $\Psi^-$ | 2,050 | | $Q_р$, кгс | 424 750 | |
| α | 0,7 | | $M_{итах}$ | 14478 | |
| μ | 0,3 | | W, см$^3$ | 0,094 | |
| R, м | 382 | | [σ], кгс/мм$^2$ | 327,86 | |
| $Q_К$, кгс | 343 866 | | $\sigma_э$, кгс/мм$^2$ | 105,86 | |

Продолжение таблицы 28

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| $\sigma_р$, кгс/мм$^2$ | 90,4 | | | | |
| Выполняется условие $\sigma_э > [\sigma]$ | | | | **Да** | Нет |
| | | | | | |
| ***участок (интервал по стволу 40-0м.) представляет собой вертикальный участок*** | | | | | |
| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см$^3$ | $\gamma_{ст}$, гс/см$^3$ | $Q_Б$, кгс |
| 2 | 166,6 | 40 | 10,98 | 76,93 | 5713 |
| Σ | | | | | 5713 |
| $Q_к$, кгс | 424 750 | | Выполняется условие запаса прочности (n>1,4) | | |
| K | 1,15 | | | | |
| ΔP, кгс | 44,87 | | **Да** | Нет | |
| $F_k$, мм$^2$ | 12266 | | | | |
| $\sigma_т$, кгс/мм$^2$ | 459 | | | | |

**Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб**

| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см$^3$ | $\gamma_{ст}$, гс/см$^3$ | $Q_Б$, кгс |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 166,6 | 1525 | 10,98 | 35,47 | 175417 |
| Σ | | | | | 175417 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| $Q'_{тк}$, кгс | 1 180 000 | Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м | 3337 |
| $Q_{КНБК}$, кгс | 14 798 | | |
| n | 1,9 | | |
| $q_m$, кгс/м | 166,6 | | |
| $K_т$ | 1 | | |
| K | 1,15 | Максимальная длина секции бурильных труб, м | 17062 |
| n | 1,45 | | |
| $F_k$, мм$^2$ | 12266 | | |
| $\sigma_т$, кгс/мм$^2$ | 459 | | |

Таблица 29 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса, т | Длина, м | Назначение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | от | до | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 0 | 40 | БИТ 295,3 ВТ 419 СР | 0,09 | 0,4 | Бурение вертикального участка под кондуктор |
| | | | Калибратор 8К 295,3 МС | 0,29 | 0,9 | |
| | | | ЦС 295,3 МСТ | 0,28 | 1,1 | |
| | | | УБТС2-203 | 8,07 | 37,6 | |
| Σ | | | | 8,73 | 40 | |
| 2 | 40 | 148 | БИТ 295,3 ВТ 419 СР | 0,09 | 0,4 | Бурение под кондуктор с набором зенитного угла |
| | | | Калибратор 8К 295,3 МС | 0,29 | 0,9 | |
| | | | УОК-295 (вихревое устройство для очитски и кольматации стенок скважины) | 0,07 | 0,4 | |
| | | | ТО-240 | 2,53 | 10,6 | |
| | | | П 171/147 (переводник) | 0,06 | 0,5 | |

Продолжение таблицы 29

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | ГОСТ 7360-82 | | | |
| | | | КОБ-195 (обратный клапан) | 0,06 | 0,4 | |
| | | | магнитный переводник | 0,28 | 1,1 | |
| | | | ЗИС-4М | 0,7 | 6 | |
| | | | УБТС2-203 | 10,3 | 48 | |
| Σ | | | | 14,38 | 68,3 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2 | 148 | 1018 | БИТ 295,3 ВТ 419 СР | 0,09 | 0,4 | Бурение под кондуктор на участке стабилизации зенитного угла |
| | | | Калибратор 8К 295,3 МС | 0,29 | 0,9 | |
| | | | УОК-295 | 0,07 | 0,4 | |
| | | | 3ТСШ1-240 (1секция) | 2,48 | 10 | |
| | | | П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82 | 0,06 | 0,5 | |
| | | | КОБ-195 (обратный клапан) | 0,06 | 0,4 | |
| | | | ЦС 295,3 МСТ | 0,28 | 1,1 | |
| | | | УБТС2-203 | 10,3 | 48 | |
| Σ | | | | 13,63 | 61,7 | |
| 3 | 1018 | 1925 | БИТ 215,9 В 516 У | 0,04 | 0,4 | Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации зенитного угла |
| | | | Калибратор 10КСИ 215,9 СТК | 0,06 | 0,48 | |
| | | | УОК-215,9 | 0,03 | 0,4 | |
| | | | 3ТСШ1-195 (3 секции) | 4,79 | 25,7 | |
| | | | КОБ-178 (обратный клапан) | 0,06 | 0,4 | |
| | | | ЦС 214 МСТ | 0,14 | 1,1 | |
| | | | УБТС2-178 | 11,23 | 72 | |
| | | | УБТС2-146 | 0,82 | 8 | |
| Σ | | | | 17,17 | 108,48 | |
| 3 | 1925 | 2590 | БИТ 215,9 ВТ 613 | 0,04 | 0,4 | Бурение под эксплуатационную колонну на участке снижения зенитного угла |
| | | | Д2-195 | 1,35 | 7,68 | |
| | | | П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82 | 0,06 | 0,5 | |
| | | | КОБ-195 (обратный клапан) | 0,06 | 0,4 | |
| | | | УБТС2-178 | 11,23 | 72 | |
| | | | УБТС2-146 | 0,82 | 8 | |
| Σ | | | | 13,56 | 88,98 | |

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них – обеспечение быстрого

углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми горными породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяется составом дисперсной среды.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются в первую очередь, учитывая геологические условия.

Исходя из опыта бурения в Западной Сибири, с лучшей стороны показывает себя полимерглинистый раствор. Параметры, необходимые для качественного бурения и вскрытия продуктивных горизонтов, этим раствором выдерживаются. Соотношение цены и качества приемлемо. Для приготовления бурового раствора используются: глина бентонитовая марки ПБМА, техническая вода и необходимый комплексный набор химических реагентов. В качестве химреагентов используют: ; КМЦ марки Габроил HV – высоковязкая полианионная целлюлоза, применяется для снижения фильтрации и увеличения вязкости бурового раствора; сайпан – относится к классу полиакриламидных реагентов, предназначен для снижения фильтрации пресных растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективно стабилизирует вязкость буровых растворов, образует по всей поверхности ствола прочную корку, эффективно уменьшающую фильтрацию раствора; нитрилтриметилфосфоновую кислоту (НТФ) – фосфоновый комплексон, применяется как разжижитель пресных неингибированных растворов; кальцинированная сода (карбонат натрия), применяется для связывание агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми и хлормагниевыми водами и цементом, также применяется также как химический диспергатор глин и для регулирования pH бурового раствора; ФК – 2000 состоит из анионных, неионогенных поверхностно-активных веществ и полезных добавок,

применяется как профилактическая антиприхватная смазочная добавка; ПКД - 515 – гармоничная сочетающаяся композиция неионогенного ПАВ, азотосодержащей добавки и растворителя, предназначен для снижения негативного влияния буровых растворов и других технологических жидкостей на проницаемость продуктивных горизонтов.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 1998 года давление столба промывочной жидкости должно превышать Рпл на глубине 0 – 1200 метров на 10 – 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 – 2500 м на 7 – 10%, но не более 2,5 МПа, на глубине 2500 – 2850 м на 7 – 4%, но не более 3,5 МПа (по вертикали). Пластовое давление рассчитывается по формуле:

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 30. В таблице 31 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 3 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 30 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

| Исходные данные | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Интервал бурения (по стволу), м | | k | $P_{пл}$, МПа | H, м | g, м/с$^2$ | $\rho_{бр}$, кг/м$^3$ | $\rho_{гп}$, кг/м$^3$ | K | d, м |
| от | до | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 0 | 1018 | 1,1 | 9,8 | 1000 | 9,81 | 1170 | 2204 | 1,5 | 0,015 |
| 1018 | 2523 | 1,05 | 24,8 | 2476 | 9,81 | 1160 | 2320 | 1,5 | 0,008 |
| 2523 | 2590 | 1,05 | 25,9 | 2590 | 9,81 | 1120 | 2330 | 1,5 | 0,003 |

| Результаты проектирования | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Интервал бурения (по стволу), м | | Плотность, г/см$^3$ | СНС$_1$, дПа | СНС$_{10}$, дПа | Условная вязкость, сек | Водоотдача, см$^3$/30 мин | pH | Содержание песка, % | ДНС, Па | ПВ, мПа*с |
| от | до | | | | | | | | | |
| 0 | 1018 | 1,17 | 20 | 40 | 25 | 8,1 | 7-8 | 2 | 25 | 15 |
| 1018 | 2523 | 1,16 | 15 | 30 | 24 | 8,2 | 8-9 | 2 | 20 | 15 |
| 2523 | 2590 | 1,12 | 15 | 30 | 24 | 8,4 | 8-9 | 2 | 20 | 15 |

Таблица 31 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

| Интервал (по стволу), м | | Название (тип) бурового раствора и его компонентов |
|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | |
| 0 | 1018 | Полимерглинистый<br>Вода пресная, Глинопорошок,Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, ФК-2000 |
| 1018 | 2523 | Полимерглинистый<br>Вода пресная, Глинопорошок,Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000 |
| 2523 | 2590 | Полимерглинистый<br>Вода пресная, Глинопорошок,Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000 |

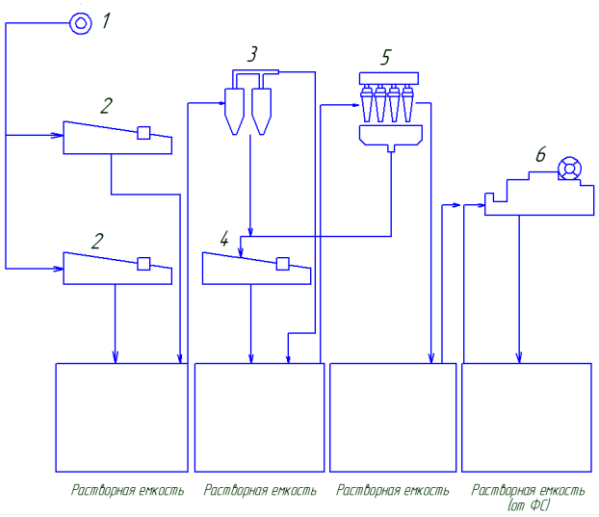



Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

### 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Цель составления гидравлической программы бурения – определение рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку долот, при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими особенностями вскрываемого интервала, энергетическими, техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого инструмента.

Расчет производится по методике, предложенной в [16].

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 32, а в таблице 33 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 32 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

| H (по стволу), м | $d_д$, м | K | $P_{пл}$, МПа | $P_{гд}$, МПа | $\rho_п$, кг/м$^3$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 2590 | 0,2159 | 1,3 | 25,9 | 57,2 | 24000 |
| Q, м$^3$/с | Тип бурового насоса | Vм, м/с | $\eta_п$, Па·с | $\tau_т$, Па | $\rho_{пж}$, Н/м$^3$ |
| 0,028 | УНБ-600 | 0,005 | 0,015 | 20 | 10976 |
| КНБК | | | | | |
| Элемент | $d_н$, м | L, м | | $d_в$, м | |
| УБТС2-178 | 0,178 | 72 | | 0,08 | |
| УБТС2-146 | 0,146 | 8 | | 0,08 | |
| ПК 127-9 Д | 0,127 | 1000 | | 0,109 | |
| АБТ-147 | 0,147 | 1525 | | 0,125 | |
| 3ТСШ1-195 | 0,195 | 6,8 | | | |

Таблица 33 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

| $\rho_{кр}$, кг/м$^3$ | φ | $d_с$, м | Vкп, м/с | $\Delta P_{зд}$, МПа | $\Delta P_о$, МПа |
|---|---|---|---|---|---|
| 1450 | 0,989 | 0,28067 | 0,569 | 4,4 | 1,6 |
| $\Delta P_г$, МПа | $\Delta P_р$, МПа | Vд, м/с | Ф, м$^2$ | d, мм | ΔРд, МПа |
| 3,6 | 10 | 128 | 0,00034 | 8,7 | |
| КНБК | | | | | |
| Кольцевое пространство | | | | | |
| Элемент | Rекр | Re кп | Sкп | ΔРкп,Мпа | ΔРмк,Мпа |
| УБТС2-178 | 24507 | 254213 | 140 | 0,05 | - |
| УБТС2-146 | 32795 | 193807 | 220 | 0,004 | - |
| ПК 127-9 Д | 37873 | 169845 | 269 | 0,391 | 0,018 |
| АБТ-147 | 32531 | 195257 | 217 | 0,682 | 0,02 |
| 3ТСШ1-195 | 20263 | 304658 | 102 | 0,006 | - |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Внутри труб | | | | | |
| Элемент | Rекр | Re т | λ | ΔРт, Мпа | |
| УБТС2-178 | 18876 | 326251 | 0,0276 | 0,212 | |
| УБТС2-146 | 18876 | 326251 | 0,0276 | 0,024 | |
| ПК 127-9 Д | 26117 | 239450 | 0,0258 | 0,586 | |
| АБТ-147 | 30253 | 208800 | 0,0251 | 0,438 | |
| 3ТСШ1-195 | - | - | | | |

### 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна в данном проекте не предусматривается.

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

Все предусмотренные проектным заданием работы на завершающем этапе бурения объединяют единым термином «заканчивание скважин». Поэтому под заканчиванием скважин понимают комплекс технологических процессов от начала вскрытия продуктивных пластов бурением до окончания их освоения. Этот комплекс включает:

– первичное вскрытие продуктивных работ посредством бурения ствола;

– испытание пластов в период бурения;

– крепление ствола скважины и разобщение пластов обсадными трубами и тампонажными материалами;

– создание фильтра между продуктивными пластами и скважиной;

– вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией;

– вызов притока флюида из продуктивных пластов;

– исследование эксплуатационных характеристик продуктивных пластов.

Все эти процессы включают многочисленные операции как систематические применяемые при бурении (СПО, промывка, регулирование свойств раствор и др.), так и специфические (спуск эксплуатационной колонны, сооружение фильтра, приготовление специальных растворов, цементирование колонны).

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое $P_Н$ (наружное давление) и действует давление внутри колонны $P_В$ (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{НИ}$. В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{НИ} = P_Н - P_В$; $P_{НИ} \Rightarrow \max$. Имеются три таких случая.

Исходные данные к расчету представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

| Параметр | Значение | Параметр | Значение |
|---|---|---|---|
| плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, *кг/м*$^3$ | 1000 | плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, *кг/м*$^3$ | 1050 |
| плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, *кг/м*$^3$ | 1400 | плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, *кг/м*$^3$ | 1900 |
| плотность нефти $\rho_н$, *кг/м*$^3$ | 700 | глубина скважины по вертикали, *м* | 2545 |
| высота столба буферной жидкости $h_1$, *м* | 250 | высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$, *м* | 600 |
| высота цементного стакана $h_{ст}$, *м* | 10 | динамический уровень скважины $h_д$, *м* | 2000 |

***1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении***

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

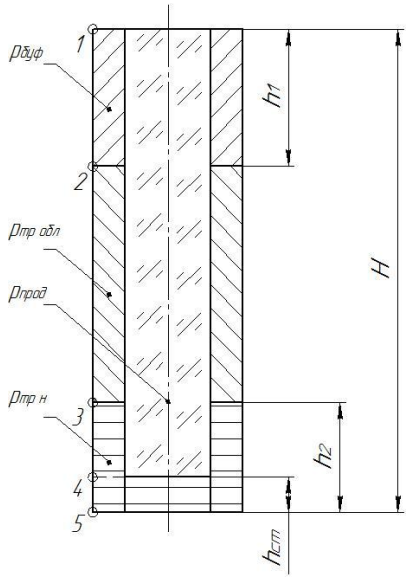



Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

***2 случай: конец эксплуатации скважины***

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до

поверхности) для эксплуатационной колонны.

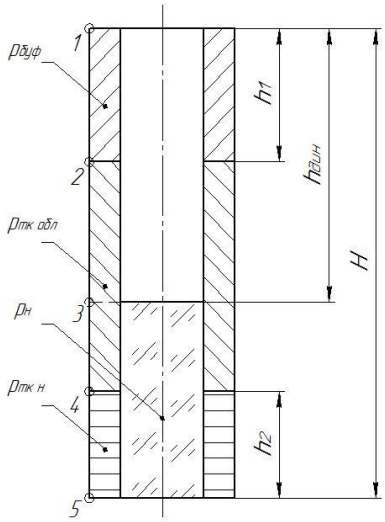



Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 35 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 35 – Результаты расчета наружных избыточных давлений

| Случай | № точки | Давление, МПа $P_{НИ}$ | Глубина по вертикали, м |
|---|---|---|---|
| Цементирование колонны без выхода ТР на устье | 1 | 0 | 0 |
| | 2 | 0,12 | 250 |
| | 3 | 6,57 | 1895 |
| | 4 | 11,77 | 2485 |
| | 5 | 11,86 | 2495 |
| Конец эксплуатации | 1 | 0 | 0 |
| | 2 | 2,57 | 250 |
| | 3 | 23,80 | 1895 |
| | 4 | 30,74 | 2485 |
| | 5 | 30,86 | 2495 |

Опираясь на данные таблицы, построена эпюра максимальных наружных избыточных давлений: рисунок 6.

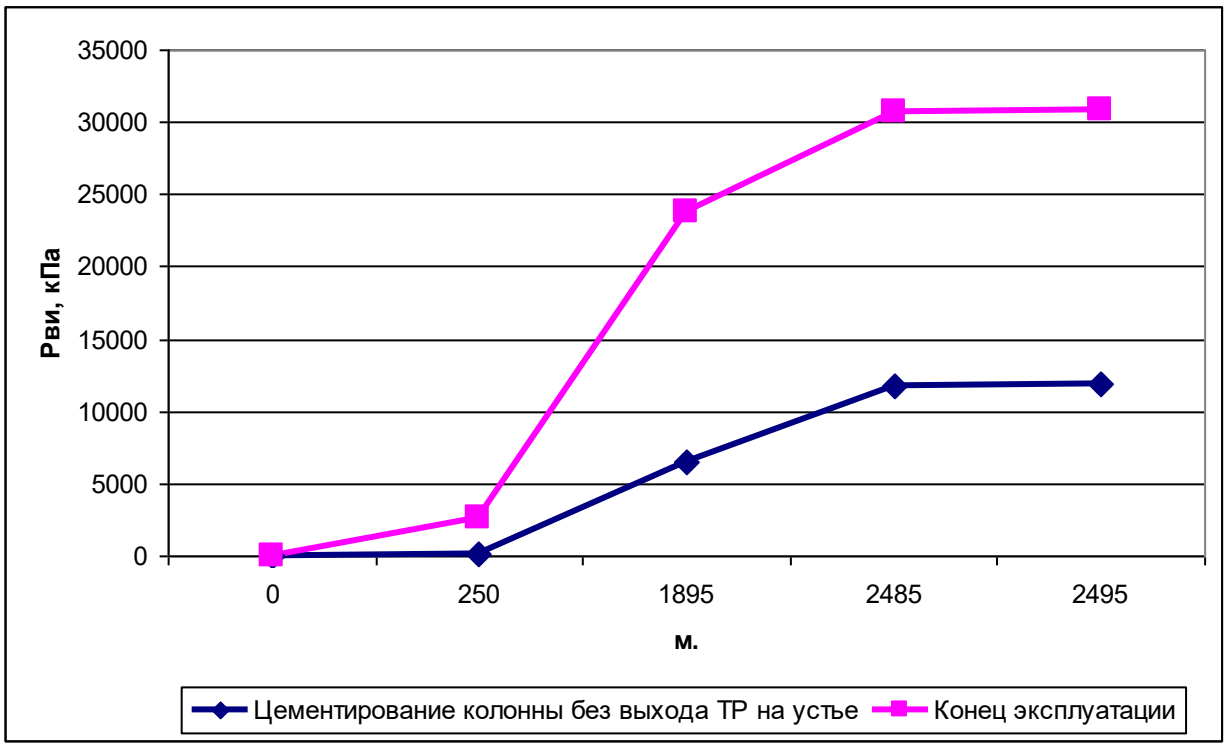



Рисунок 6 – Эпюра максимальных наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{ВИ} = P_{В} - P_{Н}$; $P_{ВИ} \Rightarrow max$. Имеются два таких случая.

1 случай:

Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2 случай:

Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

***1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора***

Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 6 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.

Максимальное давление в цементировочной головке $Р_{цгс}$ оставляет 66,7 МПа.

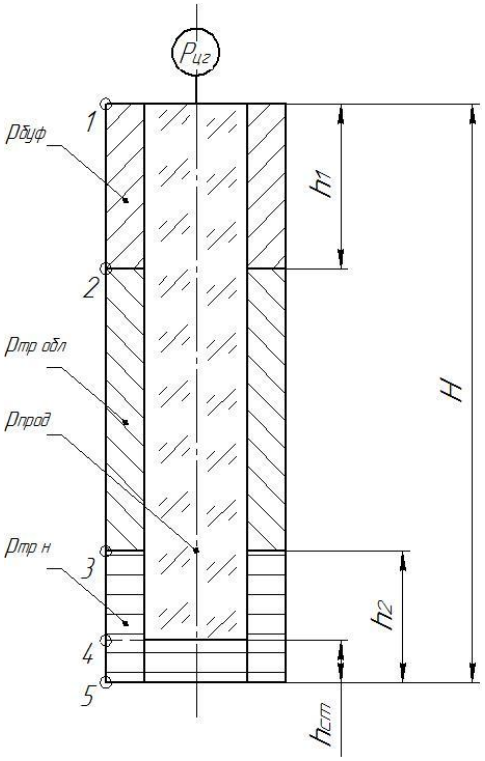
В таблице 36 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

***2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны***

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 8,7 МПа.

В таблице 36 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.



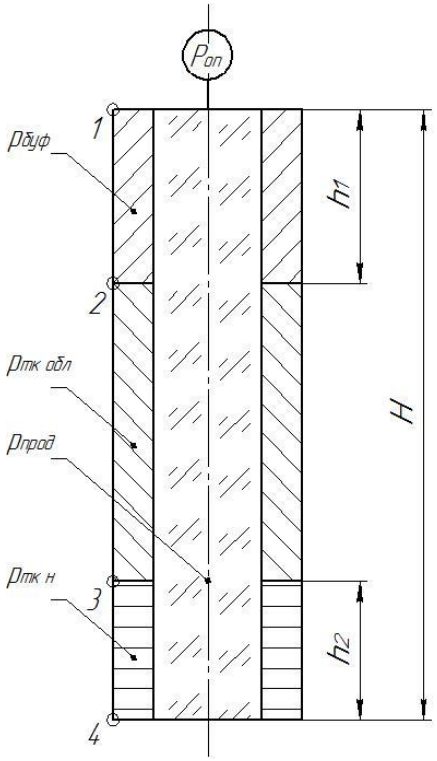



Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Рисунок 7 – Опрессовка обсадной колонны

Таблица 36 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

| Случай | № | Давление, МПа $P_{ВИ}$ | Глубина по вертикали, м |
|---|---|---|---|
| Конец продавки тампонажной смеси при цементировании | 1 | 66,7 | 0 |
| | 2 | 66,6 | 250 |
| | 3 | 60,2 | 1895 |
| | 4 | 55,0 | 2485 |
| | 5 | 54,9 | 2495 |
| Опрессовка колонны | 1 | 8,9 | 0 |
| | 2 | 10,5 | 250 |
| | 3 | 18,7 | 1895 |
| | 4 | 20,7 | 2495 |

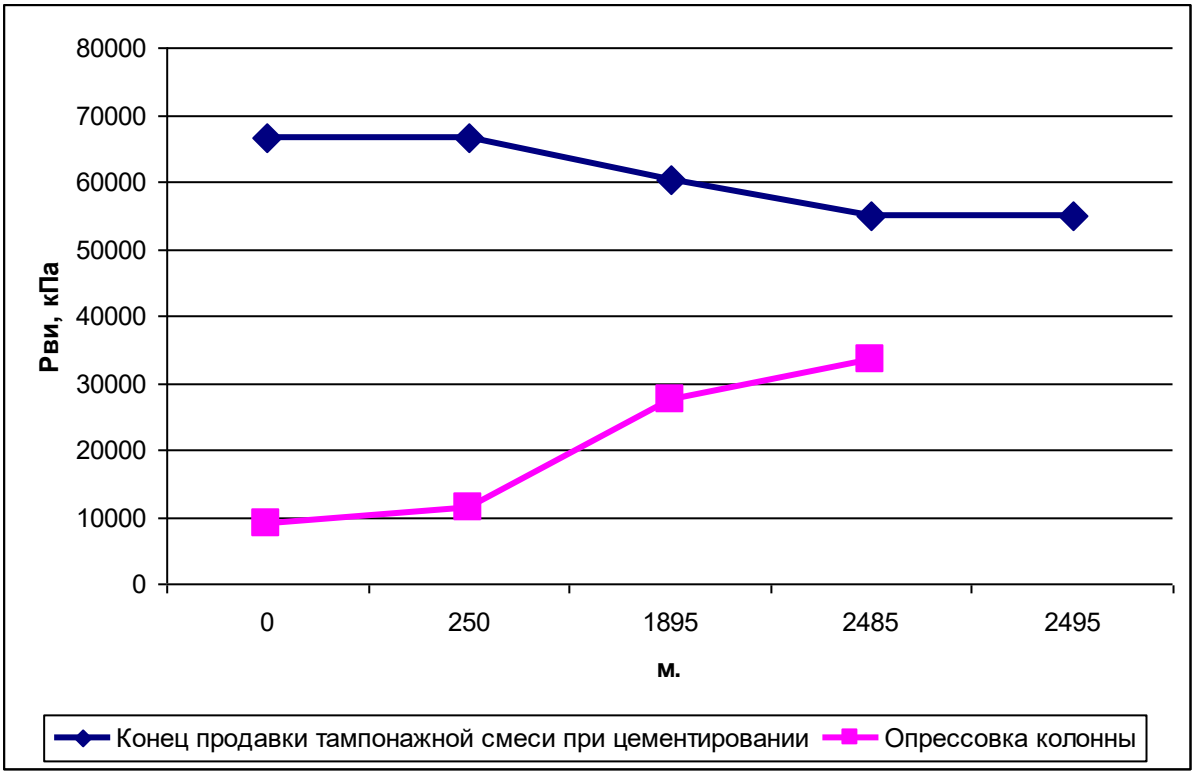



Рисунок 9 – Эпюра максимальных наружных избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Характеристика обсадных колонн

| № секций | Диаметр обсадной колонны, мм | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 1м трубы | секций | суммарный | |
| 1 | 244,5 | Е | 8,9 | 1018 | 54,3 | 55277 | 55277 | 0-1018 |
| 1 | 146 | Д | 8,5 | 2590 | 29,8 | 77182 | 77182 | 0-2590 |

## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \qquad (2.12)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гдкп}$– гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

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

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$определяются по формуле:

$$P_{\text{гд кп}} = \frac{\lambda \cdot \rho_{\text{срвзв зс}} \cdot V_{\text{зс}}^{2} \cdot L_{\text{к}}}{2 \cdot (D_{\text{к вн}} - D_{\text{эк н}})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{\text{срвзв ос}} \cdot V_{\text{ос}}^{2} \cdot (L - L_{\text{к}})}{2 \cdot (D_{\text{эк д}} \cdot \sqrt{k_{\text{срвзв}}} - D_{\text{эк н}})}, \qquad (2.13)$$

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$^3$;

$V_{ос}$ – 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 частей затрубного пространства;

$L$ – длина ствола скважины, м;

$L_к$ – длина ствола кондуктора, м;

$D_{эк\ д}$ – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну, м;

$D_{эк\ н}$– наружный диаметр обсадной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины;

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

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

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н тр}} \cdot h_2), \quad (2.14)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{трн}$, $\rho_{тробл}$, $h_1$, $h_2$ – величины, значения которых были найдены в п. 3.2.

При выполнении условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование, при невыполнении – прямое двухступенчатое.

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0{,}95 * P_{гр}, \quad (2.12)$$

36,7 < 39,4 МПа. Условие (2,12) выполняется, следовательно,

проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### 2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 38.

Таблица 38 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

| Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый | Объём тампонажного раствора, $м^3$ | Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг | Объём воды для затворения тампонажного раствора, $м^3$ |
|---|---|---|---|
| $\rho_{тр}$=1900, $кг/м^3$ | 34,7 | 47600 | 37 |
| $\rho_{тробл}$=1400 $кг/м^3$ | 78,7 | 99688 | 78 |
| Сумма | 113,4 | 34548 | |

#### 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Объём буферной и продавочной жидкости

| Наименование жидкости | Расчётный объём, $м^3$ |
|---|---|
| Буферная | 38,97 |
| Продавочная | 35,05 |

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

##### 2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 9 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

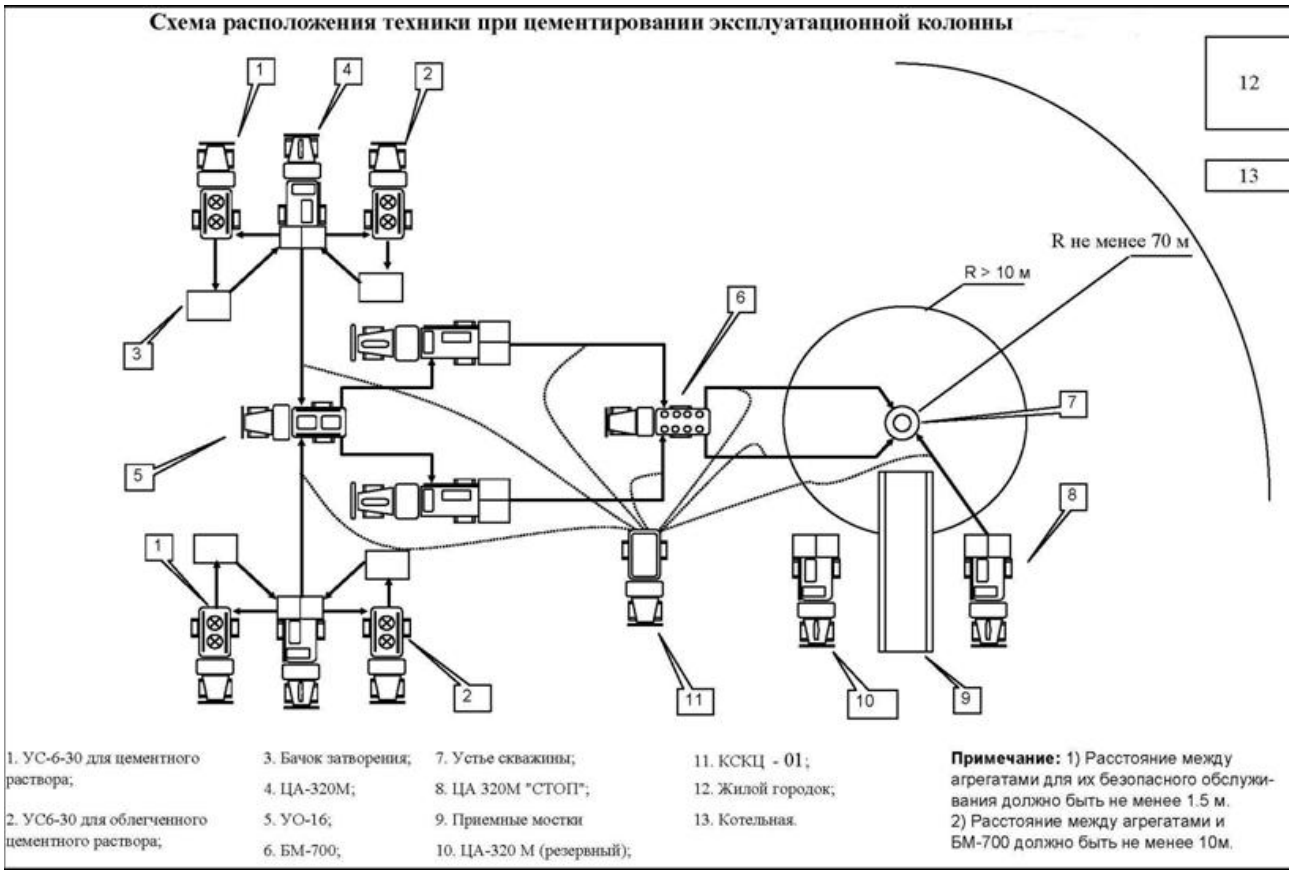



Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

### 2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 10.

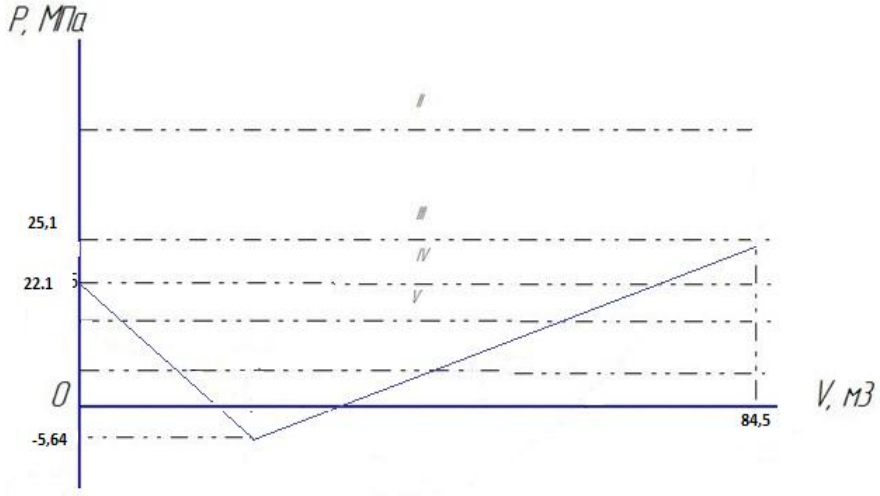



Рисунок 10 – График изменения давления на цементировочной головке в процессе цементирования

Таблица 40 – Режимы работы цементировочных агрегатов

| Скорость агрегата | Давление на цементировочной головке | Объем раствора закачиваемый на данной скорости, м$^3$ |
|---|---|---|
| V | 3,8 | 62 |
| IV | 5,43 | 12,5 |
| III | 7,6 | 6,5 |

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 85 мин.

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

– башмак типа БКМ-146 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;

– обратный клапан ЦКОДМ-146;

– центратор-турболизатор ЦТГ-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 41);

– центратор ЦЦ-2-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 41).

Таблица 41 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

| Интервал установки, м | Обозначение | Количество, шт. |
|---|---|---|
| 1490-1550 | ЦТГ-146/216 | 7 |
| 2580-2630 | ЦТГ-146/216 | 8 |
| 2638-2688 | ЦТГ-146/216 | 3 |
| 1599-2490 | ЦЦ-2-146/216 | 18 |
| 1068-1409 | ЦЦ-2-146/216 | 20 |
| 978-1018 | ЦЦ-2-146/216 | 5 |
| 158-948 | ЦЦ-2-146/216 | 5 |
| 2-12 | ЦЦ-2-146/216 | 2 |

### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК2-65х21 ХЛ К1.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПРК-42С. Интервал перфорации составляет 2 м. Поскольку мощность пласта составляет 10 м по вертикали, то требуется не менее пяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи смены раствора на воду с добавлением ПАВ, при отсутствии притока на нефть, затем аэрацию, понижение уровня компрессором

## 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 77 т, а вес бурильной колонны – 66 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| ***Выбранная буровая установка*** | | | |
|---|---|---|---|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$) | 648,8 | $[G_{кр}] / Q_{бк}$ | 3,02 |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$) | 756,6 | $[G_{кр}] / Q_{об}$ | 2,59 |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$) | 983,6 | $[G_{кр}] / Q_{пр}$ | 1,99 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$) | 1960 | | |

Продолжение таблицы 42

| ***Расчет фундамента буровой установки*** | | | |
|---|---|---|---|
| Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$) | 465 | $k_{по}= P_о/ P_{бо}(k_{по}>1,25)$ | 5,04 |
| Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$) | 66,2 | | |
| Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$) | 77,2 | | |
| Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($К_п$) | 1,3 | | |
| Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$) | 11,6 | | |
| Площадь опорной поверхности фундаментов, $м^2$ ($F_{бо}$) | 324 | | |
| ***Расчет режимов СПО*** | | | |
| Скорость | Количество свечей | Поднимаемый вес, кН | |
| 1 | | 2560 | |
| 2 | | 1650 | |
| 3 | | 990 | |
| 4 | 52 | 623 | |
| 5 | 75 | 372 | |
| 6 | 28 | 208 | |

# 3. Специальная часть.

## 3.1 Введение

В процессе бурения отклонения от нормального хода работ, которые приводят к преждевременному выходу из строя части или всего оборудования (инструмента) и непроизводительному простою скважины, в результате нарушения технологического процесса бурения называют авариями. Аварии могут быть с наземным оборудованием (с буровой вышкой, станком, двигателем, насосом, талевой системой) и внутри скважины. В результате аварии может частично или полностью выйти из строя оборудование и инструмент; иногда аварии приводят к потере скважины.

## 3.2 Аварии в процессе бурения и их причины

Аварии в процессе бурения – поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) колонны труб, спущенной в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов. Аварии происходят главным образом в результате несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурового оборудования и бурильного инструмента и недостаточной квалификации или халатности членов буровой бригады.

Основными видами аварий являются: прихваты, поломка в скважине долот, поломка и отвинчивание бурильных труб и падение бурильного инструмента и других предметов в скважину.

Аварии, связанные с прихватом бурильных и обсадных колонн происходят по следующим причинам:

1. Неподготовленность скважины;
2. Низкое качество бурового раствора, отсутствие смазывающих добавок;
3. Резкие перегибы ствола в местах искусственного искривления.

Аварии с долотами вызываются спуском дефектных долот при отсутствии надлежащей их проверки, отвинчиванием долота при спуске инструмента вследствие недостаточного его закрепления, чрезмерными нагрузками на долото и передержкой долот на забое. Заклинивание шарошек возникает вследствие прекращения вращения шарошек на забое скважины, т. е. происходит прихват их на осях.

К основным причинам возникновения аварий с бурильными трубами относится недостаточная квалификация мастеров, бурильщиков и других работников буровых бригад; разъедание резьб промывочной жидкостью; сломы и срывы по резьбе, поломки по сварному шву, сломы по телу трубы, несовершенство конструкций труб и резьбовых соединений, скрытые дефекты, образующиеся при изготовлении труб.

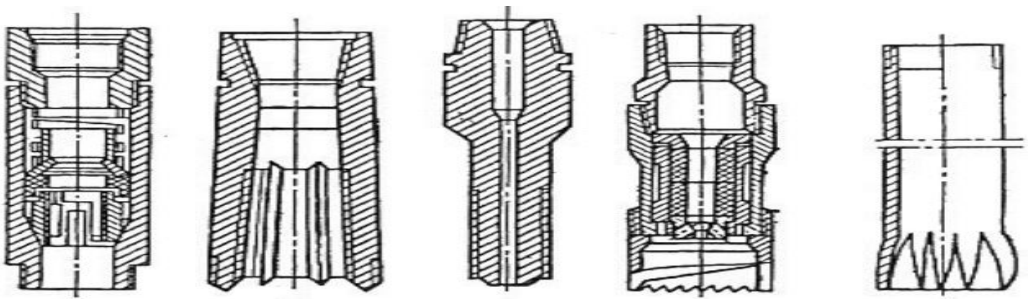
Падение бурильной колонны в скважину происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках бурильной колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки и при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор.

Причины падения посторонних предметов в скважину:

1. Нарушение правил эксплуатации инструмента;
2. Применение неисправного инструмента;
3. Открытое устье скважины;
4. Невнимательность обслуживающего персонала.

### 3.3 Ловильные инструменты

Для ликвидации аварий в процессе бурения применяют специальные ловильные инструменты. Виды ловильных инструментов представлены на рисунке 11.



шлипс колокол метчик магнитный фрезер паук

Рисунок 11 – Виды ловильных инструментов

### 3.3.1 Ловильный инструмент шлипс

Шлипс преднозначен для ловли бурильных и обсадных колонн за тело трубы или замковое соединение. Когда конец оставшейся в скважине бурильной трубы в результате слома оказывается неровным и имеются продольные трещины, шлипс позволяет промывать скважину через захваченную бурильную колонну. Конструкция шлипса представлена на рисунке 12.

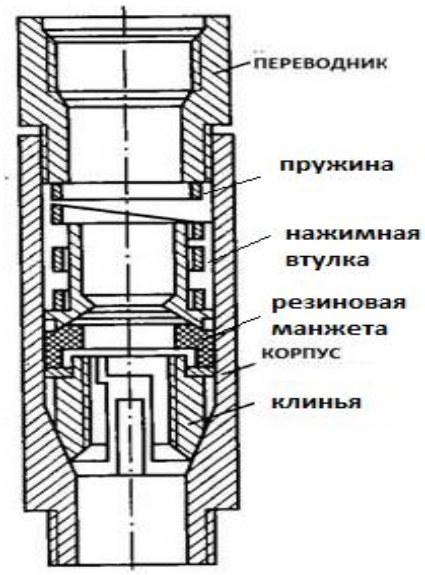



Рисунок 12 – Конструкция шлипса

Принцип действия работы шлипса может быть описан следующим образом: под действием пружины клинья находятся в свободном состоянии в нижней части конуса; аварийная труба или замок попадает в корпус шлипса, упирается в нижний торец клиньев и, раздвигая их, проходит в шлипс, резиновая манжета обхватывает трубу. Когда шлипс пройдет вдоль трубы на

1,5 метра, клинья опускаются по корпусу и захватывают аварийный инструмент. В случае необходимости шлипс можно освободить путем его вращения вправо путем натяжки.

### 3.3.2 Ловильный инструмент колокол

Колокола – самонарезающие ловильные инструменты с упрочненной резьбой и обычно с продольными канавками для выхода стружки, образующейся при нарезании резьбы.

Колокола служат для ловли бурильных или обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы произошел со стороны ниппеля замка. Если слом неровный с наличием лент или имеется трещина вдоль трубы, не перекрываемая колоколом, то для ловли необходимо применять «сквозной» колокол.

Правые колокола используют при ловле правыми бурильными трубами всей оставшейся колонны, а левые при ловле левыми бурильными трубами для отвинчивания части оставленной колонны.

Колокол представляет собой стальной кованый патрубок с верхней замковой резьбой, в нижней части которого нарезана внутренняя ловильная резьба специального профиля для наружного захвата бурильной трубы. Конструкция колокола (сквозного и несквозного типа) представлена на рисунке 13.

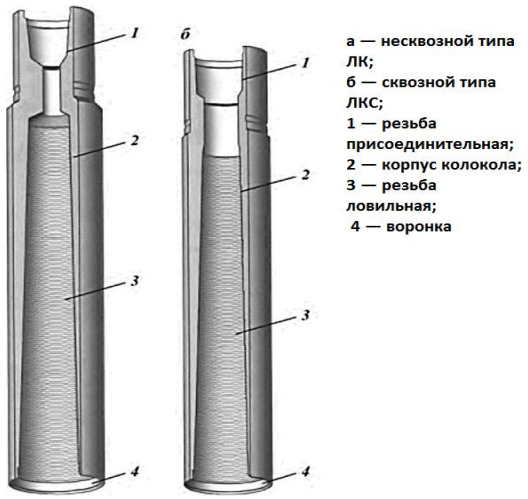



Рис. 13 – Конструкция колокола

Основные характеристики колокола приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Основные характеристики колокола

| Обозначение колокола | Диаметр, мм. | Длина, мм. | Масса,кг. | Внутренний диаметр извлекаемой трубы, мм. | Диаметр скважины не менее, мм. |
|---|---|---|---|---|---|
| А1 | 33 | 250 | 0,82 | 13-28 | 36 |
| А2 | 44 | 280 | 1,24 | 15-32 | 46 |
| Б1 | 42 | 160 | 0,87 | 29-37 | 46 |
| Б2 | 55 | 160 | 1,84 | 42-50 | 59 |
| В1 | 106 | 430 | 9,45 | 20-57 | 112 |
| В2 | 128 | 430 | 9,55 | 20-57 | 132 |
| В3 | 148 | 430 | 9,65 | 20-57 | 152 |
| Д1 | 71 | 220 | 3,19 | 51-64 | 76 |
| Д2 | 87 | 190 | 4,92 | 71-82 | 93 |
| Д3 | 105 | 200 | 9,76 | 89-100 | 112 |
| Д4 | 125 | 200 | 11,51 | 108-120 | 132 |
| Д5 | 144 | 200 | 14,97 | 126-139 | 152 |
| К | 58 | 215 | 3,08 | 43-53 | 76 |

Спуск инструмента производится на глубину выше оборванных труб на 3-5 м. Колокол применяется для восстановления циркуляции бурового раствора, фиксации его давления и веса колонны опущенных труб. «Голова» оборванного инструмента нащупывается при разгрузке не более 2 кН. Повышение давления раствора свидетельствует о входе колокола в оборванный инструмент. При этом при значительной глубине скважины повышается температура бурового раствора на устье. Медленным вращением ротора (до 40 об/мин) при нагрузке 10-30 кН колокол наворачивают на длину рабочей части (0,3-0,5 м). Появление «отдачи» («пружины») инструмента свидетельствует о навинчивании колокола. При небольшой длине оборванного инструмента время навинчивания колокола увеличивается до 30-40 мин при нагрузке до 200 кН. Расхаживанием инструмента и

интенсивной промывкой производится освобождение инструмента и его подъем. При необходимости может быть установлена кислотная ванна.

### 3.3.3 Ловильный инструмент метчик

Метчик предназначен для ловли оставшейся в колонне бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, в замке или муфте.

Метчик состоит из муфтовой присоединительной резьбы, тела и ловильной резьбы на нижнем конце (см. рисунок 14). Ловильная резьба метчика имеет форму усеченного конуса для эффективного ввинчивания в детали замка труб и вертикальные канавки для отвода нарезаемой стружки. Метчик имеет центральное отверстие, через которое осуществляется промывка. Метчики бывают с правой и левой резьбой: правые применяют для извлечения колонны целиком, левые (на левых бурильных трубах) – для извлечения колонны по частям.

Рис. 14 – Ловильный инструмент метчик

Основные характеристики метчика приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Основные характеристики метчика

| Шифр типоразмера | Диаметры ловильной резьбы, мм (макс-мин) | Наружный диаметр, мм | Диаметр промывочного канала, мм | Длина, мм | Резьба присоединительная к ловильной колонне |
|---|---|---|---|---|---|
| ЛМ 20-45 | 20-45 | 46 | 5 | 560 | З-38 |
| ЛМ 22-48 | 22-48 | 54,5 | 10 | 580 | З-44 |
| ЛМ 22-54 | 22-54 | 54,5 | 10 | 675 | З-44 |
| ЛМ 25-65 | 25-65 | 80,5 | 10 | 820 | З-66 |
| ЛМ 32-72 | 32-72 | 80,5 | 14 | 830 | З-66 |

Продолжение таблицы 44

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ЛМ 40-80 | 40-80 | 86,5 | 14 | 835 | З-73 |
| ЛМ 45-85 | 45-85 | 95,5 | 22 | 830 | З-76 |
| ЛМ 55-95 | 55-95 | 108 | 22 | 830 | З-88 |
| ЛМ60-100 | 60-100 | 108 | 28 | 850 | З-88 |
| ЛМ 65-109 | 65-109 | 109,94 | 32 | 950 | З-88 |
| ЛМ 70-114 | 70-114 | 121 | 36 | 890 | З-102 |
| ЛМ 75-120 | 75-120 | 127 | 38 | 950 | З-102 |
| ЛМ 80-125 | 80-125 | 133 | 40 | 910 | З-108 |
| ЛМ 90-135 | 90-135 | 140 | 45 | 1060 | З-117 |
| ЛМ 100-145 | 100-145 | 152 | 50 | 975 | З-121 |
| ЛМ 120-165 | 120-165 | 168 | 60 | 1000 | З-133 |

Принцип действия метчика может быть описан следующим образом: спуск инструмента производится на глубину 3-5 м выше «головки» оборванной колонны. Необходимо восстановить циркуляцию бурового раствора, зафиксировать его давление и вес инструмента. Нащупать «голову» оборванного инструмента с разгрузкой не более 2 кН. При этом важно следить за давлением раствора. Затем разгрузить инструмент до 10 кН, повернуть колонну ротором на 15-20 оборота. Далее следует разгрузить метчик на 300-500 кН, расхаживанием и интенсивной промывкой освободить и поднять инструмент.

### 3.3.4 Магнитные фрезеры

Магнитный фрезер предназначен для очистки забоев от обломков твердосплавных зубьев бурового инструмента путем фрезерования и извлечения мелких металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами.

Магнитный Фрезер состоит из переводника, корпуса и магнитной системы: конструкция магнитного фрезера представлена на рисунке 15.

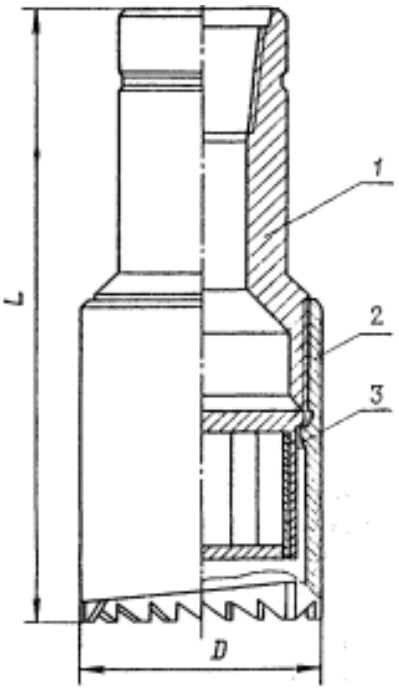



Рис. 15 – Конструкция магнитного фрезера

(1 – переводник, 2 – корпус, 3 – магнитная система)

Нижняя часть корпуса изготовлена в виде фрезерной коронки. Магнитная система представляет собой набор постоянных магнитов, которые размещены в металлическом стакане, служащем магнитопроводом. Замковая резьба на верхнем конце переводника обеспечивает присоединение фрезера-ловителя к колонне бурильных труб.

Магнитный фрезер спускают в скважину на бурильных трубах. С промывкой медленным вращением инструмент доводят до забоя. Металлические предметы под струей промывочной жидкости заходят внутрь фрезера и притягиваются магнитом. Магнитный фрезер вращают на забое в течение 10 мин, после чего прекращают промывку скважины и поднимают фрезер.

Основные характеристики магнитного фрезера приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Основные характеристики магнитного фрезера

| Типоразмер фрезера | Условная грузоподъемность, кг | Номинальная осевая нагрузка при фрезеровании, кН | Частота вращения ротора, $с^{-1}$ | Подача насоса, $дм^3/с$ | Присоединительная резьба (замковая) | Основные размеры, мм | | Масса, кг |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | D | L | |
| ФМ-88 | 70 | 0,03 | 0,3…1,0 | 12 | З-66 | 88 | 380 | 17 |
| ФМ-103 | 80 | 0,04 | | | З-76 | 103 | 400 | 23 |
| ФМ-118 | 100 | 0,05 | | | З-76 | 118 | 400 | 24 |
| ФМ-135 | 120 | 0,06 | | 20 | З-88 | 135 | 400 | 38 |
| ФМ-150 | 240 | 0,07 | | | З-88 | 150 | 420 | 45 |
| ФМ-170 | 280 | 0,08 | | | З-121 | 170 | 430 | 55 |
| ФМ-195 | 325 | 0,09 | | | З-147 | 195 | 440 | 110 |
| ФМ-225 | 560 | 0,1 | | | | 225 | 525 | 130 |
| ФМ-270 | 680 | 0,11 | | | | 270 | 525 | 160 |
| ФМ-315 | 1200 | 0,12 | | | | 315 | 600 | 210 |

### 3.3.5 Ловильный инструмент паук

Паук предназначен для извлечения с забоя различных небольших предметов. Паук состоит из колонковой трубы, имеющее нарезку под переводник к бурильным трубам (см. рисунок 16). На конце трубы вырезают остроугольные зубья высотой 150-200 мм, обжигают и подгибают их вовнутрь.

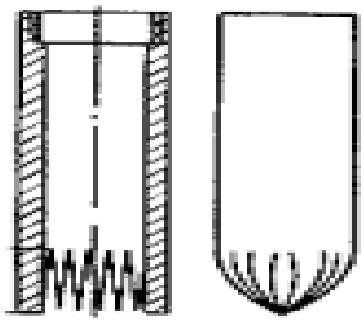


Рис. 16 – Ловильный инструмент паук

Для устранения аварии паук спускают в скважину, не доходя до забоя восстанавливают циркуляцию. Медленно вращают инструмент, подавая его вниз. Подогнутые внутрь остроконечные зубцы, вырезанные в нижней части инструмента, под воздействием осевой нагрузки загибаются, захватывая небольшие предметы. В таком виде паук с захваченными предметами поднимают на поверхность.

### 3.3.6 Ловильный инструмент удочки

Удочки предназначены: для захвата и подъема оборудования на поверхность в случае обрыва каната, проволоки или кабеля.

Удочка состоит из корпуса, переводника с воронкой, крюков и заостренного наконечника (см. рисунок 17).

Рис. 17 – Ловильный инструмент удочки

Все типы удочек сходны по принципу действия: удочки навинчиваются на нижнюю часть бурильной колонны. Спуск инструмента производится до отметки на 30-40 м выше предполагаемого места обрыва. Затем осуществляется промывка скважины. В случае посадок инструмента производится 4-5 подъемов-спусков инструмента на длину хода вращателя. Вращение инструмента выполняется на 4-6 оборота. Повторно производится 4-5 подъемов-спусков инструмента на длину хода вращателя. Подъем инструмента выполняется на минимальной скорости. В случае, если в предполагаемом месте обрыва кабель не будет обнаружен, необходимо произвести спуск удочки еще ниже (на 30-40 м.) и повторить работы.

### 3.4 Заключение к специальной части

При ликвидации аварий и осложнений при бурении скважин допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну. Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвующим в ликвидации аварии, нужно строго руководствоваться Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности и Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

## 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \qquad (1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \qquad (2)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \qquad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \qquad (4)$$

В таблице 46 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 46 – Данные и результаты расчета СПО

| | Кондуктор | эксплуатационная |
|---|---|---|
| Количество долблений, n(шт) | 2 | 4 |
| Начальная глубина интервала, $H_1$(м) | 0 | 1018 |
| Конечная глубина интервала, $H_2$(м) | 1018 | 2590 |
| длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м) | 70 | 121 |
| Средняя проходка на долото (СПО), h(м) | 280 | 280 |

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 47.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час}, \quad (6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес}, \quad (7)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{СР} = \frac{H}{n} \text{ м}, \quad (8)$$

Таблица 47 – Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

| | |
|---|---|
| Глубина скважины, Н(м) | 2590 |
| Продолжительность механического бурения, $t_М$(час) | 310 |
| Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , $t_{ПВР}$(час) | 39,504 |
| Календарное время бурения, $T_К$(час) | 1405 |
| Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт) | 9 |
| Механическая скорость бурения, $V_м$(м/час) | 10,6 |
| Рейсовая скорость бурения, $V_Р$(м/час) | 8,1 |
| Коммерческая скорость, $V_К$(м/ст.мес) | 1358 |
| Средняя проходка на долото по скважине, $h_{ср}$(м) | 280 |

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

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

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 48 и 49.

Таблица 48 – Продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

| Вид монтажа | Всего, сут. | В том числе | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Строительно-монтажные работы | Подготовительные работы к бурению | Бурение и крепление | Испытание в открытом стволе | Испытание в колонне |
| Первичный | 103,7 | 29 | 4 | 56,4 | - | 14,3 |
| Передвижка 15 м | 74,5 | 1,5 | 1,4 | 57,3 | - | 14,3 |
| Сдвижка 10-20 м, демонтаж | 15 | 15 | - | - | - | - |

Таблица 49 – Продолжительность бурения и крепления скважины

| | Всего, сут. | В том числе | |
|---|---|---|---|
| | | Кондуктор | эксплуатационная |
| Бурение | 27,6 | 4,1 | 23,5 |
| Крепление | 10,7 | 3,4 | 7,3 |
| Всего | 38,3 | 6,6 | 34,4 |

Линейно-календарный график работ представлен в таблице 50.

Таблица 50 – Линейно-календарный график работ

| Бригады участвующие в строительстве | Затраты времени | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* | *10* | *11* | *12* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Вышкомонтажные | Первичный монтаж – 1 мес; передвижка– 0,05 мес. | | | | | | | | | | | | |
| Буровые | Строительство скважины – 1,96 мес. | | | | | | | | | | | | |
| Испытания и освоения | Испытание в колонне – 0,53 мес. | | | | | | | | | | | | |
| Вышкомонтажные | Сдвижка 15 м, демонтаж – 0,5 мес. | | | | | | | | | | | | |

### 4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады.

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ.

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с отдаленностью объекта от базы. Вахта работает 14 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 14 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авто и авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Буровой мастер 1 чел,

Помощник бурового мастера 3 чел,

Бурильщик 7 р 4 чел,

Бурильщик 6 р 4 чел,

Пом/бурильщика 5 р 8 чел,

Слесарь 5 р, 2 чел,

Сварщик 2 чел,

Лаборант 2 чел.

### 4.3 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины.

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице 51.

Таблица 51 – Общий расчет сметной стоимости геологического задания

| № | Наименование работ и затрат | Объем | | Сумма основных расходов на единицу объема, руб. | Итого стоимость на объем, руб. |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Ед. изм. | Количество | | |
| | Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины) | Скв | 1 | 18030500 | 18030500 |
| 1 | Основные расходы | | | | |
| | А. Собственно геологоразведочные работы: | | | | |
| | 1.Проектно-сметные работы | % | 2 | от буровых работ | 3526700 |

Продолжение таблицы 51

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 2. Буровые растворы | м | 2590 | 45500 | 117845000 |
| 3.Работы по креплению | ч | 256,8 | 32450 | 8333160 |
| 4.Испытание и вызов притока | сут | 14,3 | 33450 | 531855 |
| 5.Геофизические работы (комплекс) | | | 2190000 | 2190000 |
| **Итого полевых работ: Σ1** | | | | **132426715** |
| 1. Организация полевых работ | % | 1,2 | от Σ 1 | 1589120 |
| 2. Ликвидация полевых работ | % | 1,5 | от Σ 1 | 1986400 |
| **Итого расходов А: Σ 2** | | | | **136002235** |
| Б. Сопутствующие работы и затраты | | | | |
| 1.Транспортировка грузов и персонала | % | 20 | от Σ 2 | 27200447 |
| 2.Строительство временных зданий и сооружений | % | 13 | от Σ 2 | 17680290 |
| **Итого расходов Б: Σ 3** | | | | **44880737** |
| **Итого основных расходов А+Б** | | | | **180882972** |
| Накладные расходы | % | 14 | от Σ ОР | 25323616 |
| Плановые накопления | % | 15 | от Σ ОР+НР | 27132445 |
| **Итого по расчету:** | | | | **233339033** |
| Компенсируемые затраты | | | | |
| 1.Производственные командировки | % | 0,8 | от Σ 1 | 1059413 |
| 2.Полевое довольствие | % | 3 | от Σ 2 | 4080067 |
| 3. Доплаты | % | 8 | от Σ 2 | 10880178 |
| 4. Охрана природы | % | 5 | от Σ 2 | 6800111 |
| Резерв | % | 3 | от Σ ОР | 5426489 |
| **ИТОГО себестоимость проекта** | | | | **261585291** |
| **Договорная цена с учетом НДС (+18%)** | | | | **308670643** |

## 5. Социальная ответственность.

Данным проектом предусматривается бурение наклонно-направленной скважины глубиной 2590 м. на Приобском нефтегазоконденсатном месторождении.

Проектируемый объект расположен на территории управления Нефтеюганское лесничество. Общая площадь отводимой земли на период строительства скважины составляет 19 га.

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Район работ удалён на 65 км к востоку от города Ханты-Мансийска, на 100 км к западу от города Нефтеюганска.

Производство работ на данном лицензионном участке планируются в зимний и летний период. Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

### 5.1 Производственная безопасность.

Таблица 52 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

| Наименование видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74) ССБТ | |
|---|---|---|
| | Опасные | Вредные |
| Подготовка площадки для буровой на Малобалыкской площади.<br>Монтаж буровой установки.<br>Бурение скважины и испытание пластов.<br>Приготовлене-ние буровых растворов. | 1. Механизмы и движущиеся машины;<br>2. Поражение электрическим током<br>3. Взрывоопасность и пожароопасность<br>4. Расположение рабочего места на высоте | 1. Тяжесть и напряженность физического труда<br>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны<br>3. Превышение уровня шума и вибрации<br>4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе<br>5. Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны |

### 5.1.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).

**5.1.2 Движущиеся машины и механизмы.** К движущимся машинам и механизмам производственного оборудования на буровой установке относятся:

- буровая лебедка;
- автоматический ключ буровой;
- вибросита;
- ротор;
- насосы;
- цепные приводы;
- крюкоблок и др.

Все подвижные элементы производственного оборудования должны быть защищены специальным перильным ограждением, вращающиеся механизмы должны быть ограждены специальными кожухами.

Для устранения возможных причин возникновения механических травм необходимо все работы производить согласно ПБ 08-624–03 [1], в соответствии с которыми необходимо соблюдение следующего:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- своевременно проводить инструктаж по технике безопасности;
- при ремонте оборудования вывешивать знаки, информирующие о проведении ремонтных работ: “Не включать – работают люди ”;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

К работе с оборудованием и механизмами допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний.

**5.1.3 Поражение электрическим током**. Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями, при пробое электроизоляции и

возникновения напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или заземлителей (поражение шаговым напряжением).

Электрический ток, проходя через тело человека, может вызвать тяжелые травмы и смерть. Степень поражения определяется силой тока, частотой, длительностью и индивидуальными свойствами человека.

Безопасная эксплуатация электроустановок включает систему мер безопасности (план мероприятий по выполнению работ, план профилактики при эксплуатации электроустановок).

Предусматривается: назначение лиц, ответственных за безопасное ведение работ; подбор, расстановка и обучение персонала; подготовка оборудования и документации на рабочих местах; проведение инструктажа персонала перед началом работ; выдача наряда-допуска; выполнение организационно-технических мероприятий; соблюдение технологической дисциплины; надзор за выполнением работ; периодический инструктаж на рабочем месте и анализ состояния электробезопасности.

**5.1.4 Взрывоопасность и пожароопасность.** В целях обеспечения безопасности работающих на буровой, возникновение пожара контролируется датчиками сигнализации пожара. Для извещения персонала о возникновении пожара установлены лампы сигнализации, звуковой сигнал подается с помощью сирены.

В качестве средств первичного пожаротушения, для ликвидации пожара на его начальной стадии, используются: огнетушители, асбестовое полотно, кошма, ящики с песком, ведра, лопаты, багры и другие принадлежности пожарного инвентаря.

Все работники проходят специальную противопожарную подготовку в соответствии с «Положением о порядке обучения персонала безопасным методам работы». Противопожарная подготовка состоит из вводного и первичного противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму.

Все здания и сооружения на территории площадки бурения относятся к временным. На площадке ГСМ дизельное топливо хранится в горизонтальных резервуарах общей емкостью 400 м$^3$. До прибытия пожарных подразделений тушение организует мастер бурения с привлечением добровольной пожарной дружины из специального обученного персонала буровой. Остальные люди не участвующие в тушении пожара эвакуируются на безопасном расстоянии.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

– устанавливать молниезащиту;

– устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;

– выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;

– организовывать места для курения за пределами буровой установки;

– осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); - применять обмедненный инструмент;

– устанавливать коммутирующую аппаратуру;

– проверять сопротивление изоляции (один раз в год);

– соблюдать правила хранения и эксплуатации горючесмазочных материалов.

**5.1.5 Расположение рабочего места на высоте.** Основной комплекс работ по строительству скважины можно отнести к работам на высоте, так как весь буровой комплекс расположен на фундаментном каркасе, который имеет высоту более 1 м от уровня земли. Высота определяется от земли, от уровня пола, от конструкций, оснований, фундаментов, перекрытий и т. д.

При работе на высоте более 1м рабочее место необходимо ограждать. При невозможности оборудовать ограждение применяют предохранительные пояса. Места их закрепления должны быть окрашены в яркие цвета и перед началом работы указаны прорабом (мастером).

Предохранительные пояса испытывают один раз в шесть месяцев на статическую нагрузку в 300 кг, а перед началом работ их осматривает прораб (мастер) и делает запись осмотра в специальном журнале.

Опоры к которым крепятся карабины пояса должны быть достаточно надежными, для восприятия динамической нагрузки, возникшей в стропе при защитном действии пояса, в соответствии с ГОСТ Р 50849-96 [35].

Крепежные детали и инструмент необходимо содержать в специальном ящике или в сумке, надетой через плечо.

Подавать и опускать детали инструмент и с люльки верхового необходимо в специальной таре.

Требования к персоналу, допускаемому к работам на высоте

– имеющие профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы;

– не моложе 18 лет;

– прошедшие медицинский осмотр без противопоказаний к выполнению работ на высоте;

– прошедшие обучение безопасным методам и приёмам работы;

– получившие соответствующее удостоверение;

– прошедшие обучение и проверку знаний правил, норм и инструкций по охране труда.

## 5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).

**5.2.1. Тяжесть и напряженность физического труда.** Физические нагрузки требуют как статической, так и динамической работы мышц. Динамическая работа связана с движением, перемещением; статическая работа – с удержанием мышечного напряжения без совершения каких-либо движений. Данным нагрузкам подвержен персонал буровой при спуск-подъёмных операциях, сборке компоновки низа бурильной колонны, приготовлении бурового раствора. Чрезмерные физические усилия могут стать причиной переутомления, потери работоспособности, различных заболеваний

Периодическое чередование работы и отдыха способствует сохранению высокой устойчивости работоспособности. Различают две формы чередования периодов труда и отдыха на производстве: обеденные перерывы в середине рабочего дня и кратковременных регламентированных перерывов.

**5.2.2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Для выполнения работ в ночное время буровые установки обеспечиваются электроосвещением от ламп накаливания или ртутно-кварцевых ламп, которые питаются от сети напряжением 220 В. Освещению подлежат все рабочие места внутри буровых укрытий, а также территория буровой в пределах расположения оборудования, культбудок и помещений для отдыха и приема пищи.

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному и должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95.

Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

**5.2.3. Превышение уровня шума и вибрации**. Основным источником шума и вибрации на буровой установки относятся: электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор, дизельный привод. Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечно- сосудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни. Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

– применение коллективных средств защиты (планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин, звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей);

– применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем);

**5.2.4. Вибрация**. Мероприятия по устранению вибрации:

– применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

– применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

**5.2.5. Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.** Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Количество выбрасываемых загрязняющих веществ рассчитывается на весь цикл строительства. При строительстве скважины загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ:

При вышкомонтажных работах работает дизельная электростанция АСДА – 100, испаряется небольшое количество углеводородов от емкостей ГСМ, при сварочных работах выбрасываются в атмосферу оксид железа, марганец и его соединения.

Таким образом, загрязнение атмосферы в течение цикла строительства скважины будет происходить от следующих источников загрязнения:

– передвижная дизельная электростанция АСДА-100, АСДА-200;

– емкости ГСМ;

– котельная ПКН-2М;

– передвижная паровая установка ППУ 1200х200;

– подъемник А-60;

– емкость для нефти;

– дизеля буровой установки;

– емкости для сбора флюидов;

– передвижные сварочные посты;

– передвижной автотранспорт.

При работе с хим. реагентами и их хранении, прежде всего, необходимо следить за соблюдением условия:

Концентрация вредных веществ (мг/м3)<ПДК. Буровая бригада для работы с хим. реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

### 5.2.6. Биологические: вирусы переносимые дикими животными и насекомыми.

Крупные хищники встречаются редко: звери, как правило, чуют человека задолго до того, как он сможет их увидеть, и за редким исключением, всегда стараются уйти с его дороги. Однако, если потревожить животное, преследовать его, ранить или убить. Опасны дикие животные и потому, что они часто являются переносчиками различных заболеваний. Их укусы часто бывают чумными. Волки, лисицы, бродячие собаки, кошки и грызуны могут страдать бешенством, водобоязнью; они же являются переносчиками глистных, грибковых и других болезней.

Не исключена возможность встречи с ядовитой змеей. Обычно это бывает гадюка. Укус змеи может иметь очень серьезные последствия, так как яд быстро поражает жизненно важные системы организма человека – сердечно-сосудистую, кроветворную, нервную. У укушенного человека уже через полчаса наступают общие признаки отравления: слабость, головная боль, рвота, одышка, головокружение, появляется отечность тканей, воспаляются лимфатические железы.

Насекомые: комары, мошки, мокрец, слепни хотя и не относятся к опасным насекомым, но, помимо зуда кожи, способны вызвать повышенную раздражительность, потерю аппетита, бессонницу, общее нервное утомление, что приводит к плохой трудоспособности.

Наиболее опасным является Лесной клещ – это маленький паразит, переносящий вирусы клещевого энцефалита – острого и тяжелого воспаления центральной нервной системы, сопровождающегося высокой температурой, сильнейшими головными болями, рвотой, судорогами, параличами.

Лучшим средством индивидуальной защиты от беспокоящих насекомых являются репелленты – отпугивающие вещества кремов, жидкостей и т.п. Обычно применяют марлевые накидки или специальные сетки, пропитанные отпугивающими препаратами. Этими же препаратами можно пропитывать и верхнюю одежду.

### 5.3 Экологическая безопасность

Степень загрязнения и физического нарушения естественного состояния объектов природной среды зависит как от технологических факторов: принятой технологии, используемого оборудования, количества используемых реагентов и веществ, загрязняющих окружающую среду, объемов образующихся при строительстве скважин отходов бурения и т.д., так и от факторов самой среды: ландшафтных и климатический, геологических и гидрогеологических.

Мероприятия по охране окружающей среды при строительстве скважин решают две задачи:

– оценка экологичности применяемых технических средств и технологических процессов, буровых растворов, химреагентов и других материалов, применяемых в строительстве скважин;

– осуществление контроля за выполнением природоохранных мероприятий, предусмотренных проектом, и состоянием качества окружающей природной среды.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия, предотвращающие:

– развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;

– изменение естественного поверхностного стока на участке строительства;

– загорание естественной растительности и торфяников, вследствие допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать загорание;

– захламление территории строительными отходами;

– разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанных масел и т.п.;

– не регламентируемую охоту, рыбную ловлю и браконьерство.

**5.3.1 Загрязнение атмосферы** происходит на этапах строительства скважин, строительства объектов обустройства месторождения, при эксплуатации объектов по добыче и подготовке нефти. Источники, объемы воздействия и природоохранные мероприятия рассмотрены отдельно по компонентам природной среды.

Таблица 53– Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

| Наименование загрязняющих веществ | ПДКм.р. в воздухе населенных мест, мг/м$^3$ | ПДК среднесуточная, мг/м$^3$ | Класс опасности |
|---|---|---|---|
| Железа оксид | - | 0.04 | 3 |
| Марганец и его соединения | 0.01 | 0.001 | 2 |
| Бенз/а/пирен | - | 0.00001 | 1 |
| Мазутная зола | - | 0.002 | 2 |
| Свинец и его соединения | 0.001 | 0.0003 | 1 |
| Азота диоксид | 0.085 | 0.04 | 2 |
| Азота оксид | 0.4 | 0.06 | 3 |
| Сажа | 0.15 | 0.05 | 3 |
| Ангидрид сернистый | 0.5 | 0.05 | 3 |
| Углерода оксид | 5 | 3 | 4 |
| Углеводороды (по метану) | 50.0/ОБУВ/ | - | - |
| Растворители (по ксилолу) | 0.2 | 0.2 | 3 |
| Химреагенты (по метанолу) | 1 | 0.5 | 3 |

В целях предупреждения загрязнения атмосферы на промысле предусмотрены следующие мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ:

– до начала бурения скважин проверены и приведены в исправное состояние все емкости, где будут храниться буровые растворы и химреагенты;

– герметизированы устья скважин, система приема и замера пластовых

флюидов, поступающих при испытании скважин, циркуляционная система;

– оснащены предохранительными клапанами все аппараты, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

– сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости;

– откачка нефти из аппаратов и дренаж при ремонте оборудования в аварийные емкости;

– возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях, в систему подготовки нефти.

**5.3.2 Рекультивация земель.** Как было выявлено проведенными исследованиями, буровой шлам, образующийся при бурении разведочных и эксплуатационных скважин по принятым в НФ ЗАО «ССК» технологиям относится к мало опасным или не опасным отходам производства (4 или 5 классы опасности). В то же время, в его составе имеются компоненты, используемые растениями для минерального питания. Эти особенности позволили специалистам НФ ЗАО «ССК» обосновать возможность использования бурового шлама в качестве побочного продукта - удобряющей добавки при рекультивации лесных участков, нарушенных при строительстве. На 01.04.2016 г. на Приобском месторождении остался нерекультивированным 1 шламовый амбар. Предполагаемый срок рекультивации – 3 года.

Для предотвращения загрязнения и истощения водотоков при эксплуатации месторождения необходимо проведение мероприятий:

– сбор поверхностных и аварийных, загрязненных нефтью и химреагентами, стоков с территории площадок;

– бетонирование и ограждение бордюром или обвалование площадок размещения нефтепромыслового оборудования и резервуаров;

– план ликвидации аварийных разливов нефти. На площадке должны

находиться в достаточном количестве материалы и инструменты, необходимые для ликвидации разливов.

Основными источниками воздействия на земли , почву, лес и флору являются:

- буровые и строительно-монтажные работы;
- передвижной транспорт;
- отходы производства и бытовые отходы;
- аварийные разливы нефти;
- пожары.

### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

**Виды чрезвычайных ситуаций и ликвидаций**. К мерам по обеспечению безопасной жизнедеятельности на предприятии относят выполнение норм производственной санитарии, требований пожарной безопасности и в условиях возникновения чрезвычайных ситуаций. При эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин и технологического оборудования опасность для человека обусловлена следующими причинами:

- высокое давление и свойства нефти и газа, представляющие опасность для человека;
- оборудование находится под высоким давлением;
- в технологическом процессе используются вредные вещества;
- необходимость обслуживания в любых метеорологических условиях на открытых площадках, а также в ночное время.

В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций техногенного, природного и военно-политического характера. Для предупреждения и предотвращения чрезвычайной ситуации на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения.

В НФ ЗАО «ССК» при разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности руководствуются «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Правилами безопасности при эксплуатации установок подготовки газа на предприятиях газовой промышленности», «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий».

Противопожарная безопасность. 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.

## 5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

– нормативными документами по вопросам выполняемой работы;

– методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;

– уставом организации;

– правилами трудового распорядка;

– приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);

– настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

– нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;

– технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;

– буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;

– причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;

– порядок оформления технической документации;

– передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;

– проектирование и планирование буровых работ;

– основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;

– основы экономики и организации производства, труда и управления;

– основы трудового законодательства;

– правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

## 6. Заключение

Одной из важнейших задач в сфере бурения нефтяных и газовых скважин является точное соблюдение запроектированных технологических решений и своевременная корректировка проектных решений в соответствии с практическими результатами.

В данной работе в соответствии с целью и задачами выполнены все необходимые расчеты, получены основные конструктивные параметры для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2590 метров, обоснован выбор бурильных и обсадных колонн, КНБК, режимов промывки скважины, выбор забойных двигателей, буровой установки и способа бурения. Разработаны режимы бурения для всех интервалов: приведено обоснование класса и типоразмера долот, расчет осевой нагрузки на долото, расчет частоты вращения долота, приведена рецептура бурового раствора. Приведен расчет параметров цементирования, обоснована технология крепления и цементирования. В работе особое внимание уделяется мероприятиям по предупреждению осложнений и аварий при сооружении скважины, спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн, приведен их расчет.

Описаны географо-экономические и геологические условия района проектируемых работ; характеристики нефтегазоносности района работ, геологические условия разреза. Выполнен расчет показателей мероприятий по ресурсоэффективности и ресурсосбережению, а также анализ мероприятий по социальной ответственности, безопасности жизнедеятельности (в частности, освещены вопросы безопасности в рабочей зоне и поведения в чрезвычайных ситуациях) и охране окружающей среды на предприятии НФ ЗАО «ССК».

В специальной части подробно рассмотрены виды аварий в процессе бурения и их причины, а также ликвидация аварий посредством ловильных инструментов/

В организационно-экономической части выполнен расчет продолжительности строительства скважины НФ ЗАО «ССК», расчет сметной

стоимости сооружения скважины. НФ ЗАО «ССК», составлен график работ и количества вахт НФ ЗАО «ССК».

Список использованных источников

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. – 2-ое изд., перераб. и доп. – М: Недра, 1996. – 361 с.

2. Булатов А.И., Качмаров С.Н. Освоение скважин: Практическое пособие. – М: Недра, 1999. – 472 с.

3. Воевода А.Н. и др. Монтаж оборудования при кустовом бурении скважин. – М.: Недра, 1987. – 205 с.

4. Долговечность шарошечных долот. – М.: Недра, 1992. – 266 с.

5. Инструкция по организации и методике проведения профилактической работы по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений, аварийных выбросов, открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах ОАО «Газпром». ОАО «Газпром». ООО «Газобезопасность. 2000г.

6. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М: ВНИИТнефть, 1997. – 194 с.

7. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. – М: Госстрой СССР, 1991.

8. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – М.: Недра, 1990. – 302 с.

9. Исайченко А.И., Демихов В.С. Гидравлические забойные двигатели: - М: Недра, 1987. - 209 с.

10. Композит каталог нефтегазовое оборудование и услуги / Под ред. Красина В.Ю., Бондаря А.В. и Яснева Г.Н. – М.: Изд. Топливо и энергетика, 2000. – 587 с.

11. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М: Недра,1987. – 340 с.

12. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1987. – 205 с.

13. Охрана окружающей среды / Под ред. Брылова С.А. – М.: Высшая школа, 1985. – 272 с.

14. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. N 101 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изм. и доп. от 12.01.2015) // [Электронный ресурс] URL. Дата обращения 06.04.2015г.

15. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонне. – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.

16. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.

17. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны. – Томск: Изд.ТПУ, 1996. – 68 с.

18. Сборник единых районных расценок на строительные конструкции и работы № 32. Скважины на нефть и газ. Часть III Бурение и испытание на продуктивность скважин. Приложение. – М. Недра, 1991. –176 с.

19. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. – М: Недра, 1988. – 359 с.

20. Соловьев Е.Н. Заканчивание скважин. – М: Недра, 1979. – 303 с.

21. Трубы обсадные. Гост 362-80 // [Электронный ресурс] URL. Дата обращения 06.04.2015г.

22. Федеральный закон от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» Электронный ресурс] URL: http://base.garant.ru/10104313/#ixzz317OJjHMc.-Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения 29.04.2015г.

23. Федеральный закон от 10.02.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: http://base.garant.ru/12125350/#ixzz312cEPHBIДата обращения 02.05.2015г.

24. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Электронный ресурс]

URL: http://base.garant.ru/11900785/2/#ixzz312XamPZ.-Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения 06.04.2015г.

25. Цены в строительстве. – 2016. – № 1. – С. 12-13.

26. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. – Томск: Изд. ТПИ, 1991. – 100 с.

27. Шаповалов А.Г. Проектирование и финансирование строительства нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1991. – 100 с.

28. Ширков А.И. Охрана труда в геологии. – М.: Недра, 1990. – 235 с.

29. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. – М: Недра, 1982. – 296 с.

30. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 333 с.