

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



Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)  
 Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)»

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Кривошеину Артёму Алексеевичу		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Максимова Ю.А  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
(Бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Кривошеину Артёму Алексеевичу

Тема работы:

<b>«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2018г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><b>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (ХМАО), с ожидаемым притоком Q = 200 м3/сутки.</b></p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><b>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений</p> <p><b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p>

	<p>2.2 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных</p>
--	---

	2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5 Выбор буровой установки <b>3 Гидроразрыв пласта</b>
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка буровой колонны
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
<b>1. Общая и геологическая часть</b>	
<b>2. Технологическая часть</b>	
<b>3. Современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.02.2018г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Кривошеин Артём Алексеевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: месторождение, скважина, бурение, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении (ХМАО).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2680 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. - внутренний и др.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	9
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	10
1.2. Геологические условия бурения.....	12
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	12
1.4. Зоны возможных осложнений.....	12
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	13
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	13
2.2.1. Построение совмещенного графика давлений.....	14
2.2.2. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	15
2.2.3. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	15
2.2.4. Разработка схем обвязки устья скважины.....	17
2.3. Углубление скважины.....	18
2.3.1. Выбор способа бурения .....	19
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента.....	19
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	20
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	21
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	22
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	23
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	24
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	24
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	26
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	26
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.....	27
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	27
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....	28
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	30
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине.....	31
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины.....	33
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	33
2.4.2.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	34
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора.....	35
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	37
2.4.4.2. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	37

2.4.4.3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабировани Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	40
2.4.4.4. Скважинное оборудование для свабирования КС-62.....	41
2.4.5. Выбор буровой установки.....	41
III. Прихваты обсадной колонны.....	43
3.1. Критерии выбора метода вызова притока.....	44
IV.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ.....	52
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	52
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	53
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	54
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	56
4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	56
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	57
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	59
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	59
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	59
4.2     Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	62
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	62
4.3 Расчет технико-экономических показателей.....	63
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1. Производственная безопасность.....	67
5.1.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению Полевой этап.....	67
5.1.1.1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).....	67
5.1.1.2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования .....	68
5.1.1.3. Пожароопасность .....	70

5.1.1.4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов .....	72
5.1.1.5. Электрический ток.....	72
5.1.1.6. Электрический ток.....	73
5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	74
5.1.2.1. Превышение уровней вибрации.....	74
5.1.2.2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	76
5.1.2.3. Тяжесть физического труда.....	76
5.1.2.4. Превышение уровней шума.....	77
5.1.2.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	78
5.1.2.6. Повышенная запыленность рабочей зоны.....	80
5.2. Экологическая безопасность.....	80
5.3. Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду.....	81
5.4. Мероприятия по охране земель.....	81
5.5. Объёмы отходов бурения.....	82
5.6. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин.....	83
5.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	88
Список использованных источников.....	90
Приложение А.....	91
Геологические условия бурения скважины	
Приложение Б.....	96
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	
Приложение В.....	97
Зоны возможных осложнений	
Приложение Г.....	98
Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	
Приложение Г1.....	99
Расчет требуемого расхода бурового раствора	
Приложение Г2.....	101
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	
Приложение Г3.....	103
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	

Приложение Г4.....	105
Выбор гидравлической программы промывки скважины	
Приложение Д.....	107
Конструирование обсадной колонны по длине	
Приложение Д1.....	108
Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	
Приложение Д2.....	109
Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	
Приложение Е.....	110
Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	
Приложение Е1.....	112
Скважинное оборудование для свабирования КС-62	
Приложение Ж.....	113
Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	
Приложение И.....	120

Производственная безопасность

## **Введение**

Буровые работы играют важную роль при разведке, разработке и эксплуатации месторождений углеводородного сырья.

Становление любого промысла начинается с создания эксплуатационного, нагнетательного и информационного комплекса скважин. Именно использование буровых скважин обеспечило бурный рост нефтяной промышленности во всем мире. И не случайно основанием нефтяной промышленности Российской Федерации считается год начала бурения первой скважины на нефть в долине реки Кудако на Кубани. Выявление скоплений нефти и газа, оценка перспективности районов нефтегазоносности, уточнение данных сейсморазведочных работ, подсчет запасов углеводородного сырья невозможен без строительства скважин. При эксплуатации месторождений ствол скважины является не только каналом для добычи сырья, но и инструментом для управления процессом разработки и повышения нефтеотдачи пластов.

## **1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

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

#### **1.2 Геологические условия бурения**

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в Приложение А.

### **1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

Из таблицы видно, что разрез представлен пятью водоносными коллекторами. Проектируется отдельная эксплуатация пластов  $K_1(AC_{10})$ ,  $K_1(AC_{11})$  и  $K_1(AC_{12})$ , начиная с пласта  $K_1(AC_{12})$ .

### **1.4. Зоны возможных осложнений**

Зоны возможных осложнений представлены в приложении В.

Осложнения, являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

#### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Наблюдается неравномерное чередование алевролиты серые, глинистые, плотные и неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород, следовательно **пласт литологически неоднородный**.

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается **забой закрытого типа**.

Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

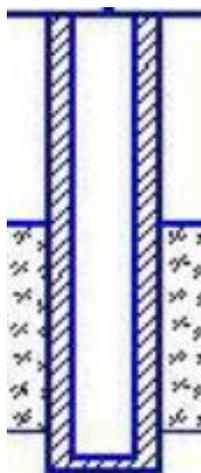


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

#### 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.

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

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

1. Направления: глубина спуска 50м. (Четвертичное отложение 40м, величина перекрытия составляет 10м).

2. Кондуктор: глубина спуска 700м. (Покурская свита, величина перекрытия составляет 50м).

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2680м. (Вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30м).

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м
	По вертикали
Направление	50
Кондуктор	750
Эксплуатационная колонна	2680

### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

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

1. Направление: интервал цементирования 0-50м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 50-750м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 600-2680м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

## 2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается от ожидаемого суммарного дебита нефти 200 м<sup>3</sup>/сут.

Согласно рекомендуемым диаметрам эксплуатационных колонн в зависимости от дебита (200 м<sup>3</sup>/сут) выбираем эксплуатационную колонну диаметром 168,3 мм.

В дальнейшем диаметры выбирают из условий проходимости долот внутри предыдущей колонны и проходимости последующей колонны с рекомендуемыми зазорами.

Диаметр долота  $D_d$  для бурения под эксплуатационную (промежуточную) колонну рассчитываем по формуле (1):

$$D_d = D_m + 2\Delta, \quad (1)$$

где  $D_m$  - наружный диаметр муфты обсадной трубы (прил. 14), мм;

$2\Delta$  - разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм (прил. 15).

$$D_d = 168,3 + 25 = 193,3 \text{ мм.}$$

Выбираем долото РДС диаметром 215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора  $D_k$  определяется по формуле (2):

$$D_k = D_d + (10-14), \quad (2)$$

где  $D_d$  - диаметр долота под эксплуатационную (промежуточную) колонну, мм;  $(10-14)$  - зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_k = 215,9 + (10-14) = (225,9-230,9) \text{ мм.}$$

Наружный диаметр кондуктора – 244,5 мм.

Наружный диаметр  $D_m$  муфты для кондуктора – 244,5 мм.

Расчет долота производится по формуле (1), с учетом наружного диаметра  $D_m$  муфты для кондуктора.

$$244,5 + 25 = 269,5 \text{ мм.}$$

Выбираем долото шарошечное диаметром 269,9 мм.

Внутренний диаметр направления  $D_n$ :

$$269,9 + (10-14) = (279,9-283,9) \text{ мм.}$$

Наружный диаметр направления –339,7 мм

Наружный диаметр муфты  $D_m$  для направления – 365,1 мм

Расчет долота производится по формуле (1), с учетом наружного диаметра  $D_m$  муфты для направления.

$365,1+40=405,1$  мм.

Выбираем шарошечное долото с диаметром 444,5 мм.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2. Конструкция скважины.

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	339,7	444,5
Кондуктор	50	750	50	600	244,5	311,2
Эксплуатационная колонна	750	2680	600	2680	168,3	214,3

### 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

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

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

$$R_{му} = R_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (3)$$

где,  $R_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 26,7 МПа;

$\rho_n$  – плотность нефти (0,788), кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 2615 м.

$$R_{му} = 26,7 \cdot (10^6) - 788 \cdot 9,81 \cdot 2615 = 6,48 \text{ МПа}$$

$$R_{му} = 6,48 \text{ МПа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-146x219**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент  $\Delta p_{пл} = 0,102$  МПа/10 м: **ОП5-230/80x35**.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

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 3

Таблица 3. Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-750	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
750-2680	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1

- Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 444,5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

- Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 311,2 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

- Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 214,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

### 2.3.2.1 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

- Для бурения интервала под направление 0-50м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

- Для бурения интервала под кондуктор 50-750м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

- Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 750-2680м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Таблица 4 - Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-750	750-2680	
Шифр калибратора	Без калибратора	КЛС-311,1	КС-214,3 СТК	
Тип калибратора	-	с левой спиралью	с правой спиралью	
Диаметр калибратора, мм	-	311,1	214,3	
Тип горных пород	-	М, М-С	МС,С	
	ГОСТ	-	3-117 / 3-117	3-152

Присоединительная резьба	API	-	41/ 2 Reg / 41/ 2 Reg	-
--------------------------	-----	---	-----------------------	---

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 5 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-750	750-2680
Исходные данные			
$\alpha$	1	1	1
$P_{ш}$ , кг/см <sup>2</sup>	2549	4384	6953
$D_d$ , см	44,45	31,12	21,43
$\eta$	1	-	-
$\delta$ , см	1.5	-	-
$q$ , кН/мм	0.2	150	250
$G_{пред}$ , кН	270	190	130
Результаты проектирования			
$G_1$ , кН	8,49	11,9	17,3
$G_2$ , кН	88,9	46	53
$G_3$ , кН	280	152	104
$G_{проект}$ , кН	88,9	152	104

Осевая нагрузка под направление проектируется по известной методике, при сравнение  $G_1$  и  $G_2$  выбирается наибольшее ( $G_2$ ) это позволяет достичь эффективного разрушения г.п. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 88,9 кН.

Осевая нагрузка под кондуктор проектируется по известной методике, при сравнение  $G_1$  и  $G_2$  сравниваем его с  $G_3$  выбираем наибольшее ( $G_3$ ) это позволяет достичь эффективного разрушения г.п. Оно не превышает

предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 152 кН.

Осевая нагрузка под эксплуатационную колонну проектируется по известной методике, при сравнение G1 и G2 сравниваем его с G3 выбирается наибольшее (G3 ) это позволяет достичь эффективного разрушения г.п. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 104 кН.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 6. Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-750	750-2680
Исходные данные			
V <sub>л</sub> , м/с	3	2	2
D <sub>д</sub>	м	0.4445	0.3112
	мм	444,5	311,2
τ, мс	4	-	-
z	24	-	-
α	0.7	-	-
Результаты проектирования			
n <sub>1</sub> , об/мин	130	123	182
n <sub>2</sub> , об/мин	225	-	-
n <sub>3</sub> , об/мин	769,6	-	-
n <sub>проект</sub> , об/мин	130	123	182

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-50 м) проектируем n<sub>1</sub> оно позволит достичь разрушения г.п. Для интервалов бурение под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется только n<sub>1</sub>. Поскольку долото без опорные(PDC).

### 2.5.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-750	750-2680
Исходные данные			
D <sub>д</sub>	м	-	0,3112
	мм	-	311,2
G <sub>ос</sub> , кН	-	190	130
Q, Н*м/кН	-	1,5	1,5
Результаты проектирования			
D <sub>зд</sub> , мм	-	276,6	190,49
M <sub>р</sub> , Н*м	-	7534,16	3126,9
M <sub>о</sub> , Н*м	-	155,5	107,15
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН	-	38,84	27,23

Для интервала бурения 50-750 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 30кН\*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.3000.78 который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 950-2570м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178.5000.78 , который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.3000.78	50-750	240	6.91	1875	30-50	85-150	9-12	60-140
ДР-195.4000.78	750-2680	195	7.5	1400	20-40	150-200	9-12	100-190

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

#### 1. Проектирование компоновки низа бурильной колонны (КНБК) по интервалам бурения

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2

### 2.5.4 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в приложении Д.3.

- По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше  $Q_3 = 75$  (направление)  $72$  (кондуктор)  $26$  (экспл. колонна), но больше большего из значений  $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_4$ ,  $Q_5$  и  $Q_6$ , или равно ему. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается  $63$  л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

- Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается  $54$  л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

- Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается  $24$  л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал  $0-2680$  м. представлены в приложении Д.3.2.

## 2.5 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в приложении Д.4.

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносного пласта. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2500-2650м. Так как скважина является разведочной, интервал отбора керна мы принимаем по интервалу продуктивного пласта плюс 10 метров: 2495-2655м. Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отбора керна и обеспечения данной бурголовкой, бурения интервала по пласту. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Таблица 9. Тип проектируемой бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У8-214,3/101,6 SCD-4 С	214,3	101,6	(DBS) 160×4.233×1:16	20

Таблица 10. Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-178/100 "ТРИАС 6"	178	36 (6)	100	18000	3-121	3-117	800

Таблица 11. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2495-2655	СК-178/100 «ТРИАС 6»	2-5	60-120	18-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, который уже нами выбран при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности «Д» и вид исполнения «А» с типом соединения ОТТМ.

#### Секция №1 (в пределах эксплуатационного пласта)

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

$$P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1 \quad (5)$$

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

$n_{см}$  – коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением. Для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта,  $n_{см} = 1,2 - 1,3$  (в зависимости от устойчивости коллекторов, пластового давления, количества эксплуатационных пластов), для остальных секций - 1,0.

$$P_{см}^1 \geq 1,2 \cdot 21,3 = 25,56 \text{ МПа}$$

2) По найденной прочности обсадной колонны выбираем колонну с толщиной стенки 8,9 мм, группы прочности „Д“ исполнения А с критическим давлением 26,9 МПа.

3) Из условия перекрытия продуктивного пласта на 50 м проектируем  $L^1$  - глубину установки первой секции 2450 м по вертикали.

4) По эпюре наружных избыточных давлений в верхнем конце 1-ой секции  $P_{ни}^2=20,2$  МПа, по таблице находим трубы с толщиной стенки  $\delta^2=8,0$  мм с критическим давлением 22,1 МПа.

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

$$l^1 = L - L^1, \quad (6)$$

где  $L$  - глубина скважины по стволу, м;

$L^1$  - глубина установки первой секции по стволу, м;

$$l^1 = L - L^1 = 2680 - 2450 = 230 \text{ м};$$

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

$$G^1 = l^1 \cdot q^1, \quad (7)$$

где  $q^1$  - вес 1 м. труб 1-ой секции с толщиной стенки  $\delta^1 = 8,5$  мм (находится в таблице основных характеристик выбранных обсадных труб).

$$q^1 = 0,354 \text{ кН} \quad (8)$$

$$G^1 = 230 \cdot 0,354 = 81,42 \text{ кН}$$

7) При  $P_{ни}^2=23,4$  МПа определяется фактический коэффициент запаса

$$n_p = P_p^2 / P_{ви}^2 \quad (9)$$

где  $P_p^2$  - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки  $\delta^2$

$P_{\text{ВИ}}^2$  - внутреннее избыточное давление на глубине  $*L^1$  (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).

$$n_p = 31,6/10,0 = 3,16$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{\text{СТР}} = Q^1_{\text{СТР}} / *G^1, \quad (10)$$

где  $Q^2_{\text{СТР}}$  - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенок  $\delta^2 = 8,0$  мм, кН;

$*G^1$  - растягивающая нагрузка на 2-ую секцию, равная откорректированному весу 1-ой секции.

$$n_{\text{СТР}} = 1353/81,42 = 16,61$$

т.к.  $n_p = 3,16 > 1,15$  и  $n_{\text{СТР}} = 19,1 > 1,15$ , то параметры первой секции принимаются окончательными.

Параметры 1-ой секции:

группа прочности "Д";

толщина стенок  $\delta^1 = 8,9$  мм;

длина секции  $*l^1 = 230$  м;

интервал установки L -  $*L^1 = 2680-2450$ ;

вес секции  $*G^1 = 81,42$  кН.

## Секция №2

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

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной  $\delta^2$  при определении параметров 1-ой секции.

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

3) Находится значение наружного избыточного давления  $P^3_{\text{НИ}}$  из условия

$$P_{\text{НИ}}^3 = P_{\text{СМ}}^3 / n_{\text{СМ}} \quad (11)$$

где  $*P_{\text{СМ}}^3$  - прочность труб на смятие для толщины труб  $\delta^3$  (значение из таблицы для критических давлений в инструкции)

$$P_{\text{НИ}}^3 = 18,3/1,0 = 18,3 \text{ МПа}$$

4) На графике наружных избыточных давлений находится глубина  $L^2 = 1750$  м, на которой действует  $P_{\text{НИ}}^3$  (предварительная глубина установки 2-ой секции).

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

$$l^2 = *L^1 - L^2 \quad (12)$$

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

$$L^2 = 2450 - 1750 = 700 \text{ м}$$

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

$$G^2 = l^2 \cdot q^2, \quad (13)$$

где  $q^2$  - вес 1 м труб с толщиной стенки  $\delta^2$  (значение из таблицы сортамента выбранных обсадных труб).

$$G^2 = 700 \cdot 0,327 = 228,9 \text{ кН}$$

7) При  $P_{\text{НИ}}^2 = 18,3$  МПа определяется фактический коэффициент запаса

$$n_P = P_P^3 / P_{\text{ВИ}}^3 \quad (14)$$

$$n_P = 28,8/13,5 = 2,1$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{\text{СТР}} = Q_{\text{СТР}}^2 / \Sigma * G^2, \quad (15)$$

где  $Q_{\text{СТР}}^2$  - прочность на страгивающие нагрузки для труб 3-ей секции с толщиной стенок  $\delta^3$  (определено по таблице в инструкции);

$\Sigma * G^2$  - растягивающая нагрузка на 3 -ую секцию от откорректированного веса 2-х секций.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

$$n_{\text{СТР}} = 1226/299,7 = 4,09$$

т.к.  $n_P = 2,1 > 1,15$  и  $n_{\text{СТР}} = 4,09 > 1,15$ , то параметры второй секции принимаются окончательными.

Параметры 2-ой секции:

группа прочности "Д"

толщина стенок  $\delta^2=8,0$  мм;

длина секции  $l^2=700$  м;

интервал установки 2450-1750м;

вес секции  $G^2=228,9$  кН.

суммарный вес секций  $\Sigma G=299,7$  кН.

### Секция №3

1) Проектируются трубы с толщиной стенки  $\delta^3=7,3$ мм. Определим, возможно ли установить трубы с  $\delta^3=7,3$ мм до устья.

2) Длина 3-ой секции  $l^3=1750$  м.

3) Рассчитывается вес 3-ей секции  $G^3$

$$G^3 = l^3 \cdot q^3 = 1750 \cdot 0,294 = 514,5 \text{ кН}; \quad (15)$$

$$\Sigma G = G^1 + G^2 + G^3 = 70,8 + 228,9 + 514,5 = 814,2 \text{ кН}. \quad (16)$$

4) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ой секции:

$$n_p = P_p^3 / P_{ви}^3$$

$$n_p = 28,8 / 13,5 = 2,1$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q_{СТР}^3 / \Sigma G$$

$$n_{СТР} = 1116 / 814,2 = 1,37$$

т.к.  $n_p=2,1 > 1,15$  и  $n_{СТР}=1,37 > 1,15$ , то параметры третьей секции принимаются окончательными.

Параметры 3-ой секции:

группа прочности "Д"

толщина стенок  $\delta^3=7,3$ мм;

длина секции  $l^3=1750$ м;

интервал установки 1750-0м;

вес секции  $G^3=514,5$  кН.

суммарный вес секций  $\Sigma G=814,2$  кН.

При соблюдении условий прочности для всех секций их параметры принимаются за окончательные и записываются в таблицу 10.

Таблица 12 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	8,9	200	0,354	70,8	814,2	2450-2650
2	Д	8,0	700	0,327	228,9		2450-1750
3	Д	7,3	1750	0,294	514,5		1750-0

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (17)$$

где,  $P_{в}$  – внутреннее давление;  $P_{н}$  – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 6.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

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

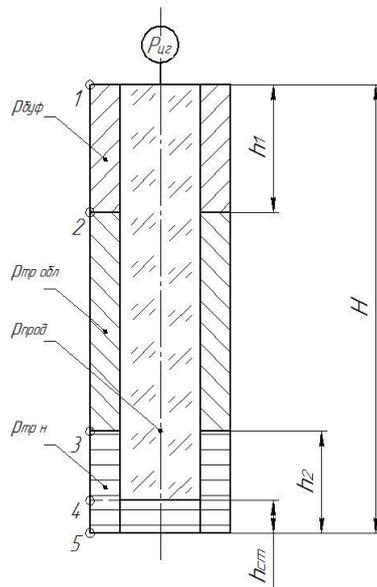
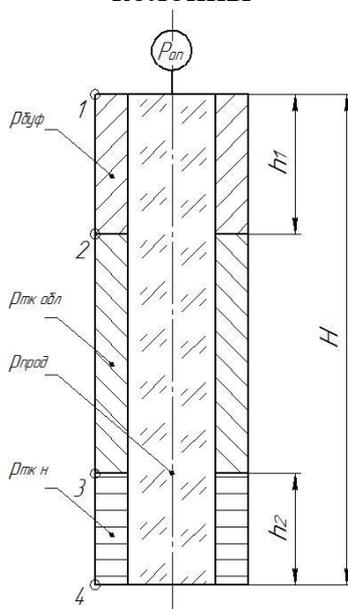


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной КОЛОННЫ



После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 9 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 8.

Таблица 13 - Данные расчета внутренних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	18.62	1	0	11.5
2	600	18.02	2	600	10.9
3	2450	10.62	3	2450	9.975
4	2640	9.1	4	2680	9.925
5	2680	9.1			

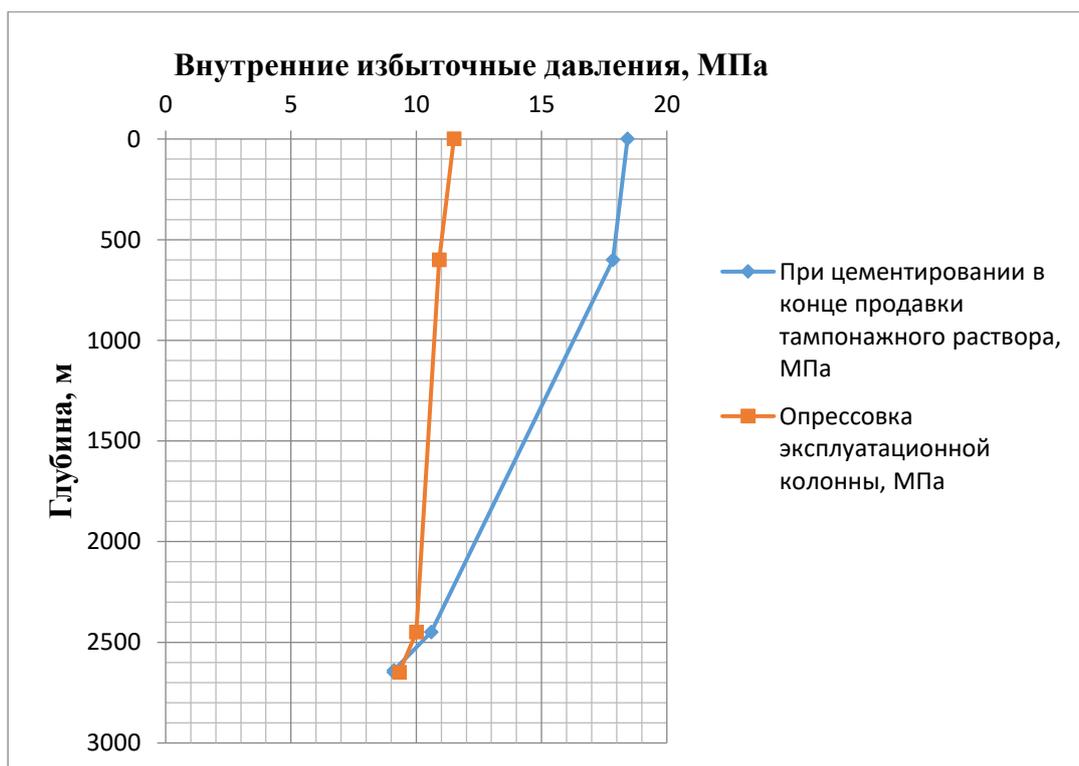


Рисунок 8 - Эюры внутренних избыточных давлений.

### 3.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (18)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

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

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

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 3 и 4.

Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

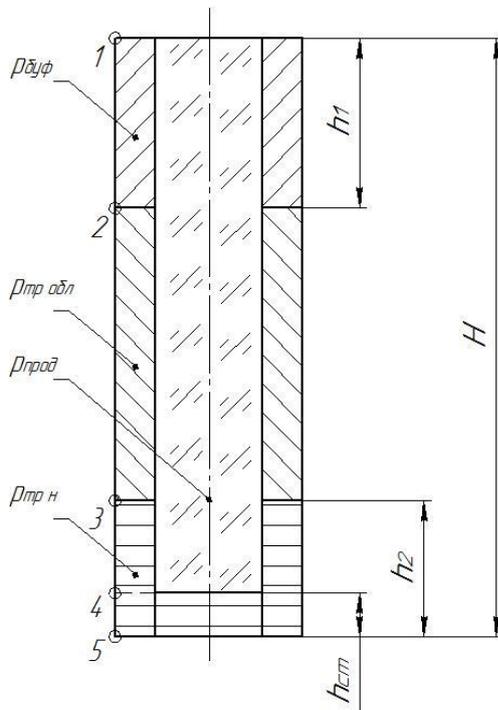
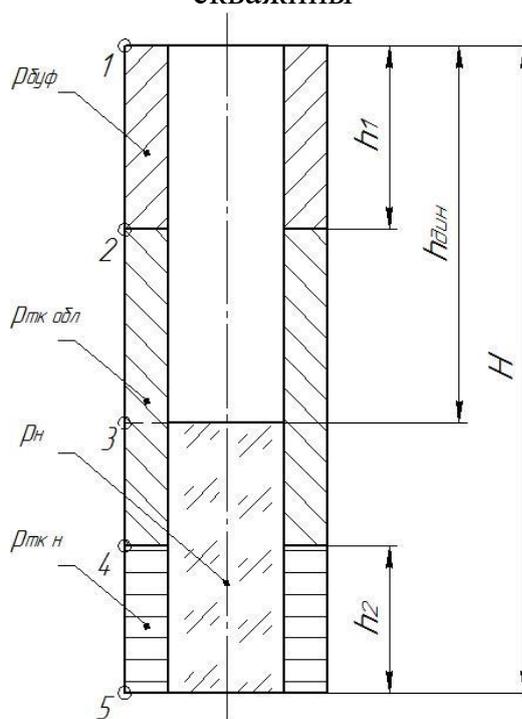


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины



После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 8 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 5.

Таблица 14 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	600	0.6	2	600	7.15
3	2450	8	3	1766,7	18.85
4	2640	9.52	4	2450	20.586
5	2680	9.52	5	2680	21.694

## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

#### Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (20)$$

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

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

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 47,8$  МПа.

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

$$P_{гдкп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвзс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{квн} - D_{экн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв} - D_{экн}})}, \quad (21)$$

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

$$P_{гдкп} = 0,18 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве  $P_{гскп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (22)$$

$$P_{гс кп} = 35,8 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений

$$35,8 \text{ МПа} \leq 47,8 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

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

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (23)$$

где  $V_{кп}$  – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

$t$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 19,72 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора  $V_{тр}$  (в  $\text{м}^3$ ) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк \partial}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_l) + d_{эк вн}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (24)$$

$$V_{тр} = 46,8 \text{ м}^3;$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{тр.норм.} = 4,74 \text{ м}^3;$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{тр.обл} = 42,08 \text{ м}^3.$$

Объём продавочной жидкости  $V_{прод}$  (м<sup>3</sup>), расчет выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк\ вн}^2 \cdot L - d_{эк\ вн\ 1}^2 \cdot h_{ст})] / 4, \quad (25)$$

$$V_{прод} = 49,57 \text{ м}^3.$$

### 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

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

Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (2580-950): 30-80<sup>0</sup>С.

- Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{ТРобл} = 1400 \text{ кг/м}^3$ .

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:  
тип цемента: ПЦТ - III - Об - 4 – 100.

- Рекомендуемое водоцементное отношение:  $m = 0.75$

- Плотность сухого цемента 2700-2900 кг/м<sup>3</sup>

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{сух.обл} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (26)$$

$$G_{сух.обл} = 34,68 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м<sup>3</sup>) определяется по формуле:

$$V_{в} = K_{в} \cdot G_{сух} \cdot m, \quad (27)$$

$$V_{в.обл} = 28,09 \text{ м}^3.$$

Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (2680-2580): 80-86<sup>0</sup>С.

- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{\text{ТРнорм}} = 1800$  кг/м<sup>3</sup>.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ - II - 150.

- Рекомендуемое водоцементное отношение:  $m = 0,45$ .

- Плотность сухого цемента 2880-2950кг/м<sup>3</sup>

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 6,07 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м<sup>3</sup>):

$$V_{\text{в.норм}} = 2,9 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м<sup>3</sup>.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м<sup>3</sup>, а «МБП-МВ» – 15 кг/м<sup>3</sup>. (Расчет представлен в табл.18)

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м <sup>3</sup>	Плотн. жидк., кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для пригот. жидк., м <sup>3</sup>	Наимен. компонента	Масса компонента (кг) / колич. мешков в (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков в (шт.)
Буферная	4,93	1050	19,72	МБП-СМ	345,1/14	-	-

	14,79			МБП-МВ	221,85/ 9	-	-
Обл.тамп. р-р	42,08	1400	28,09	НТФ	17,25/1	ПЦТ- Ш- Об(4)- 100	34,68/3 5
Тамп.р-р норм.плот н.	4,74	1800	2,9	НТФ	1,94 / 1	ПЦТ- П-150	6,07/7

#### 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирование скважины

3. Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$4. P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (28)$$

5. где,  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирование,

$$6. P_{цг} = 18,62 \text{ МПа};$$

$$7. 23,27 \text{ МПа} \geq 18,62 \text{ МПа}.$$

8. Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в табл. 19).

9. Таблица 16 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

10. Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$11. m = G_{сyx} / G_{б}, \quad (29)$$

12.1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 2$  машины типа УС6-30Н(У).

13.2. Для тампонажной смеси нормальной плотности:  $m = 1$  машина типа УС6-30Н(У).

14.3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА -320.

15. По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.

16. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования представлена в приложении Е.1.

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, D <sub>усл</sub> =444мм	БКМ-340 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =311мм	БКМ-245 ОТТМ,ОТТГ, БТС	ЦКОДМ -245 ОТТМ	ПРП-Ц-219	ЦЦ- 245/270/320	ГЦУ-245 ГЦУ-245А
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =214мм	БКМ-168 ОТТМ,ОТТГ,БТС	ЦКОДМ -168 ОТТМ	ПРП-Ц-219	ЦЦ- 168/216- 245	ГЦУ-168 ГЦУ-168 А

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

### 2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

#### Перфоратор ПКО 89-АТ

Перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения с возможностью спуска как на кабеле, так и на НКТ, предназначен для вторичного вскрытия пластов в скважинах, заполненных жидкостью, газоконденсатом или газом. Рекомендуется к применению в обсадных трубах диаметром 140, 146 мм.

Рисунок 16- ПКО 89-АТ



#### Особенности и преимущества

- удобство снаряжения и сборки перфоратора;
- возможность комбинированного снаряжения зарядами с различными характеристиками пробития;
- возможность многокорпусной сборки при спуске на кабеле с установкой электродетонатора «внизу» перфоратора;
- отсутствие засорения скважины осколками зарядов и перфоратора;
- надежность;
- безаварийность;
- возможность установки центраторов.

Таблица 18 Технические характеристики

Технические характеристики	ПКО89-АТ
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5/130
Максимально допустимая температура, °С ***	150/200
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

#### 2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 168 мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 178 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

##### **Состав комплекса:**

1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М
3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95
4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178)
6. Замок аварийный ЗА-95
7. Фильтр Ф1-95
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95
9. Патрубок приборный ПП-95
10. Башмак Б-95
11. Устройство уравнительное УУ-95
12. Переходник левый ПЛ-95

13. Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95.

**Дополнительное оборудование:**

1. Испытатель пластов ИПВ-95 (управляемый вращением)
2. Клапан пробоотборно-сравливающий КПС-95
4. Отсекатель потока ОП-95
5. Распределительное устройство РУ-95
6. Контейнер-пробоотборник КП-42
7. Механизм направляющий МНУ-95
8. Клапан циркуляционный КЦУ-95
9. Контейнер пробоотборный КП-42

**Комплекс позволяет:**

- производить селективное испытание как с упором на забой, так и на стенки скважин;
- производить испытание на герметичность цементных мостов и обсадной колонны труб;
- устанавливать место и характер утечек в обсадных трубах;
- осваивать малопродуктивные нефтяные, газовые, водяные и нагнетательные скважины;
- отбирать герметизированные пробы пластовой жидкости в контейнеры, совместимые со стандартной исследовательской аппаратурой.

Рисунок 1 - Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У



#### **2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования**

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

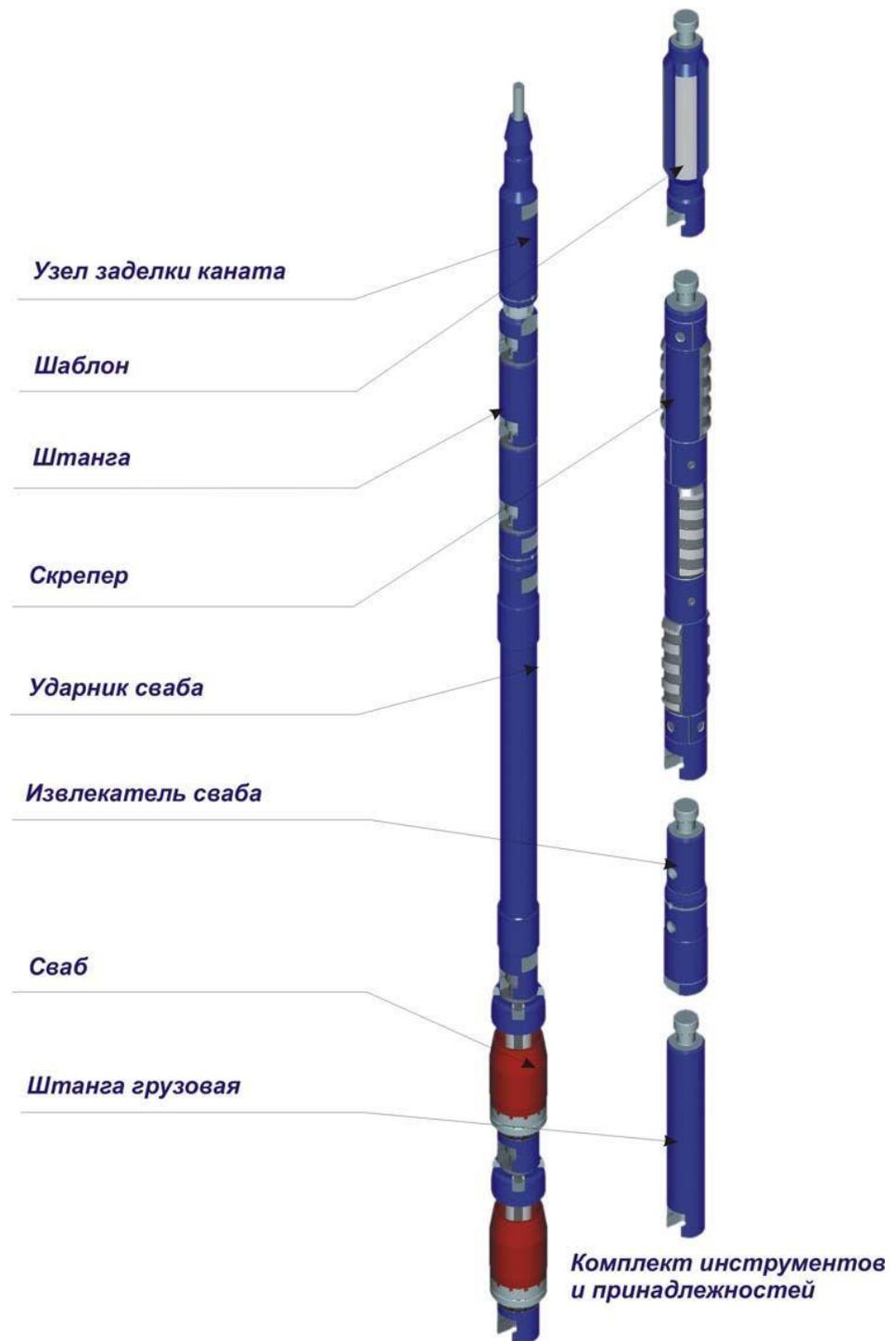
Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначен для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

**1. Скважинное оборудование для свабирования КС-62**

2. Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

3. Рисунок 2 – Скважинное оборудование для свабирования КС-62



4. Колонна сваба  
 Характеристики представлены в таблице Ж.1.1

### 5.2.5 Выбор буровой установки

5. Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (99 т.), веса обсадной колонны (70т.), опыте бурения в условиях западной Сибири, надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается БУ 3000 ЭУК-1М. В таблице 1 представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины. При расчете

площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания тумбы ЭУК = 9 м<sup>2</sup>, установка буровой вышки производится на 4 таких тумбы. Выбор буровой установки представлено в приложение И.

## 2 Гидроразыв пласта

Данная тема расположена в приложение О.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Кривошеину Артёму Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<i>1. Организационная структура управления организацией</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	18.02.2018г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата

## **4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **4.1 Структура и организационные формы работы предприятия**

Нефтегазодобывающая компания ОАО «Сургутнефтегаз» - одно из крупнейших предприятий нефтяной отрасли России. На протяжении многих лет предприятие является лидером отрасли по разведочному, эксплуатационному бурению. Структурные подразделения предприятия осуществляют весь комплекс работ по разведке и разработке месторождений, по строительству производственных объектов, по обеспечению экологической безопасности производства и по автоматизации производственных процессов. Самым главным организационным звеном предприятия является аппарат управления. От работы этого аппарата зависят организация всех работ на предприятии, зависит слаженность действий цехов и различность подчиняющихся ему служб, а значит качество и скорость выполняемых работ.

#### **4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение**

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

Нормативная карта представлена в приложение К.1.

#### **4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение**

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Западно-Сибирскому месторождению представлены в таблице 19

Таблица 19 - Нормы механического бурения на ХМАО

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,036	550
2	50	750	700	0,041	1630
3	750	2680	1930	0,063	1350

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (30)$$

где  $T$  - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

$H$  - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 58.

Таблица 20 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,036	1,8
750	0,041	30,75
2680	0,063	168,84
<b>Итого</b>		<b>201,39</b>

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / P, \quad (31)$$

где  $P$  - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 30 / 500 = 0,06$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 59.

Таблица 21 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
50	460	0,1
750	1420	0,52
2680	1380	1,94
<b>Итого на скважину</b>		<b>2,56</b>

### 5.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО  $T_{СПО}$ , с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (32)$$

где  $n_{сно}$  - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

$\Pi$  – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 56.

Таблица 56 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции представлен в таблице К.2

### **5.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;

эксплуатационная колонна:  $8 \cdot 1 = 8$  мин.

### **5.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, технической колонны 18 ч эксплуатационной колонны - 22 ч.

### **5.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;

- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (33)$$

где  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (34)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 25 = 25 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (35)$$

где  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 1/25 = 0,04 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,04 \cdot 2 + 5 = 5,08 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 750 - 10 = 740 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 740 - 29 = 711 \text{ м}$$

$$N = 711/24 = 27,6 \approx 30 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 30 \cdot 2 + 5 = 65 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2680 - 11 = 2669 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2669 - 29 = 2640 \text{ м}$$

$$N = 2640/24 = 110$$

$$T_{\text{конд.}} = 110 \cdot 2 + 5 = 225 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,08 + 65 + 225 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 493,09 \text{ мин} = 8,21 \text{ ч.}$$

### 5.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

### **5.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

### **5.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 231,77 часов или 9,65 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  
 $231,77 \times 0,066 = 15,396$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет  
 $231,77 + 15,396 + 25 = 272,166$  ч = 11,34 суток.

Нормативная карта наклонно-направленной скважины на Западно-Сибирском месторождении представлены в таблице К.3.

## 5.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 5.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления

скважины

Проектная продолжительность  $T_{np}$ , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (36)$$

где  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (37)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{np}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_p$  - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 62.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 63.

Таблица 22– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,8	1,89	0,07
кондуктор	30,75	32,28	1,34
эксплуатационная колонна	168,84	177,28	7,38

Крепление:			
направление	3,56		
кондуктор	16,0	3,73	0,15
эксплуатационная колонна	35,3	16,8	0,7
		37,06	1,54
Итого	256,25	269,04	11,18

### 5.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (38)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;  
 $T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2680/201,39 = 13,3 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (39)$$

где  $T_{сно}$  - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2680/(71,74+201,39) = 9,8 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (40)$$

где  $T_H$  - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2680 \cdot 720/256,25 = 7530 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/n, \quad (41)$$

где  $n$  - количество долот.

$$h_d = 2680/2,56 = 1046 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - \Pi_H)/H, \quad (42)$$

где  $C_{см}$  - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$P_n$  – плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (145137677 - 38103) / 2680 = 51141 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 64.

Таблица 23 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2680
Продолжительность бурения, сут.	11,18
Механическая скорость, м/ч	13,3
Рейсовая скорость, м/ч	9,8
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7530
Проходка на долото, м	1046
Стоимость одного метра	51141

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б42Т	Кривошеину Артёму Алексеевичу

	ИШПР ТПУ		Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»</b>	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении ХМАО
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b>  1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения  1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения  –	<b>Вредные факторы:</b>  1. Отклонения показателей микроклимата;  2. Повышенный уровень электромагнитных излучений;  3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;  4. Превышение уровня шума;
<b>2. Экологическая безопасность</b>	<b>Опасные факторы:</b>

	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Источники выбросов в атмосферу; Образование сточных вод и отходов; Методы защиты атмосферы .</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p>	<p>Вероятные чрезвычайные ситуации и меры по их предупреждению</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p>	<p>1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б42Т	Кривошеин Артём Алексеевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено в ХМАО. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

### **5.1 Производственная безопасность**

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в приложении М.

#### **5.1.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению**

#### **5.1.3 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)**

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при

их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

К основным документам, регламентирующим межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте относится СПб.: ЦОТПБСП, 2001 [1]

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц. Меры предосторожности, такие как ограждение зон повышенной опасности, принимаются для ограничения доступа работников в зоны, где возможно их падение с высоты, травмирование падающими с высоты материалами, инструментом и др. предметами, а также частями конструкций, находящихся в процессе сооружения, обслуживания, ремонта, монтажа или разборки. При проведении работ на высоте выставляются ограждения, обозначая границы опасных зон.

При расположении рабочих мест на перекрытиях воздействие нагрузок от размещенных материалов, оборудования, оснастки и людей не должно превышать расчетных нагрузок на перекрытие, предусмотренных проектом.

#### **5.1.4 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [3], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека на всех заданных режимах работы и предусмотренных условиях эксплуатации, а также создавать пожаровзрывоопасные ситуации;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих, а также выбросов смазывающих, охлаждающих и других рабочих жидкостей;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 .

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [33] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

## **5.5 Пожароопасность**

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории П-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомеднённого инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества .

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех

электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы). Сечение проводов электрической сети должно соответствовать установленной мощности.

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омеднённого инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; обучать подчиненный персонал правилам пожарной безопасности и разъяснять порядок действий в случае возгорания или пожара; осуществлять постоянный контроль за соблюдением всеми рабочими противопожарного режима, а также своевременным выполнением противопожарных мероприятий; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара применять меры по его ликвидации.

### **5.1.6 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов**

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [3].

### **5.1.7 Электрический ток**

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Основной причиной является нарушение правил работы под линиями электропередач.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи. Запрещается передавать сигналы путём натяжения провода. Включение и другие коммутации источников питания могут проводиться только операторами установок;

с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. В зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стоп! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.) [32].

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

## **5.2.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

### **Полевой этап**

#### **5.2.2 Превышение уровней вибрации**

Вибрация – это механические колебания. О вибрации также говорят в более узком смысле, подразумевая механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека.

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования.

К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [27].

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [25]; общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [36]. Контроль за соблюдением установленных гигиенических нормативов по вибрации осуществляют соответствующие уполномоченные организации в ходе периодического контроля за соблюдением безопасных условий труда, аттестации рабочих мест и др.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- создание условий труда, при которых вредное воздействие

вибрации не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;

- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- обучение рабочих виброопасных профессий правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

### **5.2.3 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

#### **5.2.4 Тяжесть физического труда**

Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения, а также оказывает влияние на функциональные системы (сердечно-сосудистую, нервно-мышечную, дыхательную и др.), стимулирует обменные процессы. Основным его показателем является тяжесть. По тяжести труда различают несколько классов, характеристики которых приведены в Р 2.2.2006-05 [35]. По рабочей позе – класс вредный первой степени (нахождение в позе стоя до 80 % времени смены). По массе поднимаемого и перемещаемого груза вручную постоянно в течении рабочей смены – вредный класс от первой до второй степени (до 20 кг и более 20 кг соответственно). Кроме этого, персонал, занятый на данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем. Кроме того, и бытовые и природные полевые условия отражаются на физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению, что в конечном итоге сказывается на результате работы и качестве полевого материала.

Для облегчения тяжелого физического труда используют различные машины, обеспеченные системой органов управления, правильно организуют рабочее время.

#### **5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещенность- важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую

работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Установлено, что свет, помимо обеспечения зрительного восприятия, воздействует на нервную оптико-вегетативную систему, систему формирования иммунной защиты, рост и развитие организма и влияет на многие основные процессы жизнедеятельности, регулируя обмен веществ и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды.

Согласно СП 52.13330.2011 [20] различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений вычислительных центров должно соответствовать СП 52.13330.2011 [20]. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО (таблица 4).

Таблица 26 - Нормы освещенности рабочих поверхностей [43]

Наименование помещений	Характеристика зрительной зоны	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Лаборатория и камеральные помещения	Средней точности	0,5-1	4 – верхнее или комбинированное; 1,5 - боковое	300	Люминисцентные газозарядные лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания

Для местного освещения рабочих мест следует использовать светильники с непросвечивающими отражателями. Светильники должны располагаться таким образом, чтобы их светящиеся элементы не попадали в поле зрения работающих на освещаемом рабочем месте и на других рабочих местах. Местное освещение рабочих мест, как правило, должно быть оборудовано регуляторами освещения.

Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ М<sup>2</sup>.

Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ 60-2.

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

### **5.2.6 Повышенная запыленность рабочей зоны**

Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях.

При камеральной обработке полученных данных источником возникновения пыли может являться ее проникновение в помещение через открытые форточки, окна, двери. В связи с этим необходимо предусмотреть использование вытяжной вентиляции. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7] запыленность в зале не должна превышать 0,5 мг/м<sup>3</sup>. Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки.

### **5.3.1 Экологическая безопасность**

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды нарушений природной среды:

- отчуждение и приведение в негодность плодородных земель;
- нарушение почвенного слоя и уменьшение продуктивности почв на месте ведения буровых работ;
- поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов, применяемых в качестве добавок к буровым растворам;
- утечка и проникновение в продуктивный горизонт масел, нефтепродуктов и глинистых растворов, обработанных химическими реагентами;
- загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами, что ведёт к последующему проникновению этих вод в скважину;
- загрязнение подземных вод в ходе бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ при использовании таких технических и технологических средств, как торпедирование, соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта.

### **5.3.2 Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду**

Основными источниками загрязнения окружающей среды при бурении скважин являются:

- буровая установка;
- система приготовления и подачи буровых растворов;

-буровые сточные воды и шлам;

-двигатели внутреннего сгорания;

Склады горюче-смазочных материалов, реагентов для обработки тампонажных растворов;

-хозяйственно-бытовые строения; котельные.

При бурении скважин на нефть и газ появляются дополнительные источники загрязнения окружающей среды:

-факельные установки при сжигании газа;

-амбары пластовых флюидов.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду не одинаково и зависит от:

-типа буровой установки, способа монтажа и вида привода;

-конструкции скважины;

-применяемого способа бурения;

### **5.3.3 Мероприятия по охране земель**

При подготовке площади под строительство скважины нужно строго соблюдать нормы отвода земель. Выбираем площадку под бурение куста скважин, которая должна иметь обваловку высотой не менее 1 м, для исключения попадания загрязненных сточных вод в водоемы. Буровая площадка должна быть очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом создания уклона в сторону шламовых амбаров, обеспечивающего водосток. Величина уклона не должна превышать 0,5 м.

При разливах нефти на поверхность почвы, ее необходимо удалить, затем загрязненные участки обработать собирающими материалами (торф,

древесная стружка), вещество удалить с поверхности почвы в место захоронения отходов.

Рекультивации подлежат загрязненные земли всех категорий. Рекультивация происходит в два этапа: механическая (приводят загрязненные площади в порядок, планируют), биологическая рекультивация (восстанавливают структурные свойства плодородного слоя).

#### **5.3.4 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин**

Чрезвычайная ситуация (ЧС)—обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [34].

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);

- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;

- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

Должностное лицо в свою очередь обязано:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану и поставить в известность вышестоящее руководство;
- направить работника для организации встречи подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- в случае угрозы жизни людей организовать их спасение;
- при необходимости отключить электроэнергию;
- прекратить все работы в здании, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- осуществить общее руководство по тушению пожара до прибытия пожарной охраны;
- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, участвующими в тушении пожара, от возможных обрушений конструкций, поражения электрическим током, отравления дымом, ожогов;
- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей

## **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [39].

Рабочий несет ответственность за:

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

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;
2. проверить наличие средств пожаротушения;
3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории ХМАО, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

## **Заключение**

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2680м на нефтяном месторождении (ХМАО), дебитом 200 м<sup>3</sup>/сут., требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям в курсовом проекте был произведен расчет конструкции скважины, расчет обсадных труб на прочность, проектирование технологической оснастки обсадной колонны, расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны, проектирование процесса испытания и освоения скважины.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.
12. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL:

<http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

13. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.

14. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.

15. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.

**Приложение А**  
(Обязательное)

**Геологические условия бурения скважины**

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент каверзности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		азимут, град.	
				град	мин		
0	40	четвертичные отл.	Q	-	-	-	1,3
40	90	туртасская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
90	195	новомихайловская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
195	255	атлымская свита	P <sub>1/3</sub>	-	-	-	1,3
255	470	тавдинская свита	P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	-	-	-	1,3
470	690	люлинворская свита	P <sub>3/2</sub> -P <sub>1/2</sub>	-	-	-	1,3
690	820	талицкая свита	P <sub>1</sub>	-	-	-	1,25
820	990	ганькинская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
990	1100	берёзовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1130	1550	уватская свита	K <sub>2</sub>	-	до 30	-	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
1740	2015	викуловская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25

2015	2200	алымская свита	К <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
2200	2650	сангопайская свита	К <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P <sub>2/3</sub>	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P <sub>2/3</sub>	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые, пески светлые мелкозернистые с прослоями бурых углей

Продолжение таблице 1.2

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P <sub>1/3</sub>	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P <sub>3/2</sub> - P <sub>1/2</sub>	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоквидные,

				в середине диатомовые, опоки серые
P <sub>1</sub>	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K <sub>2</sub>	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K <sub>2</sub>	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опокovidные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K <sub>2</sub>	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевро-литов с глинами. Песчаники и алевролиты, серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K <sub>1</sub>	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K <sub>1</sub>	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
K <sub>1</sub>	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K <sub>1</sub>	2200	2650	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести <u>кгс</u> мм <sup>2</sup>	Твёрдость <u>кгс</u> мм <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
К <sub>2</sub> - К <sub>1</sub>	1130	2015	песок, песчан.	2,10	30	0,5	12	10	9-213	14-234	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
К <sub>1</sub> (АС <sub>10</sub> )	2500	2550	песчан.	2,1	19	6,5	11	3,6	-	-	-	-	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>11</sub> )	2560	2610	-	2,1	19	9,4	10	2,5	-	-	-	-	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>12</sub> )	2615	2650	-	2,1	18	3,3	11	3,6	-	-	-	-	С

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура °С
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84

$P_{2/2} - K_2$	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
$K_2 - K_1$	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
$K_1$	2015	2500	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
$K_1(AC_{10})$	2500	2550	0,099	0,999	1,62	2,30	88,20
$K_1(AC_{11})$	2560	2610	0,099	0,099	1,60	2,30	90,36
$K_1(AC_{12})$	2615	2650	0,099	0,999	1,60	2,30	97,40

**Приложение Б**  
(Обязательное)

**Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Подвижность, дарси на сантиметр	Содержание серы % парафина %	Пластовое давление кгс/см <sup>2</sup>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность газа	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации. град.
	от (верх)	до (низ)									
K <sub>1</sub> (АС <sub>10</sub> )	2500	2550	Поров.	0,796	0,06	1,2/ 2,5	239	59	0,90	150	35-40
K <sub>1</sub> (АС <sub>11</sub> )	2560	2610	Поров.	0,775	0,06	-	248	64	0,90	160	35-40
K <sub>1</sub> (АС <sub>12</sub> )	2615	2650	Поров.	0,788	0,06	0,9 / 0,3	250	66	0,90	200	35-40

Таблица Б.2 – Водоносность

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Тип колл	Плотность	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Химический состав воды, мг/л		Тип воды по	Минерализ
	от					анионы	катионы		

подразделение	(верх)	до (низ)	ектора	г/с м <sup>3</sup>		С L <sub>4</sub>	S O <sub>4</sub>	НС O <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>+</sup> <sub>2</sub>	Ca <sup>+</sup> <sub>2</sub>	Сулину	ация, г/л
Q-P <sub>2/3</sub>	0	50	поров	1,0008	0,9	62	38	-	39	22	39	гидрокарбонатный	0,2-0,3
P <sub>1/3</sub>	195	255	-	1,0003	0,07	-	-	-	-	-	-	-	0,5
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	1110	2015	поров.	1,01	250-400 водозаб.	99	-	1	89	3	8	хлоркальциев.	16-20

**Приложение В**  
(Обязательное)

**Зоны возможных осложнений**

Таблица – В.1– Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Условия возникновения, в т.ч. допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
Q - P <sub>3/2</sub>	0	690	до 5,0	отклонение параметров бурового раствора от проектных, несоблюдение скоростей СПО

Таблица В.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфа	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряем	Интенсивность осыпей	Проработка в интервале из-за этого осложнения	Условия возникновения
	от	до				

фиче ского подра зделе ния	(верх )	(низ)	ая временем от момента вскрытия до начала ос- ложнени й, сутки	и обвалов	мощност ь, м	скорость, м/час	
Q-P <sub>2/2</sub>	0	690	3	интенсив	690	100-120	Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, несоблюдение скоростей СПО, несвоевременн ая реакция на признаки осложнений
P <sub>2/2</sub> - K <sub>1</sub>	690	2015	3	слабые	1325	100-120	
K <sub>1</sub>	2015	2200	3	интенсив	185	-	

Таблица В.3 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграф ического подразделе ния	Интервал, м		Вид проявляем ого флюида (вода, нефть, газ)	Плотност ь смеси при проявлен ии, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от (верх )	до (низ)			
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	1110	2015	вода	1,01	Снижение гидростатического давления в скважине из-за:  - недолива жидкости; - подъема инструмента с “сальником”;
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	нефть	0,796	
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	нефть	0,775	

K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	нефть	0,788	снижение плотности жидкости, скважину, ниже допустимой величины	плотности заполняющей
------------------------------------	------	------	-------	-------	---	-----------------------

Таблица В.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см <sup>2</sup>	Возможные условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q – P <sub>2/2</sub>	0	690	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО
K <sub>2</sub>	1110	1550	-	
K <sub>1</sub>	1550	2650	-	

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
1110	2015	Разжижение бурового раствора	Нарушение режима промывки скважины, разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами
2015	2650	Сужение ствола скважины	Разбухание глин ввиду некачественного бурового раствора

## Приложение Г.1 (Обязательное)

### Совмещенный график давлений

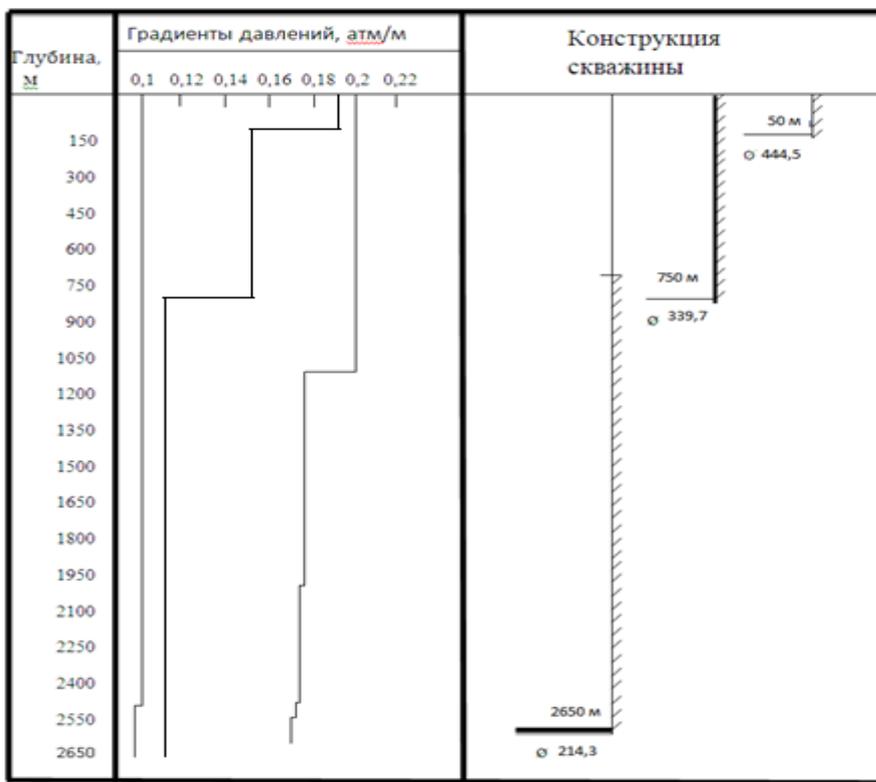


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

**Приложение Г.2**  
(Обязательное)

**Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

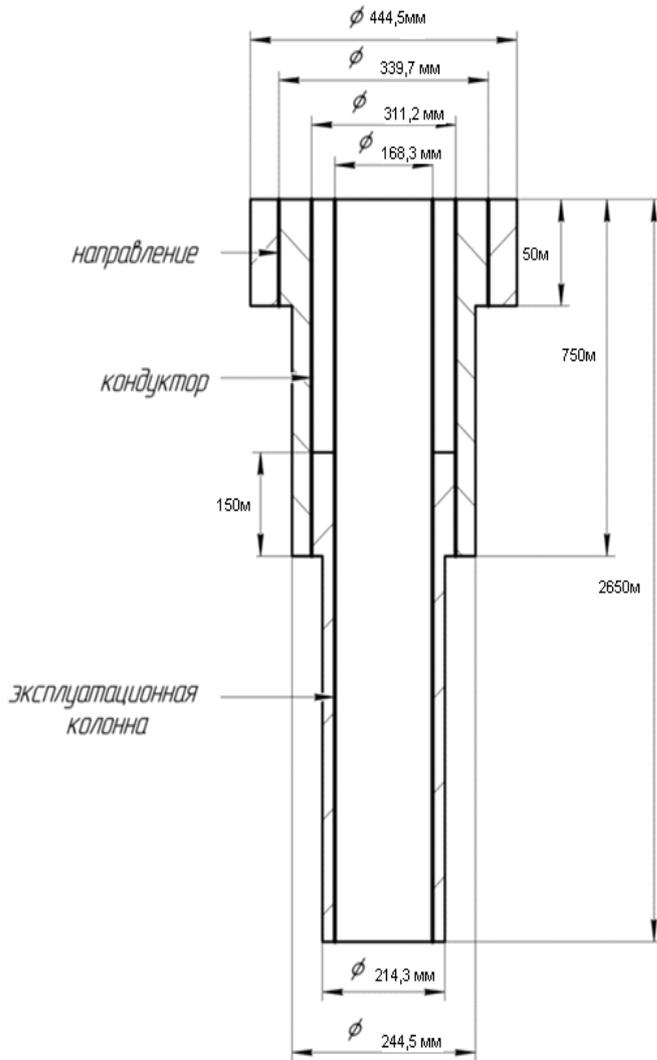


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

**Приложение Д.1**  
(Обязательное)

**Выбор породоразрушающего инструмента**

Таблица Д.1 Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2680
Шифр долота		444,5 (17 1/2) GRDP437	311,1x342,9 (12 1/4x13 1/2) BD713MH	215,9 (8 1/2) FD519SM
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		444,5	311,2	215,9
Тип горных пород		M	MC	MC,C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,7	0,39	0,25
Масса, кг		235	150	43
G, тс	Рекомендуемая	12	16	8
	Предельная	27	30	19
n, об/мин	Рекомендуемая	40	40	40
	Предельная	300	180	200

**Приложение Д.2**  
(Обязательное)

**Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под направление (0-50м)</b>							
1		0,43	444,5	-			

	Долото 444,5 М- ГВ-R-130				3-171	Ниппель	260, 0 кг
2	УБТ УБТС1- 229	12	229	90	<u>3-171</u>	Ниппель	3,28 0
					<u>3-171</u>	Муфта	
3	Переводни к М147хН17 1	0,52	101	101	3-171	Ниппель	99,6 кг
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ178	12	178	80	3-147	Ниппель	1,87 (4,43 )
					3-147	Муфта	
5	Переводни к М133хН14 7	0,54	165	89	3-147	Ниппель	79,1 кг
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБПК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	770, 4 кг (32,1 кг/м )
					3-133	Муфта	

Таблица 2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-750м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьб а (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес, т
					Резьб а (верх)	Тип соединени я (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (50-750м)</b>							
1	Долото PDC 311 М-ГНУ-R-85	0,29	311,2	-			0,07
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор КЛС-311,1	1,2	311,2	120	3-152	Муфта	0,18
					3-152	Ниппель	(0,25)
3	Переводник П-147/171	5,2	203	178	3-147		
					3-171		
4	ВЗД ДГР-210.7/8.49	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,82
					3-152	Муфта	(2,07)
5	Клапан обратный КО-210	0,63	203	67	3-152	Ниппель	0,1
					3-152	Муфта	(2,17)
6	Переводник М152хН171	0,52	203	122	3-152	Ниппель	0,09
					3-147	Муфта	(2,26)
7	УБТ УБТ203	48	203	178	3-147	Ниппель	9,22 тн
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н171хМ133	0,7	203	100	3-147	Ниппель	0,08
					3-133	Муфта	(11,7)
9			127	107	3-133	Ниппель	

	Бурильная труба ТБВК 127х9 Е	До устья			3-133	Муфта	20,38 тн
--	------------------------------------	----------	--	--	-------	-------	-------------

### Приложение Д.3 (Обязательное)

#### Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Таблица Д.3.1 Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-750	750-2680
Исходные данные			
D <sub>д</sub>	м	-	0,3112
	мм	-	311,2
G <sub>ос</sub> , кН	-	190	130
Q, Н*м/кН	-	1,5	1,5
Результаты проектирования			
D <sub>зд</sub> , мм	-	276,6	190,49
M <sub>р</sub> , Н*м	-	7534,16	3126,9
M <sub>о</sub> , Н*м	-	155,5	107,15
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН	-	38,84	27,23

Таблица Д.3.2 Проектирование допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-750	750-2680
Исходные данные			
Q <sub>1</sub> , л/с	46	38	14
Q <sub>2</sub> , л/с	17	9	2
Q <sub>3</sub> , л/с	75	72	26
Q <sub>4</sub> , л/с	60	41	10
Q <sub>5</sub> , л/с	53	53	23
Q <sub>6</sub> , л/с	75-53	50-52	16-20
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	17-75	9-72	2-26
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	63	54	24

Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}, л/с$	-	57	38
$\rho_1, кг/м^3$	-	1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$	-	1150	1080
$M_{тм}, Н*м$	-	21500	15500
$M_{тб}, Н*м$	-	36000	13800

Таблица Д.3.3 - Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2680 м

Направление Интервалбурения, м.		Длинаинте рвала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{каверн.}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	50	50	444,5	-	1,3	10,09
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,72$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 7,03$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 24,18$
<b>Объемраствора к приготовлению:</b>						$V_{бр} = 32,18$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев1} = 14,50$
Кондуктор Интервалбурения, м.		Длинаинте рвала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{каверн.}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
50	750	700	311,2	321,2	1,3- 1,25	77,79
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 7,54$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 51,42$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 3,75$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 159,59$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{бр} = 222,30$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев1} = 14,50$
<b>Объемраствора к приготовлению:</b>						$V_2' = 207,8$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев2} = 79,79$

Таблица Д.3.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2680 м

Экспл. колонна Интервал бурения, м.	Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей	$k_{каверн.}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
---	---------------------------	--	----------------------------	---------------	--

от	до			обсадной колонны, мм.		
750	2515	1765	214,3	224,3	1,25	126,68
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 14,13$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 95,08$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,575$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 230,605$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 348,39$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 79,79$
<b>Объемраствора к приготовлению:</b>						$V_{3'} = 268,6$
<b>Экспл. колонна</b>		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
2515	2650	135	214,3	224,3	1,25	37,68
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,90$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,37$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,675$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 79,365$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 85,31$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$
<b>Объемраствора к приготовлению:</b>						$V_{4'} = 85,31$



**Приложение Д.4**  
(Обязательное)

**Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Таблица Д.4.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	50	БУРЕНИЕ	0,42	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	115,4	4,13
<b>Под кондуктор</b>									
50	750	БУРЕНИЕ	1,05	0,103	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	88,5	4,8
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
750	2680	БУРЕНИЕ	1,38	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	83	3,51
<b>Отбор керна</b>									
2605	2660	Отбор керна	1	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	106,7	4,13

Таблица Д.4.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	125	30,6	61,2
50	750	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	120	29,37	58,75
750	2680	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	125	25	25
2605	2660	Отбор керна	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	75	18,3	18,3

Таблица Д.4.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	110,2	93,7	0	6,4	0,1	10
50	800	БУРЕНИЕ	192,5	53,2	66,5	60,1	2,7	10
800	2490	БУРЕНИЕ	138,7	44,7	33,3	31,6	22,1	7

2450	2475	Отбор керна	113,7	72,6	0	17,4	20	3,6
------	------	-------------	-------	------	---	------	----	-----

## Приложение Е.1 (Обязательное)

### Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

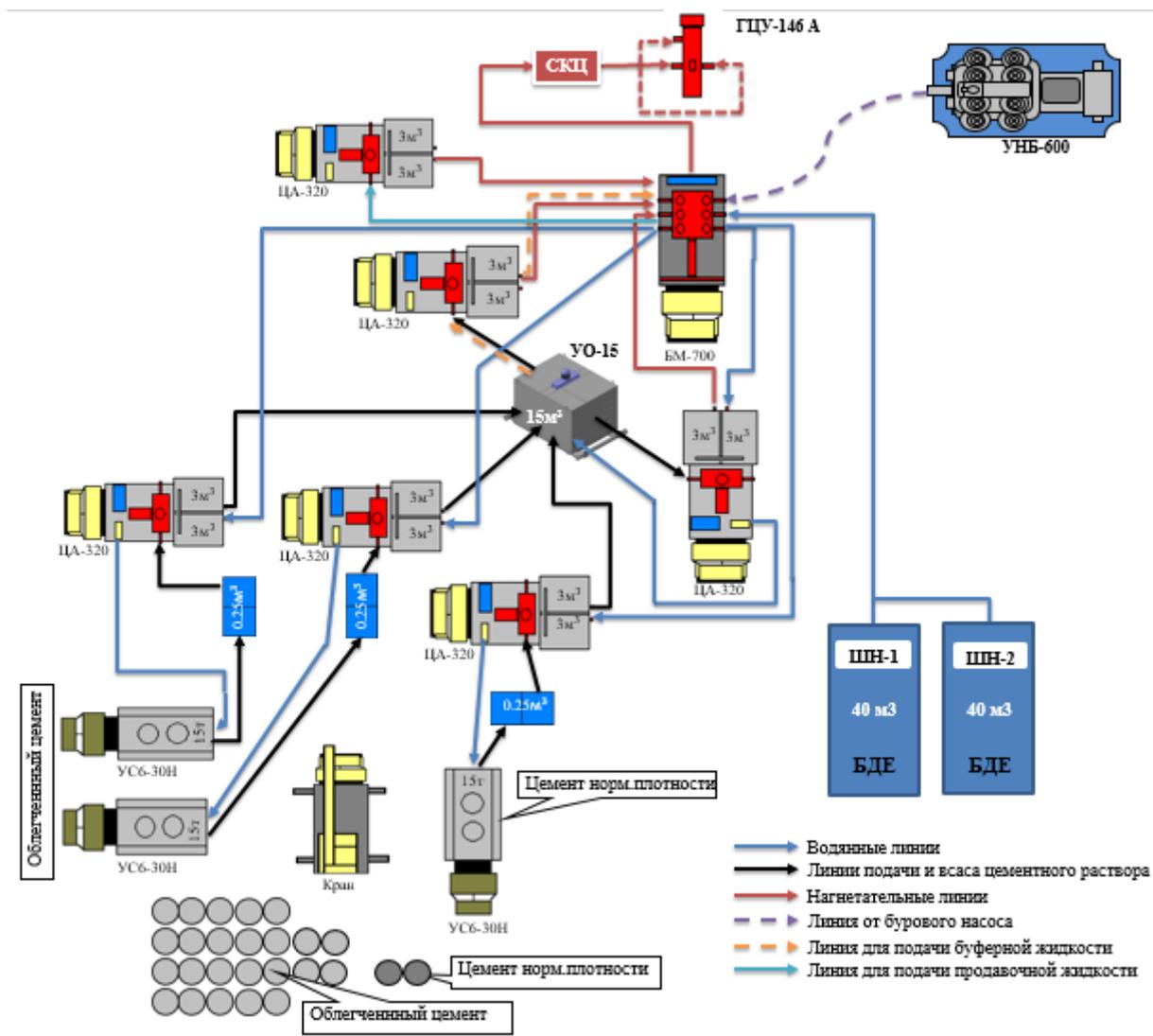


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

## Приложение Ж.1 (Обязательное)

### Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Таблица Ж.1 - Состав комплекса и технические характеристики

<b>Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната</b>	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
<b>Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
<b>Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
<b>Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	



Продолжение таблицы - Ж.1

<b>Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

## Приложение Ж.1.1 (Обязательное)

### Скважинное оборудование для свабиворонения КС-62

Таблица Ж.1.1 - Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

<b>Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
<b>Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	65
<b>Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
<b>Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.</b>	
Диаметр наружный, мм	57
<b>Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.</b>	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
<b>Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

## Приложение И (Обязательное)

### Выбор буровой установки

Таблица И.1 – Выбор буровой установки

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальная колонна вес буровой , тс ( $Q_{бк}$ )	96	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,56
Максимальная вес обсадной колонны , тс ( $Q_{об}$ )	122	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,72
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	124,8	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,73
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	170		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	260	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ $(k_{по} > 1,25)$ $P_o = 1,2 \text{ кгс/с}$ $\text{м}^2$	$0,143$ $\text{кгс/см}^2$ $P_o / P_{бo} = 8,39$ $> 1,25$
Вес буровой колонны, т ( $Q_{бк}$ )	96		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	122		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата, ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес р-ра для долива, ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $\text{м}^2$ ( $F_{бo}$ )	36		
<b>Расчет режимов СПО</b>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	8	985,77	
3	31	924,8	
4	25	655,7	
5	18	436,5	
6	32	278,9	

## Приложение К.1

(Обязательное)

### Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

## Приложение К.2

(Обязательное)

### Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	444,5	460	11	24	0-50	0,0120	0,6
II	50-750	311,2	1420	12	32	50-100	0,0121	0,6
						100-200	0,0132	1,32
						200-300	0,0145	1,45
						300-400	0,0145	1,45
						400-500	0,0145	1,45
						500-600	0,0154	1,54
						600-700	0,0157	1,57
						700-750	0,0158	0,79
<b>ИТОГО</b>								10,17
III	750-2680	214,3	1380	12	32	750-800	0,0158	0,79
						800-900	0,0159	1, 59
						900-1000	0,0165	1,65
						1000-1100	0,0176	1,76

						1100-1200	0,0186	1,87
						1200-1300	0,0189	1,89
						1300-1400	0,0192	1,92
						1400-1500	0,0197	1,99
						1500-1600	0,0209	2,09
						1600-1700	0,0229	2,29
						1700-1800	0,0232	2,32
						1800-1900	0,0239	2,39
						1900-2000	0,0245	2,45
						2000-2100	0,0248	2,48
						2100-2200	0,0251	2,51
						2200-2300	0,0254	2,54
						2300-2400	0,0255	2,55
						2400-2500	0,0257	2,57
						2500-2600	0,0265	2,65
						2600-2680	0,0277	2,21
<b>Итого</b>								<b>51,69</b>

**Приложение К.3**  
(Обязательное)

**Нормативная карта вертикальной скважины на ХМАО**

Таблица К.3.1 - Нормативная карта вертикальной скважины на ХМАО

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	444,5 (17 1/2) GRDP437	460	0,1	0-50	50	0,036	1,8	0,6	1,14
<b>3.3.1.1.1 Итого</b>			0,1		50		1,8	0,6	1,14
Бурение под кондуктор	311,1x342,9 (12 1/4x13 1/2) BD713MH	1420	0,52	50-750	700	0,041	30,75	10,17	29,32
<b>Итого</b>			1,21		700		30,75	10,17	29,32
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 (8 1/2) FD519SM	1380	1,94	750-2680	1930	0,063	168,84	40,92	188,39
<b>Итого</b>			1,94		1930		168,84	40,92	188,39

Всего	2,56			2680			201,39		51,69	218,85
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Крепление:										
- направления									3,56	
- кондуктора									16,0	
- эксплуатационная									32,4	
- хвостовик									35,3	
Установка центраторов										
-направление			-						-	
-кондуктор			3						0,05	
- эксплуатационная			8						0,13	
- хвостовик			-						-	
ОЗЦ:										
-направление									4,0	
-кондуктора									10,0	
- эксплуатационной									22,0	
Разбуривание цементной пробки (10 м)										
-направление										
-кондуктор										
- эксплуатационной				0-50					1,84	

Промывка скважины (1 цикл)				50-750					2,12
-направление				750-2680					5,42
-кондуктор									0,01
- эксплуатационная									0,11
-хвостовик									0,50
									0,52
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65

**Приложение Л**  
(Обязательное)

**Сметная стоимость строительства скважины**

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Затраты зависящие от времени</b>									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,07	9,67	1,34	185,1746	7,38	1014,3
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,07	1,393	1,34	66,866	7,38	146,066
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,07	1,9369	1,34	37,0778	7,38	203,0978
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,07	0,5278	1,34	10,1036	7,38	55,6452
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,07	17,7	1,34	338,8324	7,38	1866,1068
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	4	114,04	0,07	1,9957	1,34	38,2034	7,38	210,4038
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,07	0,4865	1,34	9,313	7,38	51,291

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,07	92,19	1,34	1764,78	7,38	9719,46
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,34	1143,4086	7,38	6297,2802

Продолжение таблицы 61

1	2	3	4	5	6	7	8		
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,07	1,1284	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,34	330,4708	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	7,38	2733,183
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,07	1,6254	1,34	31,1148	7,38	171,3636
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,07	9,7223	1,34	186,1126	7,38	1025,0082

Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,07	7,0588	1,34	135,1256	7,38	744,1992
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,07	0,623	1,34	11,926	7,38	65,682
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,07	2,3744	1,34	45,4528	7,38	250,3296
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,07	7,028	1,34	134,536	7,38	740,952
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,07	11,8503	1,34	226,8486	7,38	1249,3602
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,07	1,0444	1,34	19,9928	7,38	110,1096
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-



Таблица Л.2 - Сводный сметный расчет

Таблица 63 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	55562,82
Крепление скважины	95224,4
<b>Итого по главе 3</b>	<b>150787,2</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	16690
<b>Итого по главе 5</b>	<b>17259</b>

Продолжение таблицы 63

1	2
---	---

<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764,1</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>409191,3</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	67107
<b>Итого по главе 7</b>	<b>67107</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38103
<b>Итого по главе 8</b>	<b>38103</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23662
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	14917
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9259
Топографо-геодезические работы	771
Скважины на воду	123
	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>53503</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>567904</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1135
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1135</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830

Продолжение таблицы 63

1	2
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	28682
<b>Итого по главе 12</b>	28682
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>602341</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	<b>122998032,2</b>
<b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b>	<b>22139645</b> <b>145137677</b>

## Приложение М (Обязательное)

### Производственная безопасность

Таблица М.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
<b>Лабораторный и камеральный(внутри помещения)</b>			
	<b>Вредные</b>	<b>Опасные</b>	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующ излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03

Продолжение таблицы – М.1

<b>Полевой этап</b>			
Работа непосредственно буровой площадке	<b>Вредные</b>	<b>Опасные</b>	ГОСТ 12.2.003-91 [3] ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5]

			ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]
--	--	--	--

**Приложение Н**  
(Обязательное)

**Состав комплекса и технические характеристики**

Таблица 21 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80

Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

## **Приложение О** (Обязательное)

### **Гидроразрыв пласта**

В современной отрасли нефтедобычи гидроразрыв пласта (ГРП) представляет собой эффективный метод воздействия на призабойную область скважины. Этот способ необходим для увеличения продуктивной отдачи от месторождения нефти или газа, степени поглощения нагнетательных разновидностей скважин, а также в рамках работ по изоляции грунтовых вод. Сам процесс гидравлического разрыва пласта включает создание новых трещин и увеличение уже имеющихся, которые пролегают в призабойной породе. Воздействие на трещины происходит посредством регулировки давления жидкости, подаваемой в скважину. В результате гидроразрыва пласта из скважины становится возможно добывать ценные ресурсы, расположенные на удаленном расстоянии от ствола.

Первый в мире ГРП был произведен в Соединенных Штатах Америке в 1949 году. После ГРП уже началась активно применяться в СССР.

Осуществление ГРП рекомендуется в следующих скважинах:

- Давших при опробовании слабый приток.
- С высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора.
- С загрязненной призабойной зоной.
- С заниженной продуктивностью.
- С высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими).
- Нагнетательных с низкой приемистостью.
- Нагнетательных для расширения интервала поглощения.

Не рекомендуется проводить ГРП в скважинах, технически неисправных и расположенных близко от контура водоносности или от газовой шапки.

В современной области разработки ресурсов различают следующие типы гидравлического разрыва:

- Проппантный гидроразрыв пласта. При этом методе применяется специальный материал для расклинивания. Во время процедуры проппант заливают внутрь для того, чтобы создаваемые от давления трещины не соединялись обратно. Такая разновидность способа хорошо подходит для песчаников, алевролитных и других терригенных пород. Гидравлический разрыв с пропантом используется чаще всего.

- Гидроразрыв пласта с применением кислоты. Такой метод более приемлем для карбонатных пород, и трещины, которые получаются при сочетании повышения давления и добавления разрушающей жидкости, не нуждаются в дополнительном закреплении, как в первом случае. Главное отличие кислотного гидравлического разрыва от обычной обработки той же кислотой заключается в количестве материала и степени давления.

- Многостадийный гидроразрыв пласта. Данный метод заключается в выполнении нескольких работ ГРП на одной скважине.

Вне зависимости от типа обработки успешность применения ГРП зависит от ряда факторов. Прежде всего, объект для осуществления метода должен быть выбран с учетом его особенностей, видов пластов, а также глубины и интенсивности разработки. Выбор технологии зависит от условий, в которых находится скважина. При правильном применении эффективность нефтедобычи в обработанной скважине становится намного выше.

Гидроразрыв пласта рекомендуется проводить в скважинах показавшие малый дебит. Подразделяются на следующие этапы:

Производят исследование скважины для определения ее к поглощению, устойчивости давления и других параметров.

Производят очистку скважины с помощью дренажных насосов для промывки ствола скважины, чтобы достичь высокой проницаемости призабойной области для последующих работа. Обработка соляными кислотами, для более качественного формирования трещин.

Спуск труб в скважину для транспортировки жидкости. Установка пакера и гидроякоря на обсадную колонну, чтобы избежать повреждений труб . На устье скважины уставляют головку для соединения оборудования, для подачи промывочной жидкости.

- Гидроразрыв осуществляется нагнетанием жидкости под высоким давлением в результате чего происходит образование новых трещин. После происходит закачка жидкости на большой скорости. Далее происходит промывка скважины и её освоение.

При небольшой глубине гидроразрыв пласта может быть осуществлен без труб НКТ либо без предохранителя. В первой ситуации нагнетание производится по обсадным трубам, а во второй оно может быть организовано и по кольцу вокруг них. Данная методика позволяет минимизировать потери в показателях давления, если в процессе используется жидкость очень густой консистенции. Кроме того, для некоторых скважин проводят многоступенчатый разрыв, при котором разные пласты получают трещины, благодаря чему их проницаемость сильно возрастает.

Для определения местоположения самих трещин применяется метод радиоактивного каротажа. Данная технология позволяет узнать расположение трещин, при введении обыкновенного и заряженного песка.

Надлежащий эффект в многослойном пласте или в пласте со слоистой неоднородностью по разрезу может быть достигнут следующими методами:

1. Созданием вертикальной трещины, рассекающей все прослой, за одну операцию ГРП.

2. Созданием горизонтальных трещин в каждом пропластке при поинтервальном или многократном ГРП.

Производят гидроразрыв пласта в надрезанном интервале. После этого НКТ с пакером поднимают на поверхность, а в скважину опускают НКТ с перфоратором, чтобы провести перфорацию второго снизу выбранного для ГРП интервала. Описанные операции повторяют для всех выбранных интервалов.

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП.

Пакеры бывают 2 видов – которые имеют опорную зону на забой и пакеры не имеющие опоры на забой.

Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30 - 50 МПа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны.

Для осуществления ГРП применяют насосные агрегаты в износостойком исполнении, изготовленные на шасси вездеходов с повышенной проходимостью УРАЛ 4320, КАМАЗ 43118, КрАЗ-257 с грузоподъемностью 10 - 12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный ДВС с мощностью 590 кВт.

Для приготовления материала служат специальные смесительно-песковые агрегаты. Смонтированный на шасси вездеходов с повышенной проходимостью УРАЛ 4320, КАМАЗ 43118, КрАЗ-257. Бункер перегорожен продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется пара горизонтальных шнековых вала, вращение которых осуществляется тяговым двигателем через коробку отбора мощности.

### **Проблемы**

Основная сложность расположения трещины ГРП в нужной плоскости — это, несомненно, непредсказуемость направления действия суммарного вектора напряжений в горной породе, который принято раскладывать на вертикальное и два горизонтальных составляющих. И хотя методики их определения разработаны и используются, но пока еще они достаточно

дорогостоящи и требуют статистического подтверждения (множественного проведения испытаний) в пределах исследуемой области. Оснащение компоновки низа бурильной колонны (КНБК) необходимым комплектом технологических и геофизических датчиков будет способствовать, в том числе, и выявлению геомеханических свойств литологического разреза прямо в процессе бурения.

Второй немаловажный фактор, затрудняющий образование горизонтальных трещин ГРП, состоит в том, что на глубинах свыше 600...800 метров вертикальное напряжение (горное давление) как правило гораздо больше горизонтальных стрессов. Как следствие этого, без применения специальных конструктивных и технологических приемов трещина ГРП будет стремиться принять вертикальное положение. Уже разработаны несколько методических моделей для отклонения плоскости ГРП в сторону, отличную от вертикали, которые можно применять как по отдельности, так и совместно, для максимизации эффекта.

Третьим обязательным условием управляемого наклона распространения трещины является необходимость расположения траектории данного участка скважины в предполагаемой плоскости проведения разрыва пласта (т. е. в вертикальной скважине горизонтальный гидроразрыв невозможен).

Остальные проблемы вытекают из вышеперечисленных: высота (зазор) раскрытия трещины в нашем случае будет частично меньше, что повлечет за собой и уменьшение длин «крыльев» трещины, их ширины (при равных условиях проведения ГРП — давлении и скорости закачки проппанта). Ухудшатся условия проникновения проппанта в зазор и наполнение им трещины, а последующее давление смыкания трещины будет гораздо больше, что скажется на остаточном зазоре и повышает требования к прочности проппанта. Также в трещиноватых породах есть вероятность остановки роста горизонтальной трещины при ее ширине меньшей, чем существующей в породе вертикальной палеотрещины (обрыв концентратора напряжений).

В дополнение сам процесс проведения горизонтального ГРП будет дороже обычного на 20...30% – в этом плане конкуренцию ему может составить обычный многостадийный миниГРП либо множественные боковые отводы из раздвоенной по 6-му уровню сложности ТАМЛ многозабойной скважины.

### **Преимущества**

Настал черед сбора камешков и на другую чашу весов. Да, площадь горизонтальной трещины будет меньше вертикальной при сходных параметрах проведения ГРП, зато этим способом можно интенсифицировать достаточно тонкие прослои (до 5м), где выполнение вертикального ГРП будет нерациональным и иногда даже вредным. Однако и в более мощных пластах не вся площадь вертикальной трещины будет способствовать повышению дебита: часть трещины все равно выйдет за границы продуктивного слоя, что выводит в лидеры по эффективной площади фильтрации «адаптивный» ГРП.

Горизонтальные скважины давно перестали быть экзотикой и уже сами по себе увеличивают нефтеотдачу при грамотном их расположении. Причем, многостадийный обычный миниГРП также требует горизонтального окончания и в дополнение траектории, близкой к перпендикуляру к максимальным горизонтальным напряжениям в горной породе, что будем считать паритетом в их противостоянии с «горизонтальным» ГРП. Как уже упоминалось, трещина с управляемым углом наклона может вскрыть множество других, но уже вертикальных, палеотрещин, что в ряде случаев будет способствовать ошеломительному увеличению нефтеотдачи.

Но все-таки самый главный козырь горизонтального ГРП — это снижение вероятности быстрого обводнения продукции. Если подсчитать стоимость последующего проведения всевозможных ремонтно-изоляционных работ (РИР), затрат на отделение и утилизацию пластовых вод, включая электроэнергию и оборудование, оплату сервисных услуг (без 100% гарантии успешного результата), то горизонтальный ГРП окажется в значительном выигрыше. А если сюда присовокупить более оптимальные условия добычи

высоковязких нефтей и возможно даже разработку месторождений пресловутого «бажена», то станет ясно, что за этой технологией будущее, пусть и не исключающее альтернативных вариантов.

Предвосхищая скептицизм в отношении осуществимости горизонтального ГРП, напомним, что человечество достаточно долгое время предавалось воле ветра при хождении на кораблях по морю, пока не научилось идти против потока воздушных масс (галсом). С этого момента и началась эра великих географических открытий. Надеемся, что и нас ожидает нечто подобное, но уже при поиске подземных кладовых.