

**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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт М) на нефтяном месторождении (Новосибирская область, Северный район)»</b>

УДК 622.243.23:622.323(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Бочкарев Артем Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	—		

**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	Гуляев Милий Всеволодович	—		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

---

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**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Бочкарев Артем Александрович

Тема работы:

<b>«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт М) на нефтяном месторождении (Новосибирская область, Северный район)»</b>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18 июня 2018 года
--	-------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Геологические условия бурения</li><li>2. Глубина по вертикали: по расчету</li><li>3. Интервал отбора керна: в интервале 2500-2520, 2800-2850 м</li><li>4. Объект испытания в процессе бурения: пласт М</li><li>5. Тип профиля: наклонно-направленный</li><li>6. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1400 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 2600–2700 м по вертикале.</li><li>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2790 м</li><li>8. Диаметр хвостовика: 114 мм</li><li>9. Способ цементирования: по расчету</li><li>10. Метод заканчивания скважины: цементируемый хвостовик/не цементируемый хвостовик/открытый ствол (выбрать)</li><li>11. Способ вторичного вскрытия пласта: согласно выбранного метода заканчивания</li></ol>
---------------------------------	--

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

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
  - 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ
  - 1.2 Геологические условия бурения
  - 1.3. Характеристика газонефтеводоности месторождения (площади)
  - 1.4. Зоны возможных осложнений
  - 1.5. Исследовательские работы
- 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
  - 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины
  - 2.2. Обоснование конструкции скважины
    - 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя
    - 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений
    - 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска
    - 2.2.4 Выбор интервалов цементирования
    - 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн
    - 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины
  - 2.3. Углубление скважины
    - 2.3.1. Выбор способа бурения
    - 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента
    - 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород
    - 2.3.4 Расчет частоты вращения долот
    - 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя
      - 2.3.5.1. Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения
      - 2.3.5.2. Расчет необходимого расхода бурового раствора
    - 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны
    - 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости
    - 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины
    - 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна
  - 2.4. Проектирования процессов закачивания скважин
    - 2.4.1. Расчет обсадных колонн
      - 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений
      - 2.4.1.2. Расчёт внутренних избыточных давлений
      - 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине
    - 2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины
      - 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн
      - 2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов
      - 2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкостей
      - 2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирования скважины
        - 2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования
    - 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн
    - 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

	2.5 Выбор буровой установки 2.6 Турельные системы удержания
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель Гуляев Милий Всеволодович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	8 февраля 2018 года
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4В	Бочкарев Артем Александрович		

**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»  
Уровень образования: бакалавриат  
Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года  
Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18 июня 2018 года
--	-------------------

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

Составил преподаватель:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**СОГЛАСОВАНО:**

<b>Руководитель ООП</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 130 страниц, 15 рисунков, 35 таблиц, 35 литературных источников, 26 приложений.

Ключевые слова: бурение, скважина, буровой раствор, цементирование, долото.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Новосибирской области.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины, глубиной 2790, на нефтяном месторождении Новосибирской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть глубиной 2790 метров на месторождении Новосибирской области.

В данной работе были изучена технология турельных систем удержания платформ для месторождений замерзающих морей

Основные конструктивные, технологические и технико- эксплуатационные характеристики: разработана наклонно-направленная эксплуатационная скважина, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 220,7 мм и диаметр хвостовика 142,9 мм.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «Компас-3DV14» и в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

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

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. – страница; т.е. – то есть; т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; в т.ч. – в том числе; пр. – прочие; т.к. – так как; г. – год; гг. – годы; мин. – минимальный; макс. – максимальный; шт. – штуки; св. – выше; см. – смотри; включ. – включительно и др.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	12
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ .....	12
1.2 Геологические условия бурения .....	13
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения .....	16
(площади).....	16
1.4. Зоны возможных осложнений.....	17
1.5 Исследовательские работы.....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	18
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	18
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины .....	23
2.3 Углубление скважины .....	24
2.3.1 Выбор способа бурения .....	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долот .....	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	27
2.3.5.1 Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения .....	28
2.3.5.2 Расчет необходимого расхода бурового раствора .....	28
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	29
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости .....	34
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	35
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	35
2.4 Проектирования процессов закачивания скважин.....	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	36
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений .....	36
2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений.....	38
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	40
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины .....	40
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	40
2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	41
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкостей .....	41
2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирования скважины .....	42
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	42
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	42
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	43
2.5 Выбор буровой установки .....	45
2.6. Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей .....	46
ВЫВОД.....	58
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ .....	61
3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания» (ТФ АО ССК).....	61
3.1.1 Основные направления деятельности предприятия .....	61

3.1.2	Организационная структура управления предприятием.....	61
3.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	62
3.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	62
3.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения .....	64
3.2.3	Линейный календарный график выполнения работ .....	64
3.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО) .....	65
3.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии .....	67
4	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b> .....	71
4.1	Производственная безопасность.....	72
4.2	Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия.....	72
4.2.1	Вредные производственные факторы .....	72
4.2.2	Опасные производственные факторы .....	75
4.3	Экологическая безопасность.....	79
4.3.1	Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду .....	79
4.3.1	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	79
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
4.4.1	Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	81
4.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин.....	82
4.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	84
4.5.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	84
4.5.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	85
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	87
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	88
	Приложения А.....	91
	Приложения Б .....	102
	Приложение В.....	107
	Приложение Г .....	110
	Приложение Д.....	111
	Приложение Е .....	114
	Приложение Ж.....	118
	Приложения И.....	127
	Приложения К.....	128

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время проектирование обычных вертикальных скважин ведется крайне редко, это связано с тем, что сооружение таких скважин ведет к их увеличению на кустовой площадке, а значит ведет к увеличению затрат на их строительство. Стоит отметить, что даже большое количество вертикальных скважин может не обеспечивать необходимый дебит углеводородов. В связи с этим особенной актуальностью обладают наклонно-направленные скважины.

Первой наклонно направленной скважиной в России является скважина №1385 расположенная в Баку. Основоположником данной скважины и всего наклонно-направленного бурения является Александр Григорян.

Наклонно направленные скважины обладают рядом преимуществ над вертикальными скважинами: возможность разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, расположенных под крупными промышленными объектами, в условиях гористой, заболоченной местности, под крупными водоемами; увеличение поверхности фильтрации продуктивного пласта в отдельных скважинах; экономия плодородных земель и лесных массивов; вскрытие пластов при наличии сброса, в стратиграфических ловушках, при обходе соляных куполов. В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно- направленной скважины глубиной 2790 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области. В результате проектирования были определены все основные технологические параметры необходимые для сооружения скважины.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

# 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района

### проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Верх-Тарское нефтяное месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	Российская Федерация Новосибирская Северный
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-0,2 +37 -51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2.2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	250
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	21
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	Собственные генерирующие мощности ГПЭС ДЭС ГТЭС
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Бергуль (25 км) Северное (50 км)

Обзорная карта работ представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

## 1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины для проектирования наклонно-направленной скважины представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент каверности пластов

Интервал по вертикале, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град		Коэффициент каверности в интервале
От (кровля)	До (подошва)	Название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичное отложения	Q	0		1,3
20	157	Некрасовская серия	P <sub>3</sub> nk	0 - 5		1,3
157	223	Чегановская свита	P <sub>3</sub> chn	0 - 5		1,3
223	278	Люлинворская свита	P <sub>2</sub> ll	0 - 5		1,3
278	312	Талицкая свита	P <sub>1</sub> tl	0 - 5		1,3
312	430	Ганькинская свита	K <sub>2</sub> gn	0 - 5		1,3
430	490	Славгородская свита	K <sub>2</sub> slv	0 - 5		1,3
490	652	Ипатовская свита	K <sub>2</sub> ip	0 - 5		1,3
652	675	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kz	0 - 5		1,3
675	1515	Покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	0 - 5		1,4
1515	2140	Киялинская свита	K <sub>1</sub> kl	0 - 5		1,4
2140	2232	Тарская свита	K <sub>1</sub> tr	0 - 5		1,2
2232	2450	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	0 - 5		1,2
2450	2475	Баженовская свита	J <sub>3</sub> bg	0 - 5		1,2
2475	2495	Георгиевская свита	J <sub>3</sub> gr	0 - 5		1,2
2495	2570	Васюганская свита	J <sub>2-3</sub> vs	0 - 5		1,2
2570	2794	Тюменская свита	J <sub>2</sub> tm	0 - 5		1,2
2794	2800	Пермо-триасовая система	P-T	0 - 5		1,2
2800	2900	Палеозой, Девон	Pz, D <sub>3</sub>	0 - 5		1,3

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Название стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и тд.)
	От (кровля)	До (подошва)	% в интервале	Краткое название	
1	2	3	4	5	6
Четвертичное отложения	0	20	50 50	Песок Глина	Почвенно-растительный слой, глины и суглинки, желтовато-серые пески и супеси

Продолжение таблицы 1.4

Некрасовская серия	20	157	40 60	Глина Песок	Пески светло-серые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями глин темно-серых, зеленовато-серых
Чегановская свита	157	223	10 90	Песок Глина	Глины серые, плотные с пропластками и линзами бурых углей, светло-серые пески
Люлинворская свита	223	278	100	Глина	Глины зеленовато-серые, опоковидные, алевроистые с тонкими прослоями песчаников
Талицкая свита	278	312	95 5	Глина Песчаник	Глины серые, с прослоями алевролитов и песчаников
Ганькинская свита	312	430	5 95	Алевролит Глина	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов
Славгородская свита	430	490	100	Глина	Глипы серые, зеленовато-серые, плотные, иногда алевролитовые или опоковидные
Ипатовская свита	490	652	90 10	Песчаник Глина	Песчаники глауконито-кварцевые с резко подчиненными прослоями алевролитов и глин
Кузнецовская свита	652	675	100	Глина	Глины темно-серые с редкими линзочками песка
Покурская свита	675	1515	60 20 20	Глина Песчаник Алевролит	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно серые, слюдистые с гнездами песка. Алевролиты серые, слюдистые, слабоупроченные. Песчаники серые, желто-серые, разнозернистые
Киялинская свита	1515	2140	20 20 60	Песчаник Алевролит Глина	Глины пестроцветные, бурые плотные с прослоями песчаников и алевролитов серых, слюдистых, разнозернистых
Тарская свита	2140	2232	4 0 5 0 10	Аргилит Песчаник Алевролит	Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, известковистые, крепкоцементированные, с прослоями алевролитов серых до темно-серых, крепких и аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых
Куломзинская свита	2232	2450	5 0 2 0 30	Аргиллит Алевролит Песчаник	Аргиллиты темно-серые, слоистые и массивные, плотные с растительными остатками; песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, известниковые

Продолжение таблицы 1.4

Баженовская свита	2450	2475	100	Аргиллит	Темно серые, битуминозные, слоистые с ихтиодетритом
Георгиевская свита	2475	2495	100	Аргиллит	Темно серые, морского происхождения битуминозные аргиллиты
Васюганская свита	2495	2570	2 0 2 0 60	Песчаник Алевролит Песчаник	Аргиллиты серые и темно-серые, слоистые с тонкими прослойками и линзами песчаников и алевролитов серых, массивных и слоистых, мелкозернистых, полимиктовых и кварцполевошпатовых, известковистых, крепкоцементированных
Тюменская свита	2570	2794	5 0 4 0 10	Аргиллит Алевролит Песчаник	Аргиллиты тёмно-серые, с прослоями алевролитов серых и светло-серых, мелкозернистых песчаников
Пермо-триасовая система	2794	2800	6 1 4 80	Сидерит Боксит Аргиллит	Глинисто-сидерит-бокситовые породы, участками ожелезненные
Палеозой, Девон	2800	2900	100	Известняк	Известняки органогенные, суггустково-комковатые, слоистые нефтенасыщенные

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.1 приложения А, а прогноз давления и температуры по разрезу скважины – в таблице А.2 приложения А.

Интервал 2800 - 2845 м, в котором находится продуктивный пласт, сложен известняковыми породами, обладающими высокой твёрдостью и высокой проницаемостью. Для безаварийной проводки скважины необходимо соблюдать проектные параметры бурового раствора, а также выбирать долото, долото таким образом, чтобы оно соответствовало вышеуказанным геологическим условиям бурения.

### 1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения

#### (площади)

Характеристика газонефтеводности месторождения (площади) представлена в таблице А.3 приложения А. Разрез представлен 1 нефтеносным и 6



водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2800 - 2845 м (нефтеносный), т.к. он обладает наибольшим свободным дебитом. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 312 м.

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

Краткая характеристика возможных осложнений по разрезу представлена в таблицах А.4, А.5, А.6, А7, А8 приложения А. Разрез представлен интервалами, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения, при этом в ряде из них встречаются сразу несколько осложнений.

Наиболее распространенными являются осыпи и обвалы стенок скважины и поглощения бурового раствора вплоть до катастрофического.

Для борьбы с осыпями и обвалами рекомендуется использования буровые растворы с высокой вязкостью и низкой водоотдачей с целью уменьшения их взаимодействия с глинистыми породами, что приведет к снижению набухания и диспергирования глин.

Для борьбы с поглощениям бурового раствора необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора. При соблюдении проектных параметров бурового раствора, а также введения в него смазывающей добавки снизится вероятность развития прихвата и заклинка инструмента в интервале 0 – 312 м и 312 - 2390 м.

#### **1.5 Исследовательские работы**

Запланированные испытания и исследовательские работы в процессе бурения представлены в таблице А.9 приложения А.

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

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

Профиль скважины представлен на рисунке 2.

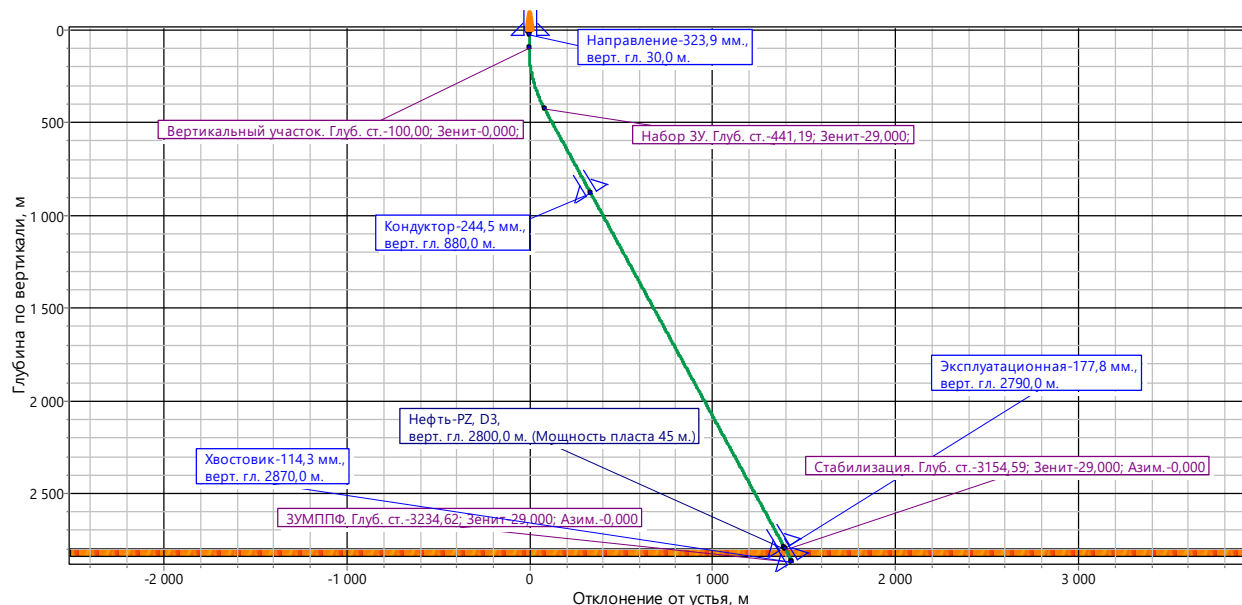


Рисунок 2 – Профиль скважины

Данные по профилю наклонной – направленной скважины представлены в таблице А.10 приложения А.10

### 2.2 Обоснование конструкции скважины

#### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из геологических данных, продуктивный пласт является трещиновато кавернозно поровым.

Стратиграфическое подразделение коллектора Палеозой, Девон сложенный известняком.

Ввиду того, что продуктивный пласт литологически однородный, относится к коллекторам трещиновато кавернозно порового типа и согласно техническому заданию для Палеозой и Девон - выбирается **конструкция с закрытым забоем**.

Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

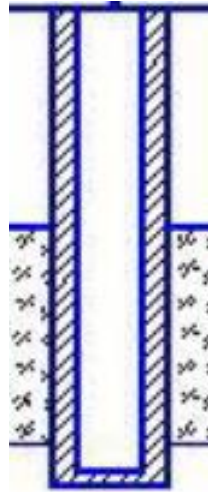


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя закрытого типа

### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные).

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 4.

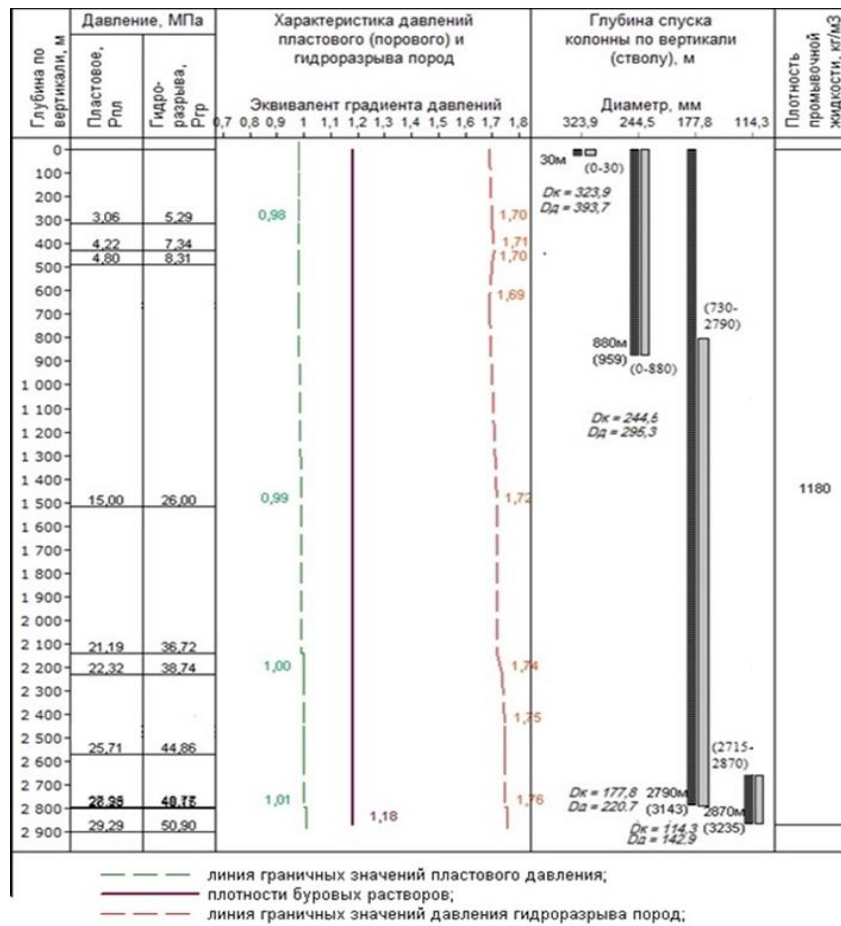


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

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

Исходные данные для определения числа обсадных колонн представлены в таблице 3.

Таблица 2 - Исходные данные

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Значение свободного дебита	80-300
РПД <sup>МАКС</sup> , МПа	Максимальное пластовое давление	29

## Продолжения таблицы 2

Н, м	Глубина скважины по вертикали	2870
$P_{\phi}$ , г/см <sup>3</sup>	Плотность пластового флюида	0,76
grad $P_{ГР}$ , МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,0172

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.
3. В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвесного устройства.
4. В случае использования комплекса манжетного цементирования нижний уровень тампонажного раствора ограничивается расположением манжеты.

Число обсадных колонн, а также глубины их спуска представлены в таблице 3.

### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

Выбор интервалов цементирования обсадных колонн представлен в таблице 3.

### **2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Запроектированные диаметры скважин и обсадных колонн представлены в таблице 3 и на рисунке 4.

Таблица 3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр ОК, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Запроектированная по вертикали	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	30	30	0 - 30	0 - 30	323,9	393,7
Кондуктор	880	959	0 - 880	0 - 959	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2790	3143	730 - 2790	835 - 3143	177,8	220,7
Хвостовик	2870	3234	2715 - 2870	3107 - 3235	114,3	142,9



Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

## 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} \quad (1)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

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

$H_{\text{кр}}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 28,738 - 760 \cdot 9,8 \cdot 2800 = 7,87 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{пл}} = \text{grad}_i P_{\text{пл}} \cdot h_i = 675 \text{ м} \cdot 0,01 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 1465 \text{ м} \cdot 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + \\ + 654 \text{ м} \cdot 0,0102 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 6 \text{ м} \cdot 0,0103 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} = 28,738 \text{ МПа}$$

В соответствии с рассчитанным значением максимального устьевого давления и условными диаметрами обсадных труб 178 (эксплуатационная колонна) и 245 (кондуктор) выбираем колонную головку ОКО1-21-178х245.

Примем 5-ую схему, являющуюся основной при бурении скважин на территории Западной Сибири для вскрытия нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Применяемое противовыбросовое оборудование ОП5-280/80х21 К1, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Запроектированные способы бурения

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30 – 880	Кондуктор	С применением ВЗД
880 – 2790	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД
2790 - 2870	Хвостовик	С применением ВЗД

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Разрез скважины можно разбить на 4 пачки:

- 0 - 30 м;
- 30 - 880 м;
- 880 - 2790 м;
- 2790 - 2870 м.

Данные по выбору оптимальных долот и калибраторов сведены в одну общую таблицу (таблица 5).

Таблица 5 – Запроектированные долота и калибраторы по интервалам

Интервал, м	0 – 30	30 – 880	880 - 2790	2790 - 2870
Шифр долота	393,7 GRD 111	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 220,7 ВТ 416 У	БИТ 142,9 ВТ 610 Н
Тип долота	шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	220,7	142,9
Тип горных пород	МЗ	МЗ	СЗ	Т



Продолжение таблицы 5

Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-88
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	Pin 3 1/2 Reg
Длина, м		0,435	0,390	0,395	0,290
Масса, кг		180	90	65	35
G, тс	Рекомендуемая	32-40	2-10	2 - 10	2 - 10
	Предельная	42	12	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80 - 440	60 - 400	60 - 320
	Предельная	320	460	270	340

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

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал	0-30	30-880	880 - 2790	2790 - 2870
Исходные данные				
$\alpha$	1	-	-	-
$P_{ш}, \text{кгс/см}^2$	998,8	998,8	4955,4	14785
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	22,07	14,29
$\eta$	1	-	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,2	-	-	-
$q, \text{кг/см}$	-	150	250	350
$G_{пред}, \text{тс}$	42	12	12	12
Результаты проектирования				
$G_1, \text{тс}$	2,95	1,4	9,6	22,9
$G_2, \text{тс}$	7,8	4,4	5,5	5
$G_3, \text{тс}$	33,6	9,6	9,6	9,6
$G_{проект}, \text{тс}$	7,87	9,3	9,6	9,6

Выборные осевые нагрузки советуют рекомендациям производителями и эффективному разрушения горной породы. Направления сложена мягкими и не твердыми горными породами буриться с помощью ротора и имеет минимальную

осевую нагрузку. Кондуктор, Эксплуатационная колонна и Хвостовик сложены твердыми горными породами с умеренной абразивностью, буриться с помощью долот PDC.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Результаты расчета частоты вращения долот приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долот

Интервал		0-30	30-880	880 - 2790	2790 - 2870
<b>Исходные данные</b>					
$V_{л}, \text{ м/с}$		3	2	1,5	1
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	393,7	295,3	220,7	142,9
$\tau, \text{ мс}$		6	-	-	-
$z$		24	-	-	-
$\alpha$		0,7	-	-	-
<b>Результаты проектирования</b>					
$n_1, \text{ об/мин}$		145	136	136	134
$n_2, \text{ об/мин}$		271	-	-	
$n_3, \text{ об/мин}$		682	-	-	
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		145	135	130	130

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. [2]

В интервале бурения под эксплуатационную колонну (880 - 2790) и хвостовика (2790 - 2870) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние и твердые горные породы с включениями из высоко абразивных пород, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Для направления и кондуктора приняты расчетные частоты вращения для эффективного бурения данного участка горной породы. [3]

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-30	30-880	880 - 2790	2790 - 2870
<b>Исходные данные</b>					
Dд	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	393,7	295,3	220,7	142,9
Gос, кН		7,87	9,3	9,6	9,6
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>					
Dзд, мм		-	265,8	198,6	116,8
Mr, Н*м		-	518,77	379,2	253,9
Mo, Н*м		-	147,7	110,4	71,5
Mуд, Н*м/кН		-	39,9	28	19

Бурение интервала под направление 0 – 30 метров производится роторным способом.

Для интервала бурения под кондуктор выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДР-178, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для бурения интервала под хвостовик выбирается двигатель ДРУ1-120РС, который обеспечивает разрушение средних и твердых горных пород.

Технические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 9.

### 2.3.5.1 Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Таблица 8.1 – Необходимый расход бурового раствора

Интервал	0-30	30-880	880 - 2790	2790 - 2870
<b>Исходные данные</b>				
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
$K$	0,6	0,5	0,4	0,3
$S_{ЗАБ}$	0,12	0,07	0,04	0,02
$K_k$	1,3	1,3	1,3	1,25
$S_{max}$	0,12	0,7	0,5	0,02
$S_{min}$	0,1	0,4	0,28	0,02
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,12	0,1
$V_m$ , м/с	35	25	15	10
$d_{бт}$ , м	0,219	0,127	0,127	0,089
$d_{max}$ , м	0,3	0,3	0,2	0,12
$d_{нmax}$ , м	0,012	0,016	0,012	0,01
$n$	3	4	4	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,18	1,2	1,21	1,2
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	1,9	2,1	2,35	2,8
<b>Результаты проектирования</b>				
$Q_1$ , л/с	0,07	0,02	0,009	0,003
$Q_2$ , л/с	151,2	78,8	34,3	17
$Q_3$ , л/с	0,11	0,02	0,03	0,014
$Q_4$ , л/с	0,1	0,2	0,14	0,085
$Q_5$ , л/с	0,02	0,04	0,03	0,04
$Q_6$ , л/с	-	50	38	20

### 2.3.5.2 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Таблица 8.2 – Область допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-880	880 - 2790	2790 - 2870
<b>Исходные данные</b>				
$Q_1$ , л/с	0,07	0,02	0,009	0,003
$Q_2$ , л/с	151,2	78,8	34,3	17
$Q_3$ , л/с	0,11	0,02	0,03	0,014
$Q_4$ , л/с	0,1	0,2	0,14	0,085

Продолжения таблицы 8.2

Q <sub>5</sub> , л/с	0,02	0,04	0,03	0,04
Q <sub>6</sub> , л/с	-	50	38	20
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>				
ΔQ, л/с	60	50	38	20
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>				
Q, л/с	45	30	34	17

Таблица 9 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	30-700	240	6917	1875	30-50	85-150	12	60-140
ДР-178	700-2805	178	8290	1225	19-38	85-180	15	60-200
ДРУ1-120РС	2805-2900	120	6420	440	10-20	70-230	3,05	28-76

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Запроектированная бурильная колонна для интервала под направление представлена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

<b>УБТ</b>				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ – 219х110 Д	219	32	7564

Запроектированная бурильная колонна для интервала под кондуктор представлена в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	УБТ – 219x110 Д	219	24	5673
2	НУБТ – 219 Д	219	8	1712
3	УБТ – 178x71 Д	178	8	1225,6
<b>Бурильные трубы</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ПК 127*9 Д	127	752	12549
<b>ТБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБТ 147x76,2 Д	147	96	6108

Запроектированная бурильная колонна для интервала под эксплуатационную колонну представлена в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	НУБТ – 178 Д	178	16	2624
2	УБТ – 178x71 Е	178	48	7335.6
<b>Бурильные трубы</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ПК 127*9 Е	127	1768	29503.5
<b>ТБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБТ 127x76,2 Е	127	32	2289,6

Запроектированная бурильная колонна для интервала хвостовик представлена в таблице 10.4.

Таблица 10.4. – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	НУБТ – 108 Д	108	16	2624
2	УБТ – 108x46 Е	108	160	9409
<b>Бурильные трубы</b>				

Продолжение таблицы 10.4

№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 89*9 Е	89	2616	47970.9
<b>ТБТ</b>				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ – 89х50,8 Е	89	72	3492

В таблице 11.1 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под направления.

Таблица 11.1 – КНБК для бурения интервала под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	393,7 GRD 111	180	0,435	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			КС393,7МС	450	1,27	
			Переводник П-201/177	98,9	0,42	
			УБТ – 219х110 Д	7564	32	
Σ				8292,9	34,125	

В таблице 11.2 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под кондуктор.

Таблица 11.2 – КНБК для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	30	880	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	90	0.39	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Переводник Н-152/117	33,5	0,4	
			КС295,3СТ	196,5	0,85	
			Переводник Н-117/133	44,6	0,626	
			КОБ-219	98	0,927	
			ДР-240К	1875	6,91	
			ПК-219	78	0,617	

Продолжение таблицы 11.2

			НУБТ-219 (GeoTrend Pulse) Д	1712	8	
			УБТ-219х110 Д	5673,6	24	
			Переводник П-147/161	56	0,5	
			УБТ-178х71 Д	1225,6	8	
			Переводник П-133/147	36	0,37	
			ТБТ 147х76,2 Д	2035	32	
			Яс ЯМ-146Б	640	5,12	
			ТБТ 147х76,2 Д	4072	64	
			ПК 127*9 Д	12549	752	
			Σ	30381,3	904,31	

В таблице 11.3 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 11.3 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	880	2790	БИТ 220,7 ВТ 416 У	65	0,395	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском хвостовиком
			Переводник М-133/117	33,5	0,4	
			КП-220,7 СТ	43	0,4	
			КОБ-178	98	0,927	
			ДР-178	1225	8,29	
			Переводник П-147/121	42,3	0,35	
			ПК-178	78	0,617	
			ЗТС-42 КК	40	18,6	
			НУБТ-178 (GeoTrend Pulse) Д	2624	16	
			Переводник П-147/121	42,3	0,35	
			УБТ-178х71 Е	7335,6	48	



Продолжение таблицы 11.3

			Переводник П-133/147	56	0,5	
			ТБТ 127x76,2 Е	572,4	8	
			Яс ЯМ-172Б	640	5,12	
			ТБТ 127x76,2 Е	1712,2	24	
			ПК 127x9 Е	29504	1768	
			Переводник П 133/147	56	0,5	
			КШ - 147	48	0,42	
			ВБТ – 133К	1072	16	
Σ				45286.8	1916.87	

В таблице 11.4 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под хвостовик.

Таблица 11.4 – КНБК для бурения интервала под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
4	2790	2870	БИТ 142,9 ВТ 610 Н	35	0.29	Бурение горизонтального участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник М-88/102	27	0.3	
			КОБ-120	43	0.625	
			ДРУ1-120РС	440	6.42	
			ПК-120	28	0.48	
			Переводник П-86/102	25	0.325	
			НУБТ-108 (GeoTrend Pulse) Д	2624	16	
			УБТ-108x46 Е	9409	160	
			Переводник П-86/102	50	0.7	
			ТБТ-89x50,8 Е	2328	48	
			Переводник П-86/102	23	0.42	
			Яс ЯМ-110	220	4.37	
			Переводник П-102/86	23	0.42	
			ТБТ-89x50,8 Е	1164	24	
			ПК 89*9 Е	47970.9	2616	
Σ				64409.9	2878.29	

Запроектированная компоновка низа бурильной колонны для отбора керна представлены в таблице Г.1 приложения Г.

### **2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости**

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважины от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения. [5]

#### **Направление**

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями, а именно песком и глиной. Для бурения этого интервала будет применяться глинистый буровой раствор.

#### **Кондуктор**

При бурения интервала под кондуктор будет применен полимерглинистый буровой раствор, для того чтобы предотвратить осыпи и овалы стенок скважины, так как данный интервал представлен в основном глинами и печаником.

#### **Эксплуатационная колонна и хвостовик**

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик будет использоваться биополимерный буровой раствор. Запроектированные кольматанты бурового раствора: резиновая крошка, текстильный корд, древесный опил, древесная мука

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы рисунок Б.3 в приложении Б. Запроектированные параметры бурового раствора представлены в таблице Б.1 приложения Б.

Компонентный состав бурового раствора представлен в таблице Б.2 приложения Б.

Расчеты системы бурового раствора и потребного количество реагентов представлены в таблице Б.4 и Б.5 приложения Б.

### **2.3.8 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».

Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице В.1 приложения В.

Режим работы буровых насосов представлены в таблице В.2 приложения В.

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлены в таблице В.3 приложения В.

### **2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

Для бурения двух интервалов отбора керна принимаем бурголовку производства компании НПО «Буринтех» БИТ 142,9/80 В 910 С.23 и БИТ 220,7/100 В 613 ЕС.01

Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал по глубине, м	Тип керноотборного снаряжения	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2500 - 2520	СКИ 178/100	3	90	13,5-20
2800 - 2850	СКИ 178/100	3	80 - 90	11,5 – 18,5

## 2.4 Проектирования процессов закачивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Исходные данные к расчёту обсадных колонн представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные к расчёту обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр.н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр.н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1425
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	760	Глубина скважины, м	2790
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	730	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	140
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	30	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1860

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

На рисунке 5 (а) представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 14.1 записаны результаты расчёта наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом давлении на устье. [6]

Таблица 14.1 – Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	730	2650	2750	2790
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,73	10,33	11,32	11,32

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 5 (б) представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны. В таблице 14.2 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины при снятом на устье давлении.

Таблица 14.2 – Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	730	2650	2750	2790
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,03	20,74	20,74	23,97

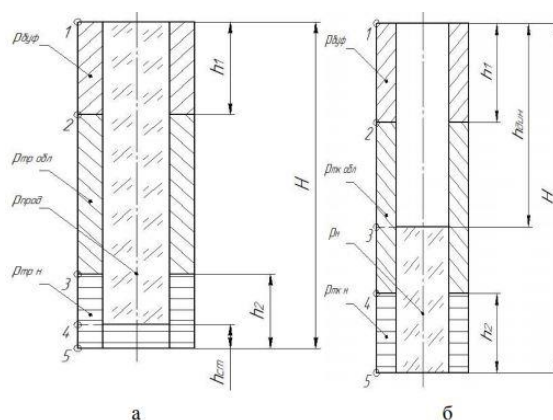


Рисунок 5 - а) Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 6.

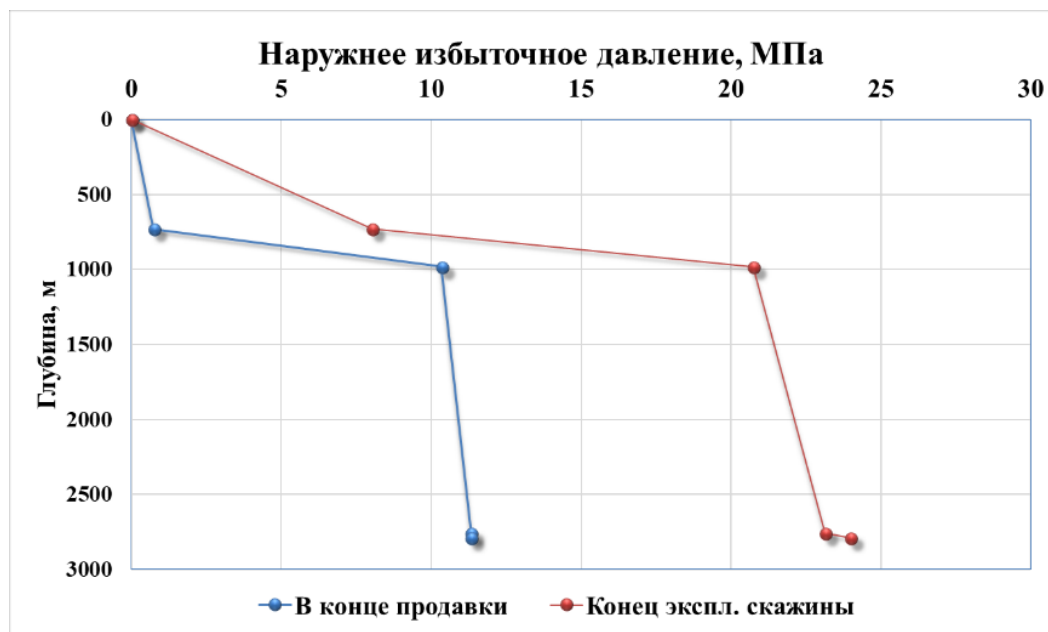


Рисунок 6 - Эпюра наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Схема расположения уровней жидкости в конце продавки тампонажного раствора представлена на рисунке 7 (а). Максимальное давление на цементировочной головке составляет  $P_{цг} = 20,7$  МПа.

В таблице 15.1 приведены расчётные значения внутренних избыточных давлений в характерных точках скважины.

Таблица 15.1 – Значения внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	730	2650	2750	2790
Наружное избыточное давление, МПа	20,7	19,97	10,37	9,38	9,38

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны на рисунке 7 (б) представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки составляет  $P_{оп} = 9,5$  МПа. В таблице 15.2 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 15.2 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	730	2650	2790
Наружное избыточное давление, МПа	9,5	8,77	6,37	5,775

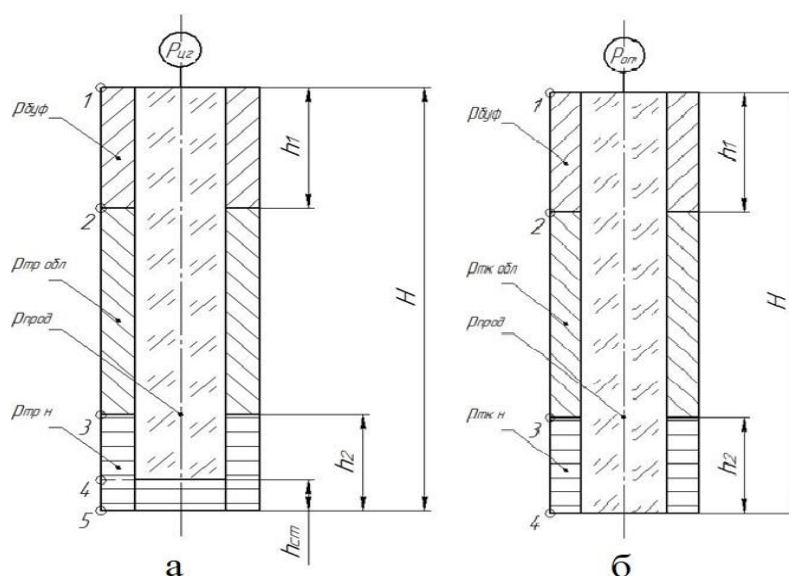


Рисунок 7 - а) Схема расположения уровня жидкостей в конце продавки тампонажного раствора; б) Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 8.

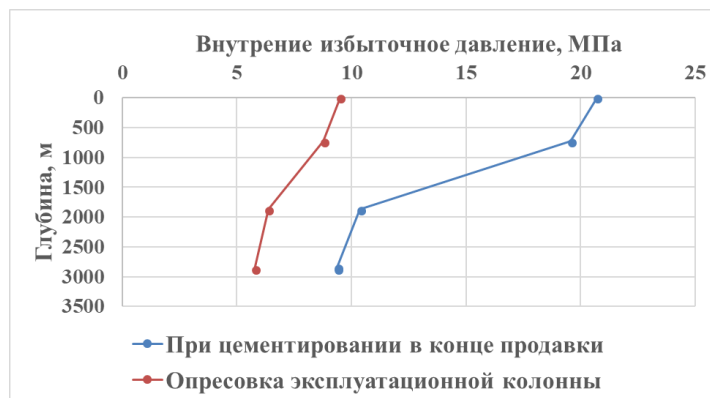


Рисунок 8 - Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты проектирования секций обсадной колонны представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м (по стволу скважины)
				1 м трубы	секций	суммарный	
2	Д	8,1	1200	0,293	454,5	1014	0 - 1200
1	Д	9,2	1943	0,338	753,5	717	1200 - 3143

### 2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

#### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (2)$$

где  $P_{гс\ кп} = 38,7$  МПа – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;



$P_{\text{гд кп}} = 0,15$  МПа – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{\text{гр}} = 45$  МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

**Проверка условий:**

$$0,15 + 38,7 \leq 0,95 * 40,5$$

$$38,9 \leq 38,5$$

Условие выполняется, значит, применяем прямое одноступенчатое цементирование.

**2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов**

Результаты расчёта состава и количества тампонажных реагентов приведено в таблице 17.

**2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкостей**

Результаты расчёта состава и количества тампонажных реагентов приведено в таблице 17. [7]

Таблица 17 – Объем и количество составных компонентов

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, т
Продавочная жидкость	69	1000	69	Техническая вода	69
Буферная жидкость №1	5,2	-	5	МБП-СМ	0,364
Буферная жидкость №2	15	-	15,6	МБП-ПВ	0,234

Продолжение таблицы 17

Тампонажный раствор нормальной плотности	3,6	1900	2,5	ПЦТ - I - 50	4,98
				НТФ	0,04
Облегченный тампонажный раствор	44,4	1500	37,5	ПЦТ - III - Об (4) - 100	35,8
				НТФ	0,03

### 2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирования скважины

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

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

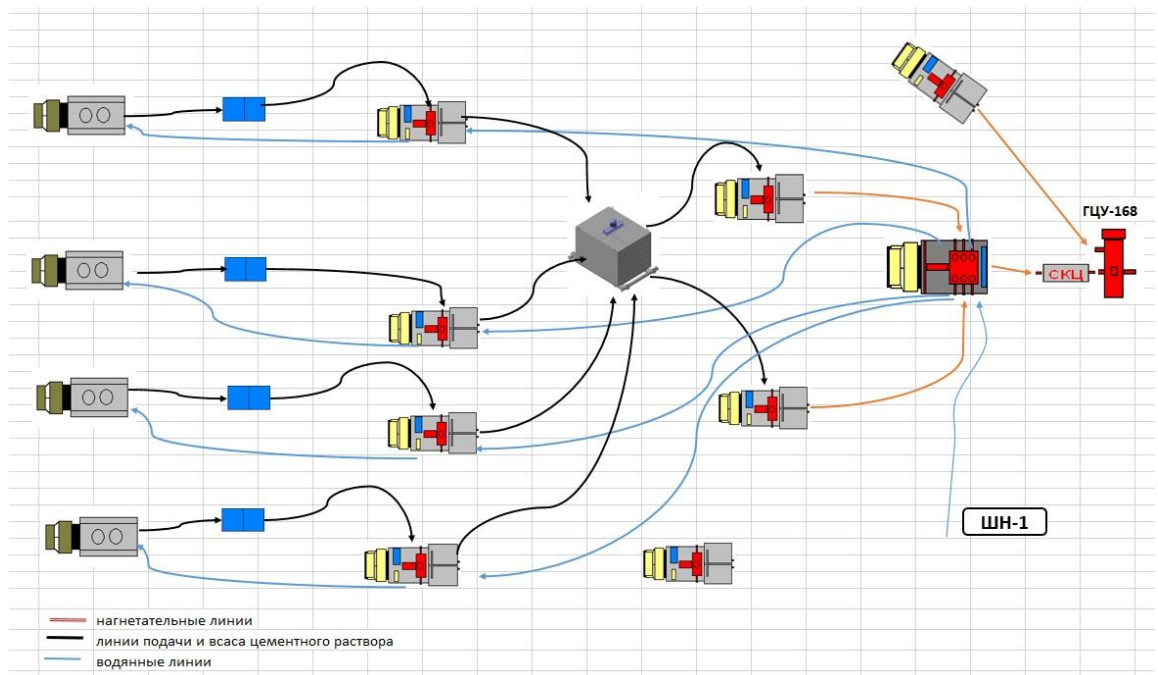


Рисунок 9 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. В

таблице 18 представлена выбранная для данной скважины технологическая оснастка обсадной колонны. [8]

Таблица 18 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

	Элементы технологической оснастки					
	Башмак	Клапан обратный	Подвеска	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная
<b>Направление</b>	БКП-324 ОТМ	ЦКОД-324 ОТМ	-	ЦЦ2- 324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324- 340	ПРП-Ц- 324
<b>Кондуктор</b>	БКП-245 ОТМ	ЦКОД-245 ОТМ	-	ЦПН- 245/295 (15 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц- 245
<b>Эксплуатационная колонна</b>	БКП-178 ОТМ	ЦКОД-178 ОТМ	-	ЦПН- 178/216 (55 шт.)	ГЦУ-178	ПРП-Ц- 178
<b>Хвостовик</b>	БКП-Вр- 114	ЦКОД-114 ОТМ	ТГС- 114.0 00-02	ЦПН- 114/155 (80 шт.)	ГЦУ-114	ПРП-Ц- 114

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор.

Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 45 м (глубина 2800-2845 м)

Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования ПКТ73 предназначен для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах с температурой до 150°C.

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 18.1.

Таблица 18.1 – Основные технические характеристики перфоратора

Обозначение	Поперечный габарит, мм/минимальный проходной диаметр колонны труб, мм	Минимальное/максимальное давление применения, МПа	Максимальная длина перфоратора (на кабеле/ на трубах), м	Заряд		Максимальная плотность перфорации, отгв./м	Параметры пробивной способности	
				Обозначение	Масса ВВ,г		По бетонной мишени контроля качества	
							Глубина пробити, мм	Диаметр вход.отв., мм
ПКТ 73	73/88	0,1/100	10/500	ЗПКТ 73-ДЦ	15	20	750	8

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2800-2845 м в пилотном стволе с применением пластоиспытательного оборудования МИГ-146.

Многоцикловой гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта.

Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления. Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке 10.

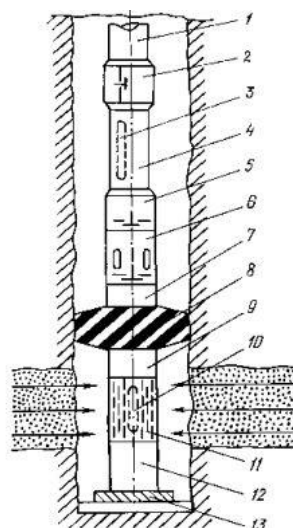


Рисунок 10 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 – Бурильные трубы, 2 – Циркуляционный клапан КЦМЗ-146; 3 – Верхний манометр, 5 – Запорно-поворотный клапан КЗ2-146; 6 – Многоциклового испытатель пластов ИПМ2-146, 7 – Яс ЯГ33-146, 8 – Пакер ПЦР2-146, 9, 12 – УБТ, 10 – Нижний манометр, 11 – Фильтр, 13 – Упорный башмак.

Освоение скважины проведем поршневанием (свабированием) с помощью комплекта скважинного оборудования КС-62 в колонне НКТ 73 ГОСТ 633-88. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность и легко монтируется, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом снижая вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

## 2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

<i>Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭК-БМ</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	88,6	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,2
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	101	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,98

Продолжение таблицы 19

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	143	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,39
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	64	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	1,51
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	88,6		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	101		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бо}$ )	14		

### 2.6. Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей

При освоении глубоководных нефтегазовых месторождений замерзающих морей одним из перспективных является комбинированный вид их обустройства с применением плавучих технологических платформ судового типа (рисунок 11). [35]



Рисунок 11 - Комбинированный вид обустройства морского нефтегазового месторождения

Одной из важных проблем при использовании комбинированного вида обустройства является организация надежного удержания технологической

платформы на точке ее установки. В зависимости от типа платформы и района ее применения используются различные технологии удержания.

Широкие возможности применения технологических платформ судового типа (по классификации Российского морского регистра судоходства – плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа (ПНК СТ)) в различных районах Мирового океана как на мелководных, так и на глубоководных месторождениях обусловили разнообразие схем их систем удержания (швартовки).

Якорная система удержания ПНК СТ может быть выполнена в виде локальных блоков якорных растяжек (распределенная система швартовки), размещенных побортно по оконечностям корпуса и относительно неподвижно закрепляющих ПНК СТ на месторождении с постоянной ориентацией в одном направлении, которое выбирается с учетом минимального ветрового и волнового воздействия на платформу. При этом добычные райзеры располагаются по бортам.

Такая схема якорной системы удержания отличается простотой конструкции и малыми затратами на установку ПНК СТ на месторождении, но не обеспечивает безопасность в районах с сильными штормами и ветрами переменного направления. В этом случае платформы фиксируются с помощью систем удержания турельного типа. [35]

Якорные системы удержания турельного типа могут быть как внешними, так и внутренними, размещаемыми внутри корпуса платформы (рисунок 12). Они позволяют устанавливать ПНК СТ на глубинах от 30 до 500 м.

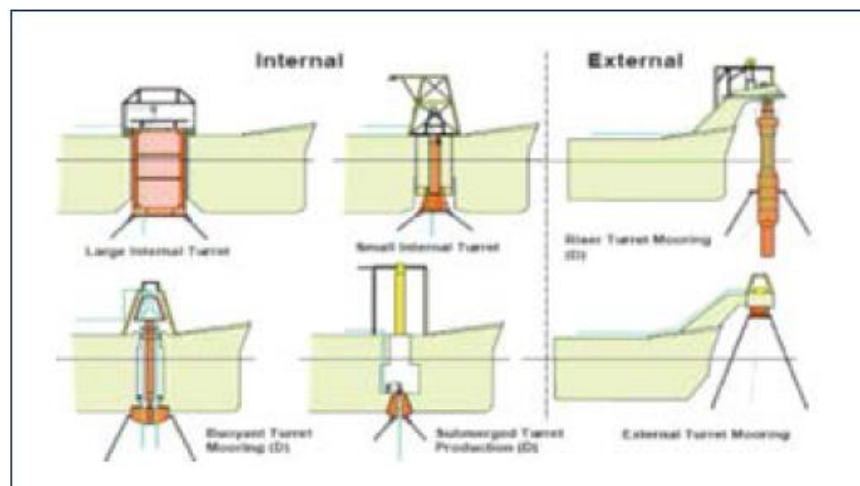


Рисунок 12 – Разновидности турельных систем удержания

Благодаря турели платформа может пассивно вращаться вокруг оси турели на  $360^\circ$ , под воздействием сил ветра, волнения и течения занимать положение, соответствующее минимальной равнодействующей от этих сил, благодаря чему минимизируются нагрузки на якорную систему удержания, уменьшаются величины крена и дифферента ПНК СТ. Это благоприятно сказывается на работе технологического комплекса. При помощи винторулевого комплекса платформа может занимать любое направление по отношению к ветру, течению или направлению волн, например при отгрузке продукции на танкер тандемным способом, что существенно повышает безопасность этой часто выполняемой периодической операции.

В свою очередь, якорные системы удержания турельного типа подразделяются на системы без возможности оперативного отсоединения и с возможностью оперативного отсоединения.

Внутренние якорные системы удержания турельного типа, как правило, размещаются в носовой оконечности ПНК СТ на расстоянии от носа не более  $1/3$  длины корпуса. [35]

Возможность оперативного отсоединения обеспечивается благодаря наличию в составе системы удержания райзерного буйа (рисунок 13), к которому подсоединены якорные оттяжки и райзеры. Также через райзерный буй могут



подключаться кабели связи, шлангокабели управления подводным добычным комплексом.

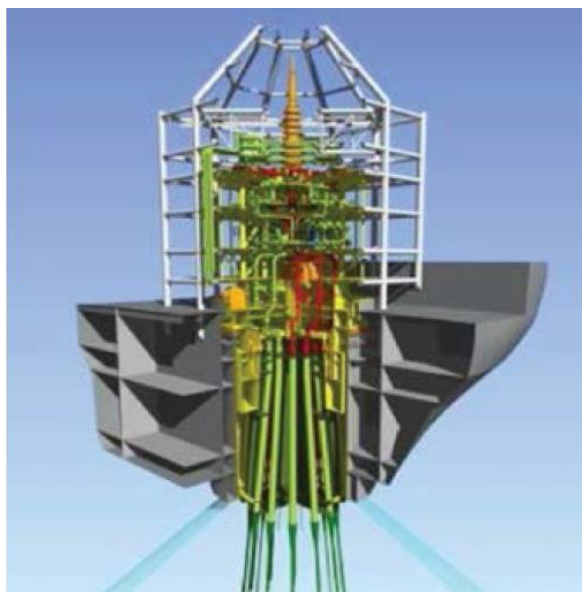


Рисунок 13 - Турель в сборе с отсоединяемым бумом

Соединение неподвижной системы райзеров с вращающимся вместе с платформой вокруг оси турели приемным коллектором добычного комплекса обеспечивает вертлюг. Также через вертлюг от ПНК СТ могут закачиваться обратно в пласт отсепарированные из пластовой продукции вода и газ.

Наличие вертлюга обеспечивает доступ для обслуживания и высокую надежность элементов подключения добычных райзеров к платформе. Однако применение вертлюга приводит к существенному, в 3–4 раза, удорожанию системы удержания. Современные конструкции вертлюгов позволяют производить ремонт их наиболее подверженных износу частей даже без остановки процесса добычи по другим линиям. Столь же высокой ремонтпригодностью обладают и подвижные части турели.

Применение внутренних якорных систем удержания турельного типа обходится существенно дороже внешних. Наличие цилиндрического выреза в корпусе усложняет конструкцию носовой оконечности корпуса судового типа, однако такая система обеспечивает эксплуатацию платформ в самых тяжелых

природно-климатических условиях, в том числе в отличие от внешних систем и при наличии ледовых образований.

Кроме рассмотренных выше основных типов систем швартовки для удержания платформ и приема пластовой продукции применяются и другие системы, такие как SALM (Single Anchor Leg Mooring) и CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) или CALRAM, которые являются разновидностями внешних якорных систем удержания и применяются на мелководном шельфе с глубинами моря до 35 м.

На месторождениях с глубинами моря свыше 500 м применение якорных систем удержания технически и экономически нецелесообразно. На таких глубинах якорные системы удержания обеспечивают фиксацию только спайдерного буйа, а сами платформы удерживаются над заданной точкой благодаря работе винторулевого комплекса под управлением системы динамического позиционирования, получающей информацию о месте и положении судна от гироскопов, аппаратуры спутниковой и гидроакустической системы навигации и позиционирования.

Учитывая, что в российском секторе арктических и дальневосточных морей глубины в основном не превышают 500 м, наибольший интерес при освоении месторождений в этих районах будут представлять внутренние отсоединяемые ТСУ. Поэтому остановимся на особенностях их конструкции.

Рассматриваемая конструкция предназначена для установки и удержания на точке плавучего нефтегазодобывающего комплекса судового типа (ПНК СТ) с техническими характеристиками, представленными в таблицах 1 и 2.

**В состав конструкции ТСУ входят:**

1. турель;
2. буй-системы удержания райзеров (БСУР);
3. кожух ТСУ;
4. подшипники ТСУ;

5. поворотный стол;
6. конструкция обслуживания поворотного стола;
7. ледовый пояс;
8. вертлюжный блок;
9. система удержания;
10. якорные фундаменты.

**В целом система удержания предназначена для выполнения следующих операций:**

- подачи продукции пласта от подводного добычного комплекса (ПДК) к технологическому комплексу ПНК СТ;
- подачи продукции технологического комплекса ПНК СТ к морскому межпромысловому трубопроводу;
- передачи энергии, химических реагентов и сигналов управления подводными системами и системами безопасности;
- плановой и экстренной отстыковки платформы от райзеров, оптоволоконных кабелей, шлангокабелей и оттяжек якорной системы позиционирования (плановая отстыковка платформы не должна превышать 6 часов, экстренная – 15 минут);
- последующего присоединения райзеров, оптоволоконных кабелей, шлангокабелей и оттяжек якорной системы к ПНК СТ;
- пассивное позиционирование ПНК СТ под воздействием внешних нагрузок;
- обеспечение подачи пластовой воды в поглощающий пласт для утилизации.

ТСУ располагается в диаметральной плоскости в носовой части корпуса платформы. Осевая линия ТСУ находится на расстоянии около 240 м от кормового перпендикуляра. Такое расположение наиболее целесообразно с учетом изменения ориентации платформы под действием льдов и погодных условий и необходимости защиты райзеров, шлангокабелей и якорной системы от ледовых нагрузок.

Для обеспечения безопасности отсоединения платформы от якорной системы удержания применяется уникальное решение, предусматривающее контролируемое погружение БСУР под корпус перед отсоединением якорной системы от турели. Такое решение обеспечивает максимальное гидравлическое демпфирование резких смещений БСУР, возникающих во время отсоединения якорных оттяжек, а также исключает возможность динамического воздействия БСУР на турель и корпус в условиях воздействия высоких горизонтальных нагрузок. Реализуемость вышеуказанной уникальной технической концепции подтверждена результатами выполненного математического моделирования, а также модельных испытаний в волновом бассейне. [35]

Для защиты элементов ТСУ от воздействия ледовых образований в состав турели вводится элемент, называемый «ледовый пояс» и представляющий собой усиленную металлическую конструкцию, жестко связанную с корпусом платформы и защищающую элементы ТСУ по всему периметру от воздействия льда, попадающего под корпус.

**Как уже отмечалось, возможны два режима отсоединения:**

- плановое, применяемое в тех случаях, когда при помощи ледового мониторинга выявляется приближение к ПНК СТ ледовых образований (торосов, айсбергов), взаимодействие с которыми может привести к аварийной ситуации на платформе, либо по причине других запланированных ранее операций;
- экстренное, применяемое в тех случаях, когда ледовые нагрузки приводят к критическому смещению ПНК СТ от проектного положения.

Также в проекте предусмотрено осуществление операций по отсоединению платформы механическим путем (вручную).

Рассмотрим более подробно основные функции и технические решения, заложенные в перечисленные выше основные элементы турельной системы удержания.

## **Турель**

Турель – стационарный элемент ТСУ, вокруг которого вращается корпус, соединяемый через БСУР и якорную систему удержания с морским дном. Предназначена для изменения ориентации платформы под воздействием внешних нагрузок (волновая, ветровая, ледовая, течения).

Турель через подшипники опирается на корпусные конструкции. На период проведения ремонтных работ турель оборудована запорным устройством, фиксирующим положение корпуса и препятствующим вращению ПНК СТ под воздействием внешних нагрузок. Указанное устройство планируется задействовать, например, для замены элементов основного подшипника ТСУ.

В нижней части турели располагается система отсоединения для разъединения потоков жидкостей, газов, электрических и оптических линий.

Конструкция турели располагает достаточной прочностью и жесткостью для передачи нагрузок от якорной системы на корпус.

### **На турели размещаются:**

- соединители и запорное устройство БСУР;
- подшипники и запорное устройство турели;
- оборудование для подъема БСУР;
- быстроразъемные соединения для райзеров и шлангокабелей;
- оборудование для повторного натяжения якорных оттяжек;
- устройство крепления швартовной линии БСУР;
- трубопроводы и арматура;
- технические средства обеспечения эксплуатации и технического обслуживания.

### **Буй-системы удержания райзеров (БСУР)**

Это стационарный элемент турели, предназначенный для крепления райзеров и шлангокабелей. БСУР фиксируется к турели посредством запорного

устройства и соединяется с якорной системой так называемой якорной оттяжкой БСУР, проходящей между соединительным элементом БСУР и соединительным элементом турели (рисунок 14).

После отсоединения БСУР обеспечивает удержание якорных оттяжек, райзеров и шлангокабелей на глубине не менее 100 м ниже поверхности моря.

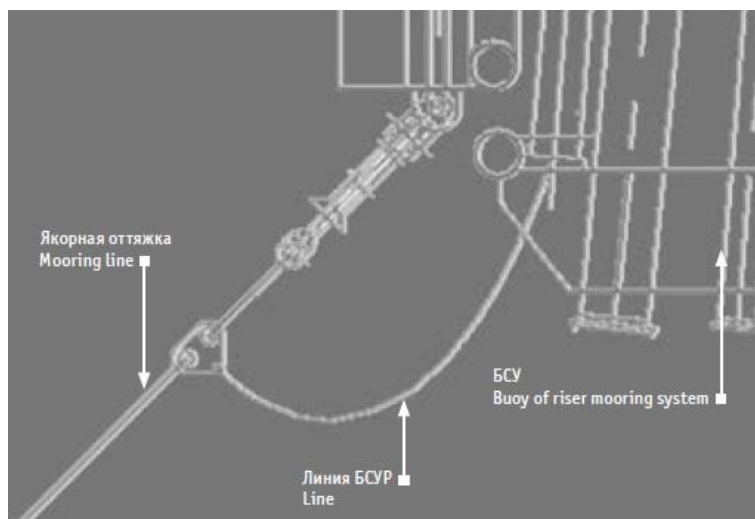


Рисунок 14 – Крепление якорной системы удержания с помощью дополнительной линии

### **Кожух**

Это поворотный элемент ТСУ, жестко сопряженный с корпусом и совершающий вместе с ним вращательные движения вокруг стационарной турели. Кожух представляет собой вертикальную цилиндрическую конструкцию, отделяющую турель от корпуса и служащую опорой для размещения подшипников и турели. Кожух имеет диаметр 23 м, располагается вокруг турели и является также водонепроницаемым барьером в примыкающие отсеки корпуса.

Нижняя часть кожуха входит в ледовый пояс, образуя единую конструкцию.

### **Подшипники ТСУ**

Это элемент ТСУ, обеспечивающий способность ориентации платформы относительно стационарных элементов турельной системы под воздействием внешних нагрузок. Подшипники также предназначены для распределения

усилия, передаваемого с корпуса на турель. Подшипники служат опорой для турели и обеспечивают требуемый коэффициент трения в системе «турель – кожух» для обеспечения ориентации платформы.

Предусмотрено три узла подшипников:

- вертикальный верхний подшипник – воспринимает все вертикальные нагрузки и вертикальные нагрузки, создаваемые опрокидывающим моментом;
- горизонтальный верхний подшипник – воспринимает горизонтальные нагрузки, создаваемые опрокидывающим моментом и вызываемые горизонтальными ускорениями нагрузки от поворотных столов и части турели;
- нижний подшипник – воспринимает горизонтальные нагрузки от якорной системы и вызываемые горизонтальным ускорением нагрузки от части турели.

### **Поворотный стол**

Это стационарный элемент, расположенный над турелью и служащий для размещения основной части оборудования ТСУ, включая подъемное оборудование БСУР и вспомогательные лебедки для замены элементов якорной и райзерной систем. На поворотном столе также расположены трубопроводы и манифольды. Поворотный стол жестко соединен с турелью.

В данной конструкции ТСУ предусмотрено наличие поворотного стола, состоящего из пяти палуб.

На верхней палубе расположен вертлюжный блок.

На четвертой палубе расположены манифольды и трубная обвязка для перераспределения потоков пластового продукта перед входом в вертлюжный блок.

На третьей палубе расположены камеры запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД) для удаления накопившейся жидкости и примесей в добычных райзерах и внутривыпускных трубопроводах. Обвязка предусматривает

возможность использования СОД с возвратом через добычной райзер. В связи с использованием СОД предусмотрены соответствующие технические средства для отвода газов, дренажа и продувки, а также оборудование одной камеры для пуска и одной камеры для приема СОД. На второй палубе располагается вспомогательное оборудование систем ТСУ. На первой палубе расположено основное и вспомогательное подъемное оборудование (лебедки) для подъема БСУР и замены райзеров, шлангокабелей и якорных оттяжек.

### **Конструкция обслуживания поворотного стола**

Это поворотный элемент турели, жестко соединенный с корпусом, представляющий собой цилиндрическую конструкцию диаметром 25 м и предназначенный для крепления ограждающих панелей турели, трубопроводов и лестничных шахт, обеспечивающих доступ к палубам поворотного стола. В составе конструкции обслуживания поворотного стола предусматриваются площадки для погрузки-выгрузки оборудования. Для этого здесь размещается крановое оборудование для выполнения работ по обслуживанию ТСУ.

### **Ледовый пояс**

Это элемент ТСУ, расположенный под килем и жестко соединенный с корпусом. Ледовый пояс предназначен для защиты турели и якорной системы удержания от воздействия льда.

### **Вертлюжный блок**

Это элемент ТСУ, состоящий как из стационарной, так и поворотной частей. Вертлюжный блок предназначен для обеспечения передачи жидкостей, газов, электроэнергии и оптических сигналов между стационарными и поворотными элементами ТСУ.

Вертлюжный блок имеет вертикальную модульную компоновку и состоит из 7 эксплуатационных модулей (3 модуля по 16 дюймов и 4 – по 12 дюймов), а также вертлюжных устройств для инженерных сетей и электрических/оптических линий.



Конструкция эксплуатационных модулей обеспечивает возможность замены уплотнений на месте без необходимости демонтажа вертлюжного блока. Блок формируется из опробованных на практике модулей, устанавливаемых на узле входного коллектора, который служит основанием вертлюжного блока и монтируется на вертлюжной палубе поворотного стола. Модули вертлюжного блока обеспечивают подсоединение трубопроводов, линий инженерных сетей и передачи электрических и оптических сигналов на стыке стационарной и вращающейся частей турели при неограниченном угле поворота платформы.

Пассивные приводы вертлюга устанавливаются между роторами каждого его отдельного модуля и конструкцией обслуживания поворотных столов с целью свести к минимуму напряжения на подходящие трубопроводы технологического комплекса.

### **Система удержания**

Это стационарный элемент турельной системы, предназначенный для передачи внешней нагрузки на якорные фундаменты и формирования обратного усилия для удержания платформы в заданном положении при подсоединенном БСУР. Система удержания поддерживает БСУР в погруженном состоянии после отсоединения ПНК СТ на заданной глубине. Как отмечалось выше, в данной системе удержания применено уникальное решение крепления якорных оттяжек не к БСУР, а непосредственно к турели. БСУР соединяется с системой удержания посредством дополнительной оттяжки, называемой линией БСУР, которая в условиях нормальной эксплуатации не включена в работу системы удержания.

Таким образом, при отсоединении ПНК СТ на начальном этапе в процессе опускания БСУР к нему крепятся только райзеры и шлангокабели, но не якорные оттяжки (которые остаются закрепленными на турели). На последнем этапе отсоединения все якорные оттяжки отсоединяются от турели и включаются в работу линии БСУР, которая крепится непосредственно к БСУР.

Данный проект системы удержания выполнен по схеме 4 x 6, т. е. предусмотрено 4 пучка из 6 якорных оттяжек, что дает в совокупности 24 оттяжки. Каждая якорная оттяжка состоит из якорной цепи без распорок в нижней части и стального каната, оснащенного двумя элементами плавучести с плавучестью по 20 т. Якорные оттяжки оснащаются специальной системой контроля натяжения.

### **Якорные фундаменты**

Это стационарный элемент системы удержания, предназначенный для восприятия всех результирующих нагрузок с последующей их передачей на якорные фундаменты, закрепленные в грунт. Возможно использование нескольких типов якорных фундаментов. Окончательный выбор типа должен осуществляться на основании уточненных геологических данных в местах их предполагаемой установки.

### **ВЫВОД**

Комбинированный вид обустройства морских нефтегазовых месторождений отдельных районов арктического и дальневосточного шельфов позволяет использовать апробированные на суше технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением высокого КИН.

Для размещения оборудования по подготовке нефти, газа и воды, а также хранению добытой нефти на глубинах свыше 50 м целесообразно использовать технологические платформы судового типа, которые характеризуются наличием больших площадей для размещения оборудования, объемов для хранения жидких углеводородов, мобильностью и другими преимуществами перед платформами другого типа.

Одним из наиболее ответственных элементов ПНК СТ является турельная система удержания, которая, по сути, является ключевым компонентом в

технологической цепочке «пласт – скважина – система сбора – система подготовки на морском месторождении», обеспечивая:

- удержание платформы на точке установки;
- подачу продукции скважин к технологическому комплексу на платформе;
- передачу сигналов управления и реагентов к подводному добычному комплексу;
- отсоединение платформы при необходимости ее отхода и обратное подключение.

Как видно из представленных материалов, несмотря на сложность и многообразие выполняемых функций, современные конструкции ТСУ обладают высокой надежностью, технологичностью в изготовлении и являются объектом, готовым к промышленному внедрению.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Бочкареву Артему Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

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

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

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

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

#### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

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

#### Задание выдал консультант:

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

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Бочкарев Артем Александрович		

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

#### **3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания» (ТФ АО ССК)**

##### **3.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения. В 2003 году в состав ССК входит ЗАО «Нефтепромбурсервис» («НПБС»), работающий на территории Томской области. На базе ЗАО «НПБС» с 01 января 2013 года начинает работать Томский филиал в его нынешнем виде. Основной профиль предприятия – бурение поисковых и разведочных скважин. На счету буровых бригад несколько параметрических скважин «пятитысячников». География деятельности сегодня – это еще и работа в ЯНАО и республике Коми.

##### **3.1.2 Организационная структура управления предприятием**

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности. В распоряжении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по

охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору.

Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику ИТС подчинены начальники смен ИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В ИТС входят четыре буровые бригады.

В состав буровой бригады входят:

- Буровой мастер – 1 чел;
- Помощник бурового мастера – 1 чел;
- Технолог – 2 чел;
- Бурильщик 7 разряда – 4 чел;
- Первый помощник бурильщика 6 разряда – 4 чел;
- Второй помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел;
- Третий помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел;
- Электрик – 4 чел;
- Слесарь – 2 чел;

На 01.09.2014. в ТФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек . Организационная структура ТФ АО ССК на рисунке Д.1, приложения Д.

## **3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ и при составлении нормативной карты. Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих. [9]

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \quad (3)$$

Где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

$h$  – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. [10]

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам. Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ. Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ». [11]

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины приведена в приложении Е, таблица Е.1.

### 3.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_m} = \frac{3234}{193.62} = 16.7 \text{ м/ч}, \quad (4)$$

где  $H$  – длина скважины, м;

$t_m$  – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}} = \frac{3234}{193.62 + 35.76} = 14.1 \text{ м/ч}, \quad (5)$$

где  $t_{\text{СПО}}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3234 \cdot 720}{559.20} = 4163.5 \frac{\text{м}}{\text{ст}} \cdot \text{мес}, \quad (6)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3234}{4} = 808.5 \text{ м}, \quad (7)$$

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

### 3.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов



отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер • 1 чел .
- помощник бурового мастера • чел.
- бурильщик 6 разряда • чел.
- бурильщик 5 разряда • 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда • 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда • 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда • 4 чел.
- слесарь 5 разряда • 2 чел.
- лаборант • 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 558,5 часов или 23,3 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток. Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работы	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышком. работы	45												
Бурение направления	2												
Бурение кондуктора	4												
Бурение ЭК	6												
Бурение Хвостовика	6												
Испытание	10												

### 3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и

финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. [12] Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, [13] в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин. [14]

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом [15] начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Ж в таблицах Ж.1 и Ж.2.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Новосибирской области этот индекс составляет на апрель 2018 года 225,91.

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении И. Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1M}$  составит:

$$C_c^{1M} = \frac{C_{CM} - П}{H} = \frac{272012090 - 9226504}{3234} = 81257 \frac{\text{руб}}{\text{м}}, \quad (8)$$

Где  $C_c^{1M}$  – сметная стоимость одного метра, руб/м;

$C_{CM}$  – сметная стоимость скважины, руб;

П – плановые накопления, руб;

$H$  -длина ствола скважины, м.

### 3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама. [16]

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	Внедряемое долото БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
<b>Исходные данные</b>			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2575	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1004-2933 2806-3042	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
<b>Расчет</b>			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1929 + 236 = 2165	

Продолжение таблицы 21

10	Количество долблений	$2165/3200 = 0,677$	$2165/4500 = 0,481$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2165/25,5 = 84,90$	$2165/28 = 77,30$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$84,90 + 13,83 = 98,73$	$77,30 + 13,83 = 91,03$
13	Экономия времени, ч	$98,73 - 91,03 = 7,70$	
	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\ 600 * 0,677 = 258\ 343$	$773\ 400 * 0,481 = 372\ 091$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$98,73 * 45825,4 = 4\ 524\ 341$	$77,3 * 45825,4 = 3\ 542\ 303$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$258\ 343 + 4\ 524\ 341 = 4\ 782\ 684$	$372\ 091 + 3\ 542\ 303 = 3\ 914\ 394$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$4\ 782\ 684 - 3\ 914\ 394 = 868\ 290$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$868\ 290/2165 = 401$	
20	Экономический эффект на долото	$401 * 4500 = 1\ 804\ 759$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\ 400/1\ 804\ 759 = 0,43$	

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4В	Бочкареву Артему Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2790 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:  1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:	<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; - повышенная загазованность воздуха рабочей среды -недостаточное освещение рабочей зоны; -повреждения в результате контакта с насекомыми -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -расчет молниезащиты -расположения рабочего места на значительной высоте
<b>2. Экологическая безопасность</b> 2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;	<b>2. Экологическая безопасность:</b> 2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на

<p>2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.</p>	<p>окружающую среду:  - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);  -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);  -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</p> <p>2.2. Обосновать мероприятия по защите окружающей среды.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>  3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин;</p> <p>3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.</p>	<p><b>1.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>  3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:  - техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях);  - природного характера – (лесные пожары);</p> <p>3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>  4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p><b>2.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>  4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <p>4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно- бытового обслуживания рабочих).</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Бочкарев Артем Александрович		

## 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2790 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие. [17]

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин. Информация, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована научно-исследовательскими институтами, занимающимися разработкой химических реагентов для приготовления буровых растворов.

## **4.1 Производственная безопасность**

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. [18] Для выбора факторов был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [19]. Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице К.1, приложение К.

## **4.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия**

### **4.2.1 Вредные производственные факторы**

**Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.** Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону. Для Новосибирской области (II климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре минус 20°C и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, при этом число 10 минутных перерывов для обогрева составляет 6 за смену. [20]

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м<sup>2</sup> (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup>. Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями



микроклимата и ношение головных уборов. [21]

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

**Превышение уровней шума.** Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, дизельные генераторы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. [22] К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин. [23]

**Превышение уровней вибрации.** Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать  $0,4 \text{ м/с}^2$  для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования». [24]

**Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.** Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля загазованности среды используют специальные приборы – газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [25]

«Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». [26]

**Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение». [27]

Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [28] Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

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

Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных заболеваний.

При работе в местах, где высока вероятность появления клещей,

одеться нужно таким образом, чтобы уменьшить возможность заползания клещей под одежду и облегчить быстрый осмотр для обнаружения прицепившихся клещей. Брюки должны быть заправлены в сапоги или носки с плотной резинкой. Верхняя часть одежды должна быть заправлена в брюки, а манжеты рукавов плотно прилегать к руке. Ворот рубашки и брюки должны иметь застежки типа «молния», под которую не может заползти клещ. [29] На голове предпочтительнее шлем-капюшон, плотно пришитый к рубашке. Присосавшихся к телу клещей следует немедленно удалить, стараясь не оторвать погруженный в кожу хоботок, ранку продезинфицировать раствором йода и обратиться в медицинское учреждение для решения вопроса о необходимости специфической профилактики. [30]

#### **4.2.2 Опасные производственные факторы**

**Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.** Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности. Могут стать причиной возникновения механических травм, например переломов.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные (кожухи, щиты), предохранительные (противозатаскиватель) и тормозные (ленточный тормоз) устройства.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя:

- внешний осмотр;

- статическое испытание;
- динамическое испытание.

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

**Электрический ток.** Проявления тока возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, находящемся под напряжением, контакте с металлическими не изолированными частями оборудования находящемся под напряжением. [31]

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ ;
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

**Пожаро- и взрывоопасность.** Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления

(ГНВП), или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения. [32]

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

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

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года), должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л. [33]

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям, представленным в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности».

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых

работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м<sup>3</sup>. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. %;
- согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд. [34]

### **Расчет молниезащиты**

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка. Расчёт молниезащиты проводился по "Расчёт молниезащитных зон зданий и сооружений".

### **Расположение рабочего места на значительной высоте.**

Возникает в процессе вышккомонтажных работ и спускоподъемных операций. Может стать причиной возникновения механических травм, например переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и

оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м.

### **4.3 Экологическая безопасность**

#### **4.3.1 Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду**

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

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице К.2, приложение К.

#### **4.3.1 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

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

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

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;
- на основании СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин» и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку. Так для выбранной буровой установки отводимые земли составляют 2,1 га.

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

мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, хим. реагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых перетоков;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 100 метров.

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

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и шлама на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и



нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана недр. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия: Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- удаление обустройств скважин, строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке;
- засыпка резервуаров и планировка поверхности;
- выполнение необходимых мелиоративных и противоэрозийных работ;
- покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

##### **4.4.1 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары;
- Газонефтеводопроявления (ГНВП);
- Взрывы ГСМ;
- Разрушение буровой установки .

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

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной

жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спускподъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

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

#### **4.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин**

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине.

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной один раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией в журнале. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке.

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

Вскрытие продуктивного горизонта после крепления скважины обсадной колонной производится после выполнения следующих работ:

- испытание противовыбросового оборудования (ПВО) совместно с обсадной колонной в соответствии с ИПБОТ 028-2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО)»;

- опрессовка цементного камня, определение давления приемистости, а также определение качества крепления колонны геофизическими методами;

- проведение с вахтами инструктажа по вскрытию продуктивного горизонта, проверки ПВО, силового и энергетического оборудования, проведение контрольно учебной тревоги «Выброс».

При вскрытии и бурении скважины в интервале продуктивных горизонтов (интервалах возможных ГНВП) на ведущей трубе должен быть установлен шаровой кран. Один шаровой кран и один обратный клапан, с соответствующими инструменту резьбами (переводниками), должны находиться на штатном месте (возле подсвечника) в открытом состоянии и окрашены в красный цвет. Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

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

- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);

- оповестить руководство предприятия о ГНВП;

- действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;

- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором,

обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В случае если предотвратить ГНВП не представляется возможным и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью).

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

##### **4.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Строительство скважин является достаточно специфичным видом деятельности и имеет такие особенности как исключительно вахтовый метод работы и определенные ограничения на список лиц, допущенных к его осуществлению.

Так глава 47 трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» определяет множество аспектов, касающихся бурения скважин. Так статья 298 говорит о том, что к вахтовым работам не могут привлекаться лица <18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до 3 лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Статья 299 регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях может быть продлена до трёх месяцев с учётом выборного органа профсоюзной организации

Статья 302 регламентирует "гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом". Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и

размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Кроме того, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Согласно постановлению правительства Российской Федерации от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

#### **4.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Работа буровой бригады по большей части выполняется стоя, однако на сегодняшний день в связи с широким обновлением парка буровых установок все большая часть элементов управления концентрируется в одном месте, что позволяет выполнять работу сидя. Тем не менее, эти изменения касаются только места работы бурильщика. Таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78

«Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при

выполнении работ стоя. Общие эргономические требования». На буровых установках нового поколения рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» .

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2790 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области.

В общей и геологической части проанализированы стратиграфические и литологические характеристика разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений, а также приведены краткие характеристики представленного литологического разреза.

Технологическая часть содержит все основные расчеты и проектные решения по строительству наклонно-направленной скважины глубиной 2790.

В данной работе были изучена технология турельных систем удержания платформ для месторождений замерзающих морей.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству нефтяной скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой вышке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра- Бизнес-центп», 2000-679 с.
2. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 428 с.
5. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
6. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
7. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-670 с.
9. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 14.05.2017).
10. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 16.05.2017).
11. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в



- скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.opengost.ru/iso/75\\_gosty\\_iso/75020\\_gost\\_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 16.05.2017).
12. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2017).
  13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
  14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
  15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
  16. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
  17. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017- 04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
  18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
  19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
  20. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях
  21. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
  22. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
  23. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в

- производственных помещениях.
24. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
  25. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
  26. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
  27. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
  28. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».
  29. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37. – С. 140 – 153.
  30. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
  31. СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин».
  32. Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 N 272 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом».
  33. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».
  34. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.
  35. Харченко Ю.А., Тер-Саркисов Р.М., Потысьев Е.А. Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 76–84.

## Приложение А

(обязательно)

Таблица А.1 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Короткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Кабинетность, %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	От (верх)	До (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	Песок	2.0	25-30	2500	10	0	0	1	10	Мягкая
			Глина	1.9	30	0	100	0	10	2	4	
P <sub>3</sub> nk	20	157	Глина	2.1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Песок	1.9	30	1000	20	0	0	1	10	
P <sub>3</sub> chn	157	223	Песок	2.1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Глина	1.9	30	1000	20	5	0	1	10	
P <sub>2</sub> ll	223	278	Глина	2.2	20	0	100	0	10	4	4	Мягкая
P <sub>1</sub> tl	278	312	Глина	2.2	30	0	95	0	10	5	10	Мягкая
			Песчаник	2.1	22	30	10	3	30	2	10	
K <sub>2</sub> gn	312	430	Алевролит	2.1	20	50	10	3	20	2	10	Мягкая
			Глина	2.3	25	0	95	0	15	3	4	
K <sub>2</sub> slv	430	490	Глина	2.3	25	0	100	0	15	3	4	Мягкая
K <sub>2</sub> ip	490	652	Песчаник	2.1	22	30	10	3	30	2	10	Мягкая
			Глина	2.3	20	0	95	0	10	3	4	

### Приложения А

Продолжение таблицы А.1

K <sub>2</sub> kz	652	675	Глина	2.3	25	0	95	5	10	4	4	Мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	675	1515	Глина	2.1	22	30	10	3	30	2	10	Мягкая Средняя
			Песчаник	2.1	20	50	10	3	20	2	10	
			Алевролит	2.4	20	0	95	0	20	3	4	
K <sub>1</sub> kl	1515	2140	Песчаник	2.0	22	10-30	10	3	25	3.5	10	Средняя
			Алевролит	2.2	20	10	15	10	25	3.5	10	
			Глина	2.4	14	0	95	5	20	3.5	3	
K <sub>1</sub> tr	2140	2232	Аргиллит	2.4	5	0	90	0	40	2	4	Средняя
			Песчаник	2.1	20	20-50	10-20	10	20	3	4	
			Алевролит	2.3	16	10-15	20-30	10	25	3	6	
K <sub>1</sub> klm	2232	2450	Аргиллит	2.4	5	0	90	0	40	2	4	Средняя
			Алевролит	2.3	15	10-15	30	5	30	3	6	
			Песчаник	2.3	10	9-300	25	0	70	3	6	
J <sub>3</sub> bg	2450	2475	Аргиллит	2.4	5	5	90	0	10	1.5	10	Средняя Твердая
J <sub>3</sub> gr	2475	2495	Аргиллит	2.4	5	5	90	0	10	1.5	10	Средняя Твердая
J <sub>2-3</sub> vs	2495	2570	Песчаник	2.4	5	0	90	5	80	3	4	Твердая
			Алевролит	2.3	16	0	30	5	40	3	6	
			Песчаник	2.3	15	50	20	5	65	3	10	
J <sub>2</sub> tm	2570	2794	Аргиллит	2.4	15	0	90	1	100	1.5	4	Твердая
			Алевролит	2.3	5	5	30	0	40	2	6	
			Песчаник	2.3	10	5-20	20	3	70	1.5	10	
P-T	2794	2800	Сидерит	2.9	10	30	30	5	150	-	8	Твердая
			Боксит	2.8	10	30	30	3	150	-	8	
			Аргилит	2.4	5	30	100	3	100	2.5	6	
Pz, D <sub>3</sub>	2800	2900	Известняк	2.8	3	200	10	80	120	-	-	Твердая

Таблица А.2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	пластового			Порового			Гидроразрыва пород			горного			Градус	Источник получения
			Кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ-ник полу-чения	Кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ-ник полу-чения	Кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ-ник полу-чения	Кгс/см <sup>2</sup> на м		Источ-ник полу-чения		
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q + P	0	312	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,172	0,173	ПГФ	0	0,22	ПГФ	10	ПГФ
K <sub>2</sub> gn	312	430	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,173	0,174	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K <sub>2</sub> slv	430	490	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,174	0,173	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	16	ПГФ
K <sub>2</sub> ip	490	652	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,173	0,172	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K <sub>2</sub> kz	652	675	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,172	0,172	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K <sub>1-2</sub> pk	675	1515	0,100	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,172	0,175	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	45	ПГФ
K <sub>1</sub> kl	1515	2140	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,175	0,175	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	46	ПГФ
K <sub>1</sub> tr	2140	2232	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,175	0,177	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	50	ПГФ
K <sub>1</sub> klm	2232	2450	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,177	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	85	ПГФ
J <sub>3</sub> bg	2450	2475	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	86	ПГФ
J <sub>3</sub> gr	2475	2495	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	87	ПГФ
J <sub>2-3</sub> vs	2495	2570	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	94	ПГФ
J <sub>2</sub> tm	2570	2794	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,24	0,24	ПГФ	99	ПГФ
P-T	2794	2800	0,103	0,103	ПГФ	0,103	0,103	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,24	0,24	ПГФ	99	ПГФ
Pz, D <sub>3</sub>	2800	2900	0,103	0,103	ПГФ	0,103	0,103	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,24	0,24	ПГФ	103	ПГФ

Таблица А.3 – Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Pz, D <sub>3</sub>	2800	2845	Трещинокавернозно поровый	760	50 - 300	89,8	-
Водоносность							
Q+P	0	312	Поровой	1000	-	-	Да
K <sub>1-2</sub> pk	675	1515	Поровой	1010	-	-	Нет
K <sub>1</sub> tr	2140	2232	Поровой	1020	-	-	Нет
J <sub>2-3</sub> vs	2495	2570	Поровой	1020	-	-	Нет
J <sub>2</sub> tm	2570	2794	Поровой	1012	-	-	Нет
Pz, D <sub>3</sub>	2835	2845	Трещинокавернознопоровый	1048	-	-	Нет

Таблица А.4 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Виды осложнения (желобообразование, перегиб ствола, искривление и т.п.)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5
Р - К <sub>2</sub> - К <sub>1</sub>	20	2390	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадных колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров бурения (повышения нагрузки, расхода промывочной жидкости)

Таблица А.5 – Прцвхватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, за клинки, сальникообразования и т.д.)	Буровой раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения оставления инструмента без движения или промыки	Условия возникновения прихвата
	От (верх)	До (низ)		тип	Плотность г/см <sup>3</sup>	Водоотдача см <sup>3</sup> /30 мин	Смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - P	0	312	От обвалов и оспей неустойчивых пород, заклинки инструмента	глинистый	1,1	>10	-	Да	Несоблюдение параметров растворов. Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	312	2390	От заклинки инструмента и сальнико-желобообразования	глинистый	1,1	>10	-	Да	



Таблица А.6 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м	Глубина статического уровня максимальном поглощении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения поглощения (повышения плотности бурового раствора, гидродинамического давления и др.)
	От (верх)	До (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P-K <sub>2</sub>	0	675	3	10	нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышения водоотдачи жидкости, не соблюдения режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение репрессии на пласт более чем на 20%, превышение допустимой скорости спуска бурильной и обсадной труб.
K <sub>1-2</sub> рк	675	1515	5	30	нет	0,17	0,20	
Pz, D <sub>3</sub>	2800	2900	Вплоть до катастрофического поглощения без выхода циркуляции	250	да	0,12	0,20	

Таблица А.7 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применяемые ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	От (верх)	До (низ)	Тип раствора	Плотность г/см <sup>3</sup>	Дополнительные данные по раствору на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P-K <sub>2</sub>	0	675	Глинистый	< 1,15	Водоотдача > 10 см <sup>3</sup> за 30 мин	3	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдения скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины.
K <sub>1-2pk</sub>	1000	1200	Глинистый	< 1,1	Водоотдача > 10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2, 5	
J <sub>2 tm</sub>	2570	2794	Глинистый	< 1,1	Водоотдача > 8 см <sup>3</sup> за 30 мин	2, 5	
Pz, D <sub>3</sub>	2800	2900	Глинистый	< 1,1	Водоотдача > 8 см <sup>3</sup> за 30 мин	2, 5	

Таблица А.8 – Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопрооявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений г/см <sup>3</sup>		Данные по объекту		Условие возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырькова газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	От (верх)	До (низ)			Внутреннего	Наружного	Температура, град			
							Устье скважины	В проявляющем пласте		
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
P <sub>1-2</sub> pk	675	1515	Вода	-	1,02	1,02	25	45	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокая скорость подъема КНБК. Не соответствие проектных решений фактическим горно-геологическим условиями	Увеличение объема бурового раствора в приёмных ёмкостях, пузырьки газа, валенка нефти, увеличение скорости потока (расхода бурового раствора на выходе из скважины)
Pz, D <sub>3</sub> (mact M)	2800	2845	Нефть	-	0,85	0,85	25	101		

Таблица А.9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
2500	2520	Отбор керна	Диаметр – 220,7 мм.	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС.01
2800	2850	Отбор керна	Диаметр – 142,9 мм.	БИТ 142,9/80 В 910 С.23
1050	2800	Инклинометрия	В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м.	Телем. система Slim Pulse

Таблица А.10 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Плоский трехинтервальный профиль горизонтальной скважины									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м			2870		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м					0,18	
Глубина вертикального участка скважины, м			100		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м					-	
Отход скважины, м			1400		Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10м					-	
Длина интервала бурения по пласту, м			-		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м			-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град					19	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м			-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					85	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град			85		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					-	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100
2	100	426	326	0	84,52	84,52	0	85	100	441	341
3	426	2800	22374	84,52	1400	1315,48	0	0	710	3151	2441
4	2800	2870	70	1400	1438	38	0	0	2910	3234	324
Итого	Σ		2870	Σ		1438	-	-	Σ		3234

## Приложение Б

(обязательное)

Таблица Б.1 –Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек/10 мин, дПа	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %
от	до								
0	30	1395 - 1405	30-40	-	-	-	-	-	2
30	960	1150 - 1235	20-35	10-18	40-80	10-30/ 20-60	6-10	8-9	1,5
960	3144	1100 - 1125	40-60	12-35	50-90	10-40/ 20-60	6	8-10	0,5
3144	3234	1050 - 1110	40-60	12-35	50-90	10-40/ 20-60	6	8-10	0,5

## Приложения Б

Таблица Б.2 - Компонентный состав бурового раствора

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Глинистый Вода пресная, Каустическая сода, Глинопорошок ПБМБ, $\text{Na}_2\text{CO}_3$
30	960	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, Полиакрилат, Полиакриламид, Смазывающая добавка, $\text{Na}_2\text{CO}_3$
960	3144	Биополимерный Вода пресная, Каустическая сода, Биополимер, Инкапсулятор, смазывающая добавка, Мраморная крошка, $\text{KCl}$ , $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , Крахмал
3144	3234	Биополимерный Вода пресная, Каустическая сода, Биополимер, Инкапсулятор, смазывающая добавка, Мраморная крошка, $\text{KCl}$ , $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , Крахмал

Рисунок Б.3 – Схема очистки бурового раствора

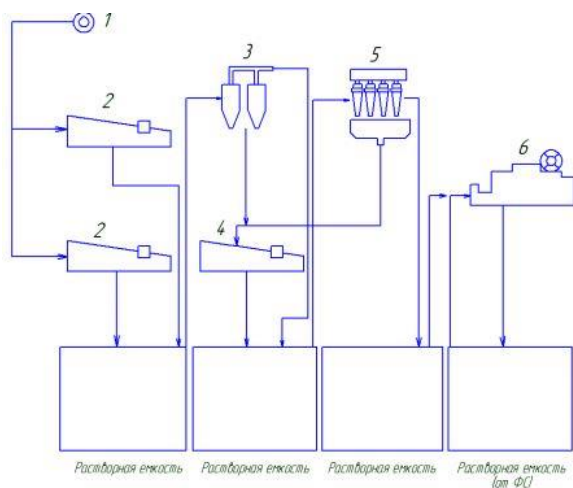


Рисунок Б.3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель; 4 – ситоциклоновый сепаратор; 5 – илоотделитель; 6 – центрифуга.

Таблица Б.4 – Расчет системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k ка-верн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	30	30	393,9	-	1,3	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 3,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 2,85$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 4,75$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 21,3$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 7,25$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k ка-верн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
30	959	929	295,3	323,9	1,3	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 89,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 55,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,64$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 130,2$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 472,27$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 7,25$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2' = 465,27$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 161,67$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k ка-верн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
959	3143	2148	220,7	244,5	1,25	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 148,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 72,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 10,74$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 213,2$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 643,2$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 161,67$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_3' = 481,1$



Продолжения таблицы Б.4

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интер- вала, м.	Диаметр до- лота под ин- тервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной ко- лонны, мм.	k каверн.	Объем сква- жины в конце интер- вала, м <sup>3</sup> .
от	до					
3143	3234	91	142,9	177,8	1,3	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						<b>V<sub>фил</sub> = 145,9</b>
Расчетные потери бурового раствора при очистке						<b>V<sub>пот</sub> = 47,63</b>
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						<b>V<sub>спо</sub> = 15,7</b>
Объем раствора в конце бурения интервала						<b>V<sub>з</sub> = 123,1</b>
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						<b>V<sub>бр</sub> = 501,3</b>
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						<b>V<sub>перев2</sub> = 161,6</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>V<sub>з'</sub> = 340,3</b>

Таблица Б.5 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Расход Реагента	Упакова ед.изм.	Потребное количество реагентов	
		кг/м <sup>3</sup>		кг	кг
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2 0,4-0,5 0,4-0,5 2-2,1	25	725	29
Глинопопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотдачи	310 308 308	1000	178000	178
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5 3-5 18-24	25	6800	272
КСЛ	Подавление гидратации и набухания глины	30-50	1000	8000	8
Мраморная крошка	Кольматация каналов	236	1000	48000	48
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2 -0,5	25	300	12
Крахмал	Снижение жесткости раствора	50	50	2355	47.1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	25	100	4
Кальценирован. сода	Снижение жесткости раствора	50	50	23550	471

## Приложение В

(обязательное)

Таблица В.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, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	30	БУРЕНИЕ	0,58	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	102,3	491,7
<b>Под кондуктор</b>									
30	960	БУРЕНИЕ	0,48	0,069	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	20,6	28,5	25,8
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
960	3144	БУРЕНИЕ	0,64	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	12	37,9	30,5
<b>Под хвостовик</b>									
3144	3234	БУРЕНИЕ	0,66	0,077	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	53,4	24,9

Приложение В

Таблица В.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 цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	192,6	0,85	125	34,85	69,7
30	960	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	192,6	0,85	85	23,7	47,4
960	3144	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	170	173,3	0,85	125	30	30
3144	3234	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	293,4	1	55	12,32	12,32

Таблица В.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	30	БУРЕНИЕ	92,3	70,5	0	11,7	0,1	10
30	960	БУРЕНИЕ	88,5	5,5	33,8	35,9	3,3	10
960	3144	БУРЕНИЕ	125,5	10,2	55,1	35,8	14,5	10
3144	3234	БУРЕНИЕ	181,4	20,2	61,6	62,4	35,2	2

## Приложение Г

(обязательное)

Таблица Г.1 - Запроектированная компоновка низа бурильной колонны для отбора керна.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	2500	2520	БИТ 220,7/100 В 1208.03	30	0,435	Отбор керна в эксплуатационной колонне
			СКИ 178/100	1120	1,27	
			П-133/147	69,8	0,42	
			УБТС-178	5184	36	
			ПК-127x9,19	72653	2488	
Σ			78000	2526		
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	2800	2850	БИТ 142,9/80 В 613 С.01	25	0,435	Отбор керна в хвостовике
			СКИ 178/100	1120	1,27	
			П-133/147	69,8	0,42	
			УБТС-178	5184	36	
			ПК-127x9,19	82231	2816	
Σ			88629	2854		

Приложение Г

# Приложение Д

(обязательное)



Рисунок Д.1 – Организационная структура СФ АО ССК

Приложение Д

## Приложение Е

(обязательное)

Таблица Е.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения, 1 м/ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к Бурению										96
Бурение под направление	393,7	0	30	350	0,02	30	0,14	1,00	0,12	1,12
Промывка (ЕНВ)	GRD									0,03
Наращивание (ЕНВ)	111									0,13
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,13
Установка и вывод УБТ за палец										0,37
Крепление (ЕНВ)										23,61
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,43
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:										28,79



Продолжение таблицы Е.1

Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	30	880	3200	0,03	85 0	0,30	28,62	3,12	31,74 0,31 5,47 0,24 0,43 0,83 0,60 51,30 5,45 4,80 0,90 101,83
Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 220,7/100 В 1208.03	2500	2520	1500	0,09	20	0,01	1,26	8,09	9,35 1,67 0,26 0,24 0,43 0,80 0,20 15,37 1,58 0,30 30,37
Бурение под эксплуатационную колонну Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ)	БИТ 220,7 ВТ 416 У	880	2790	3200	0,09	19 10	0,09	21,24	8,26	29,50 1,13 1,33 0,24 0,43 0,47 0,20 68,40 10,10

Продолжение таблицы Е.1

Ремонтные работы (ЕНВ)										5,90
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										118,53
Бурение под хвостовик	БИТ 142,9 ВТ 610 Н	2790	2870	2000	0,09	80	0,25	45,00	10,60	55,60
Промывка (ЕНВ)										1,03
Наращивание (ЕНВ)										2,80
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,12
Установка и вывод УБТ за палец										1,35
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										140,90
Бурение под отбор керна										БИТ 142,9/80 В 613 С.01
Промывка (ЕНВ)	1,67									
Наращивание (ЕНВ)	0,26									
Смена долот (ЕНВ)	0,24									
ПЗР к СПО (ЕНВ)	0,43									
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	0,80									
Установка и вывод УБТ за палец	0,20									
ПГИ (ЕНВ)	15,37									
Ремонтные работы (ЕНВ)	1,58									
Смена вахт (ЕНВ)	0,30									
Итого:	30,37									
Испытание скважины на продуктивность										248,40

Приложение Е

## Приложение Ж

(обязательное)

Таблица Ж.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовка работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Затраты, зависящие от времени</b>												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,2	4,0	516,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Социальные отчисления, 30%	сут		0,0	175,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,2	0,0	0,0	0,1	6,9	1,2	164,4	5,0	685,4	1,9	259,8
Социальные отчисления, 30%	сут		0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	55,9	0,0	233,0	0,0	88,3
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Социальные отчисления, 30%	сут		0,0	15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	0,0	0,0	0,1	0,7	1,2	17,1	5,0	71,4	1,9	27,1
Социальные отчисления, 30%	сут		0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,8	0,0	24,3	0,0	9,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	4,0	1011,4	0,1	12,6	1,2	300,9	5,0	1254,2	1,9	475,4

Продолжение Таблицы Ж.1

Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв. испытателем пластов	сут	1433,0	4,0	5732,0	0,1	71,7	1,2	1705,3	5,0	7107,7	1,9	2694,0
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,8	4,0	615,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	267,3	5,0	1114,0	1,9	422,2
Прокат ВЗД	сут	19,5	4,0	77,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прокат ВЗД	сут	92,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	110,3	5,0	459,6	0,0	0,0
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	241,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	453,0
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,1	18,7	5,0	44,1	1,9	16,7
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,5	-	-	0,3	2,0	2,1	15,8	5,0	37,4	1,9	14,2
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,5	0,0	0,0	0,3	40,4	2,1	313,9	5,0	741,4	1,9	281,0
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,5	4,0	182,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,9	0,0	0,0	0,3	29,1	2,1	226,7	5,0	535,3	1,9	202,9

Продолжение таблицы Ж.1

Эксплуатация трактора	сут	33,9	4,0	135,7	0,1	1,7	1,2	40,4	8,2	277,8	1,9	63,8
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,1	5,0	1,2	119,5	8,2	822,3	1,9	188,8
Амортизация кухни-столовой	сут	5,5	4,0	22,1	0,3	1,5	2,1	11,6	5,0	27,4	1,9	10,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	4,0	677,2	0,1	8,5	1,2	201,5	8,2	1386,5	1,9	318,3
Порошок бентонитовый марки Б	т	40,2	0,0	0,0	17,0	683,4	22,0	884,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Сода каустическая	т	875,2	0,0	0,0	0,2	175,0	0,2	175,0	0,3	262,6	0,3	262,6
Сода кальцинированная марки	т	183,3	0,0	0,0	0,1	18,3	0,1	18,3	0,1	18,3	0,1	18,3
КСI	т	215,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	4312,0	44,0	9486,4
Биоролимер	т	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	300,0	5,0	300,0
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	0,0	0,0	10,0	1986,0	10,0	1986,0	10,0	1986,0	15,0	2979,0
Бентонит	т	1491,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	745,6	0,5	745,6	2,0	2982,4
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,4	6,6	2,3	4,0	1,4	3,2	1,1	6,0	2,1	12,0	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,2
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,1	0,0	0,0	27,3	548,2	32,8	658,6	35,9	720,9	66,4	1333,3
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб.				9647,3		3597,5		8231,0		23346,2		23191,5
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												

Продолжение таблицы Ж.1

393,7 GRD 111	шт	2686,4	0,0	0,0	0,1	376,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт	4852,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1455,8	0,0	0,0	0,0	0,0
БИТ 220,7 ВТ 416 У	шт	5234,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	4501,6	0,0	0,0
БИТ 220,7/100 В 913 О.02	шт	8845,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,5	0,0	0,0
БИТ 142,9 ВТ 610 Н	шт	6971,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1742,8
Калибратор 393,7	шт	458,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	183,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Калибратор 220,7	шт	442,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	354,1	0,0	0,0
Транспортировка труб	т	4,9	0,0	0,0	18,4	90,3	24,8	121,8	48,6	238,6	60,9	299,0
Транспортировка долот	т	6,6	0,0	0,0	1,0	6,6	1,0	6,6	1,0	6,6	1,0	6,6
Перевозка вахт автотранспортом	сут	1268,0	1268,0									
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб.		0,0		0,0		473,1		1767,7		5189,4		2048,4
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб.				9647,3		4070,5		9998,7		28535,6		25239,9
Всего по сметному расчету, руб.		77492,1	145505,6									

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Затраты, зависящие от времени</b>										
Оплата труда буровой бригады	сут	127,2	1,0	127,2	2,7	343,3	2,9	362,4	2,3	293,7
Социальные отчисления, 30%	сут			38,1		103,0		108,7		88,1
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	1,0	11,4	2,1	24,8	2,9	33,1	2,3	26,8
Социальные отчисления, 30%	сут			3,4		7,4		9,9		8,0
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,5	1,0	7,4	2,1	16,1	2,9	21,5	2,3	17,4
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,9	1,0	247,8	2,1	541,1	2,9	720,7	2,3	584,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,0	1,0	1404,3	2,1	3066,6	2,9	4084,1	2,3	3310,2
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут	1368,0	1,0		2,1		2,9		2,3	

Продолжение таблицы Ж.2

Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	1,0	411,0	2,1	897,5	2,9	1195,3	2,3	968,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,9	1,0	136,1	2,1	297,2	2,9	395,8	2,3	320,8
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,8	1,0	98,8	2,1	215,8	2,9	287,4	2,3	232,9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	1,0	8,7	2,1	19,0	2,9	25,4	2,3	20,6
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	1,0	98,4	2,1	214,9	2,9	286,1	2,3	231,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	1,0	165,9	2,1	362,3	2,9	482,5	2,3	391,1
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	1,0	18,0	2,1	39,4	2,9	52,4	2,3	42,5
Эксплуатация трактора	сут	33,9	1,0	33,2	2,1	72,6	2,9	96,7	2,3	78,4
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,2	6,0	49,3	21,0	172,4	16,0	131,4	5,0	41,1
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1,0	85,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Башмак колонный БК-245	шт	65,0	-	-	1,0	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Башмак колонный БК-168	шт	45,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	45,5	0,0	0,0
Башмак колонный БК-114	шт	32,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	32,0
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	0,0	0,0	15,0	381,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	0,0	0,0	0,0	0,0	63,0	1178,1	0,0	0,0
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1,0	125,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



Продолжение таблицы Ж.2

ЦКОДМ-245	шт	113,1	0,0	0,0	1,0	113,1	0,0	0,0	0,0	0,0
ЦКОД-168	шт	105,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	105,0	0,0	0,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1,0	80,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,2	0,0	0,0	1,0	59,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	30,1	0,0	0,0
ПХН1.114/168	шт	700,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	700,0
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960,0	1,0	3960,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320,0	0,0	0,0	1,0	3320,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2880,0	0,0	0,0
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб.				7110,7		10331,8		12532,0		7388,5
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,2	60,0	2232,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,5	0,0	0,0	1050,0	29956,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Обсадные трубы 168х8	м	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,0	1197,6	0,0	0,0
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1600,0	26352,0	0,0	0,0
Хвостовик	м	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	8556,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	5,0	2,8	14,0	25,9	129,4	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы Ж.2

Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100		35,8	0,0	0,0	0,0	0,0	26,5	948,7	0,0	0,0
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	146,0	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	0,0	0,0
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,0	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	0,0	0,0
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,0	0,0
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	0,0	0,0
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1,0	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1,0	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,5	-	-	16,0	247,8	24,0	371,8	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,8	2,2	41,8	34,8	652,8	80,4	1508,3	10,5	197,0
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,5	0,5	18,8	7,5	281,4	14,0	525,3	3,0	112,6
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,0	6351,6							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб				2887,1		32412,2		32888,9		8865,5
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				77053,8		266273,9				
Всего по сметному расчету, руб				120768,3						

## Приложение И

(обязательное)

Таблица И.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Новосибирской области на апрель 2018 г

№ п/п	Код номер сметного расчета	Наименование работ и затрат	Един. изм.	Объем работ всего	Сумма в ценах 1984 года	Индекс к виду работ	Сметная стоимость в текущих ценах всего
1	2	3	4	6	8	10	12
1	Глава 1	<b>Подготовительные работы</b>					
1.1	см.рас. 1,1	Обустройство площадки	%	100	78 997	225,91	17 846 212
1.2	см.рас.	Рекультивация	%	100	12 364	225,91	2 793 151
1.3	см.рас.1.1	Разборка трубопроводов	%	100	2295	225,91	518 463
		<b>Итого по подготовительным</b>			<b>93 656</b>		<b>21 157 827</b>
2	Глава 2	Вышкостроение и монтаж оборудования					
2.1	см.рас. 2.1	Строительство и монтаж	монтаж	1	177 994	225,91	40 210 625
2.2	"-	Разборка и демонтаж	демонт.	1	11 351	225,91	2 564 304
2.3	см.рас. 2.2	Монтаж оборудования для испытания	монтаж	1	13 905	225,91	3 141 279
2.4	"-	Демонтаж оборудования для испытания	демонт.	1	1674	225,91	378 173

Продолжение таблицы И.1

		<b>Итого по вышкостроению и монтажу</b>			<b>204 924</b>		<b>46 294 381</b>
3	Глава 3	Бурение и крепление					
3.1	см.рас. 3.1	Бурение скважины	пог.м	3542	145 506	225,91	32 871 169
3.2	см.рас. 3.2	Крепление скважины	%	100	120 768	225,91	27 282 762
3.4	Расчет	Затраты буровой бригады при проведении ВСП	сут	10	0	225,91	0
		<b>Итого по бурению и креплению</b>			<b>266 274</b>	225,91	<b>60 153 932</b>
4	Глава 4	Испытание скважины					
4.1	см.расч. 4.1	Испытание в процессе бурения	объект	1	14 037	225,91	3 171 099
4.2	см.расч. 4.2	Испытание первого объекта	объект	1	0	225,91	0
4.3	-"	Консервация скважины	объект	0	6 872	225,91	1 552 454
4.4	расчет	Оборудование устья скважины	%	100		225,91	0
4.5	расчет	Ликвидация (консервация) скважины	скв.	1	8080	225,91	1825352,8
		<b>Итого по испытанию</b>			<b>28 989</b>		<b>6 548 905</b>
5	Справка	Промыслово-геофизические работы					
		( от глав 3 и 4 )	11%		32478,91647		7 337 312,02
5.1		Проведение ВСП					0
		<b>Итого промыслово-геофизических работ</b>			<b>32478,91647</b>		<b>7337312,02</b>

Продолжение таблицы И.1

6	Глава 6	Доп-ные затраты при производстве строи-	-	-	-		
		тельно-монтажных работ в зимнее время:	5,40%				
6.1		- при подготовительных работах			16 123	225,91	3642419,221
		Снегоборьба, 0,4%	0,40%		11 943	225,91	2698088,312
6.5	расчет	Эксплуатация теплофикационной котельной	сут	78,7	30 610	225,91	6915105,1
		<b>Итого по главе 6</b>			<b>58 677</b>		<b>13 255 613</b>
		<b>ИТОГО прямых затрат</b>			<b>684 998</b>		<b>154 747 969</b>
7	Глава 7	Накладные расходы	25,00%		171 250		30 485 350
8	Глава 8	Плановые накопления	8,00%		68 500		9 261 666
		<b>ИТОГО с накладными и плановыми</b>			<b>924 748</b>		<b>194 494 985</b>
9	Глава 9	<b>Прочие работы и затраты</b>					
9.1		Дополнительные затраты					
9.2		- премиальные доплаты	24,50%		226 563,19		5 173 566,60
9.3		- надбавка за вахтовый метод работы	4,40%		40 688,90		1 030 823,42
9.4		- северные льготы	2,98%		27 557,48		5 795 950,55

Продолжение таблицы И.1

9.6		Промыслово-геофизические работы	руб				14 200 000
		Услуги по отбору керна	руб				3 150 000
9.7	расчет	Транспортировка керна в п. Каргасок	тн	0,5			11 456
9.8	расчет	Изготовление керновых ящиков	ящик	14			22 086
9.9	расчет						
9.10	расчет	Авиатранспорт	руб				3 975 300
	расчет	Транспортировка вахт автотранспор- том	руб	2	68 000,00		136 000
9.11	см.расчет	Бурение скважины на воду					870 600
9.12		Перевозка вахт до г. Томска	руб				112 000
9.13	расчет	Услуги связи на период строитель- ства скважины					25 300
		<b>Итого прочих работ и затрат</b>			<b>362 810</b>		<b>34 503 082</b>
		<b>ИТОГО по гл 1-9</b>			<b>1 287 557</b>		<b>228 998 067</b>
10		Резерв средств на непредвиденные					
		Расходы	5,00%		64377,86487		1520653,61
		Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8	0,20%		1849,495446		384695,0528
		<b>ИТОГО</b>			<b>1 353 785</b>		<b>230 518 721</b>

Продолжение таблицы И.1

		<b>Подрядные работы</b>					
11		Затраты по составлению геолпроекта					0
11.1		- затраты на экспертизу геолпроекта					0
12		Затраты по составлению ПСД в т.ч.					0
12.1		- затраты на экспертизу промышленной безопасности ПСД					0
12.2		- затраты на экспертизу ПСД					0
13		Научное сопровождение при строительстве					0
14		Приемка, хранение и обслуживание керна					0
		<b>Итого по подрядным работам</b>					<b>0</b>
		<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>					<b>230 518 721</b>
			НДС	18%			<b>41 493 370</b>
		<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>					<b>272 012 090</b>

## Приложение К

(обязательное)

Таблица К.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проходка скважины: 1) Механическое бурение; 2) Спуско-подъемные операции; 3) Сборка-разборка КНБК 4) Приготовление и обработка бурового раствора; 5) Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование их; 6) Обслуживание и ремонт оборудования буровой установки; 7) Проведение испытаний пласта в пилотном стволе;	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышение уровней вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с насекомыми;	1. Движущиеся машины и механизмы; Подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Пожаро- и взрывоопасность; 4. Расположение рабочего места на значительной высоте.	ГОСТ 12.1.003–83 ГОСТ 12.1.007–76 ГОСТ 12.1.012-2004  ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.2.003-91 СП 52.13330.2011 СНиП 2.04.05-91 МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ Р 12.4.213-99 ГОСТ 12.1.029-80 ГОСТ 12.1.005-88 РД 10-525-03 ГОСТ 12.3.003-86 РД 34.21.122-87

### Приложения К



Таблица К.2 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2. Соблюдение нормативов отвода земель; 3.Рекультивация земель.
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин

Продолжение Таблицы К.2

Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия