

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3020 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3020)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Орлов Сергей Валерьевич		03.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		03.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		01.06.2020

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , 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 составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

<b>Группа</b> 3-2Б5Б	<b>ФИО</b> Орлов Сергей Валерьевич
-------------------------	---------------------------------------

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (красноярский край)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>• <b>Обоснование конструкции скважины</b>            (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>• <b>Углубление скважины:</b>            (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</li> <li>• <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b>            (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>• <b>Выбор буровой установки.</b></li> <li>• <b>Проблемы передачи сигнала телеметрической системой и меры профилактики</b></li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Проблемы передачи сигнала от телеметрической системой и меры профилактики	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5Б	Орлов Сергей Валерьевич		29.02.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Проблемы передачи сигнала от телеметрической системой и меры профилактики	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5Б	Орлов Сергей Валерьевич

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5Б	Орлов Сергей Валерьевич		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5Б	Орлов Сергей Валерьевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (красноярский край)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на газовом месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<b>Нормы:</b> ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)</b> - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Орлов Сергей Валерьевич		29.02.2020



## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страницы, 13 рисунков, 56 таблиц, 43 литературных источника, 5 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3020 метров на нефтегазовом месторождении (Красноярский край).

Целью работы является – спроектировать технологическое решение для бурения вертикальной разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновки низа бурильной колонны, интервалы бурения и спуск обсадных колонн, интервалы цементирования.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

## **Определения, Обозначения, Сокращения**

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ГТН** – геолого-технический наряд;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**УБТ** – утяжеленная бурильная труба;

**ТБТ** – толстостенная бурильная труба;

**ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**ПЦН** – пробка цементирующая нижняя;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементируемый агрегат

**ТМС** – телеметрическая система

## Оглавление

Введение.....	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины .....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений .....	14
2 Технологическая часть проекта .....	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	16
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.3 Проектирование процессов углубления скважины .....	22
2.3.1 Выбор способа бурения.....	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	24
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора .....	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	37
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	40
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	40
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	40
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	45
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	46
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины .....	49
2.5 Выбор буровой установки.....	52
3 Проблемы передачи сигнала от телеметрической системы и меры профилактики .....	53
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия .....	60
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия .....	60
4.1.2 Организационная структура предприятия.....	61
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	62
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	62
4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.....	63
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	64
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли .....	65
5 Социальная ответственность .....	66

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	66
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	66
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	66
5.2 Производственная безопасность.....	67
5.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	69
5.3 Экологическая безопасность.....	72
5.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности .....	72
5.3.2 Защита атмосферы .....	72
5.3.4 Защита литосферы.....	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
Заключение .....	78
Список использованных источников .....	81
Приложение А .....	85
Приложение Б.....	90
Приложение В.....	99
Приложение Г .....	106
Приложение Д.....	109

## **Введение**

В данный момент времени одной из основополагающих задач перед нефтедобывающими компаниями является, увеличение добываемых углеводородов на территориях, которые раньше были не предназначены для этого. В первую очередь успех данных разработок будет зависеть, от актуальности геологических и геофизических данных, полученных при разведочном бурении

Обращая внимания на то, какими породами сложен геологический разрез данной скважины, а именно породами мягкой, мягко-средней и средней твёрдости необходимо будет подобрать попоразрушающий инструмент, полностью удовлетворяющий параметрам.

Стоит обратить внимания на осложнения, имеющиеся по разрезу скважины: интервал сложен многолетнемерзлыми горными породами 0 – 350 м; в интервалах 0 – 470 и 980 – 3020 м хлоркальциевонатриевые пластовые воды; газопроявление в интервале 2729 – 2992 м. Данные факты стоит учитывать при проектировании параметров буровых растворов, что бы в процессе бурения не возникало осложнений или аварий, которые могут привести к большим финансовым потерям.

Участки несовместимы по условиям бурения, на данном интервале отсутствуют.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3020 метров на месторождении Красноярского края с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проблемы передачи сигнала от ГМС и меры профилактики.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

## 1 Горно-геологические условия бурения скважины

### 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, представлены в таблице 2.

### 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газоносности месторождения представлены в таблице 1. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

Таблица 1 – Газоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Относительная плотность газа по воздуху	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Давление насыщения, МПа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Газоносность							
БТ7	2729	2762	Поровый	0,600	10	—	—
БТ10	2855	2907		0,680	30		
БТ12	2977	2992		0,720	150-250		

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, газоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала °С
	от (верх)	до (низ)	пластового		гидроразрыва		горного		
			кгс/см <sup>2</sup>	на м	кгс/см <sup>2</sup>	на м	кгс/см <sup>2</sup>	на м	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Четвертичные отложения	0	280	0,0100	0,0100	0,0	0,0161	0,000	0,213	-2
Тибейсалинская свита	280	620	0,0100	0,0100	0,0161	0,0163	0,213	0,218	12
Танамская свита	620	670	0,0100	0,0100	0,0163	0,0163	0,218	0,218	14
Часельская свита	670	1052	0,0100	0,0100	0,0163	0,0164	0,218	0,226	25
Кузнецовская свита	1052	1182	0,0100	0,0100	0,0164	0,0164	0,226	0,226	26
Покурская свита	1182	2100	0,0100	0,0100	0,1064	0,0165	0,226	0,227	58
Ереямская свита	2100	2335	0,0100	0,0100	0,0165	0,0166	0,227	0,227	65
Заполярная свита	2335	2700	0,0102	0,0102	0,0166	0,0168	0,227	0,233	76
Заполярная свита	2700	2826	0,0102	0,0102	0,0168	0,0168	0,233	0,235	78
Мегионская	2826	3200	0,0102	0,0102	0,0168	0,0190	0,235	0,236	90
Мегионская	3200	3280	0,0160	0,0160	0,0190	0,0215	0,236	0,237	91
Мегионская	3280	3400	0,0160	0,0160	0,0215	0,0215	0,237	0,237	95

## 2 Технологическая часть проекта

Расчеты, приведенные в данном разделе, выполнены на основании источников [1-3].

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

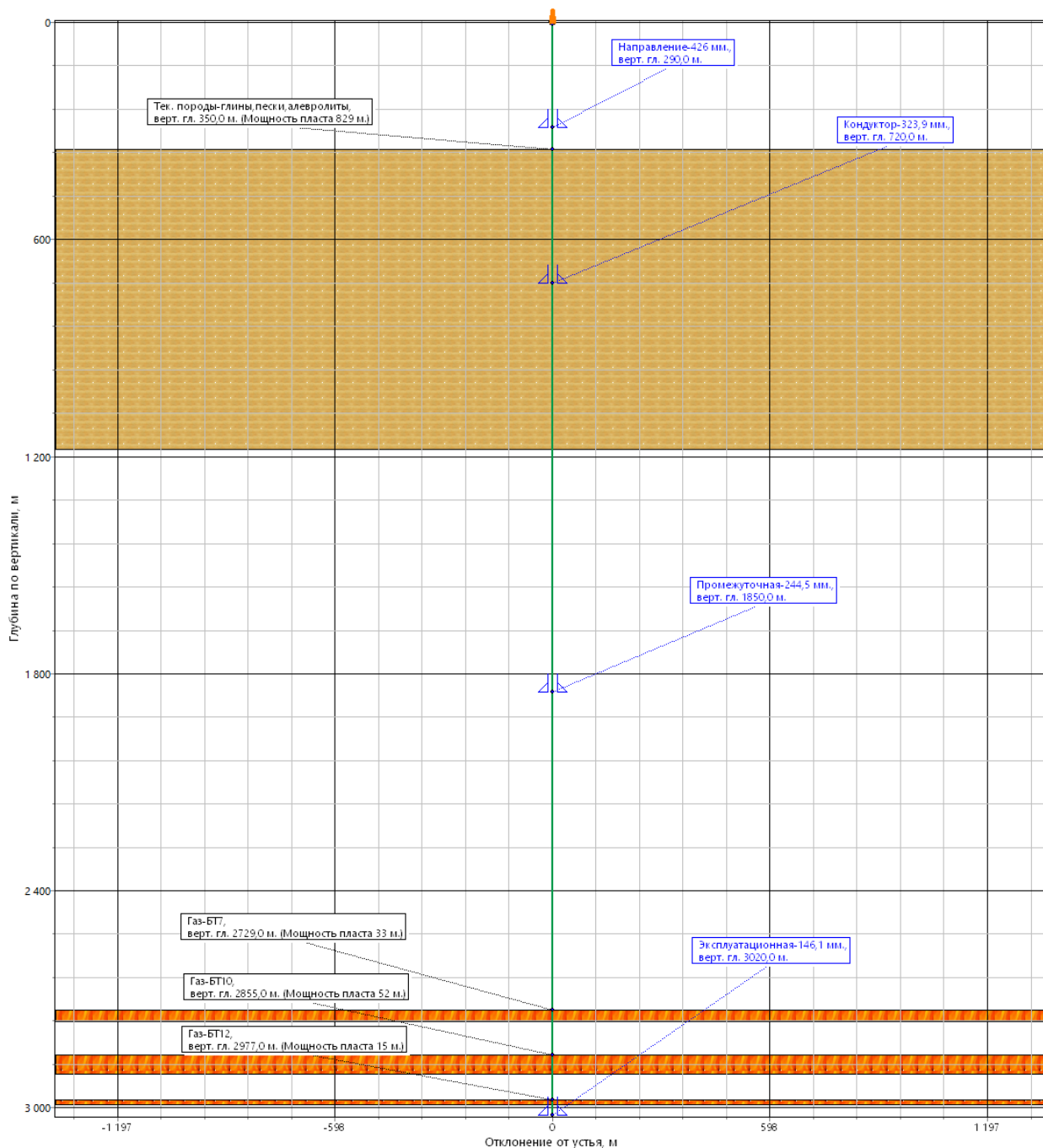


Рисунок 1–Проектный профиль скважины



## 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для вертикальной скважины, где предусмотрены работы по перфорации скважины или испытания пласта в закрытом стволе и скважина разведочная, проектируется забой закрытого типа. Данный способ заканчивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, является наиболее экономичным и менее трудозатратным.

### 2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

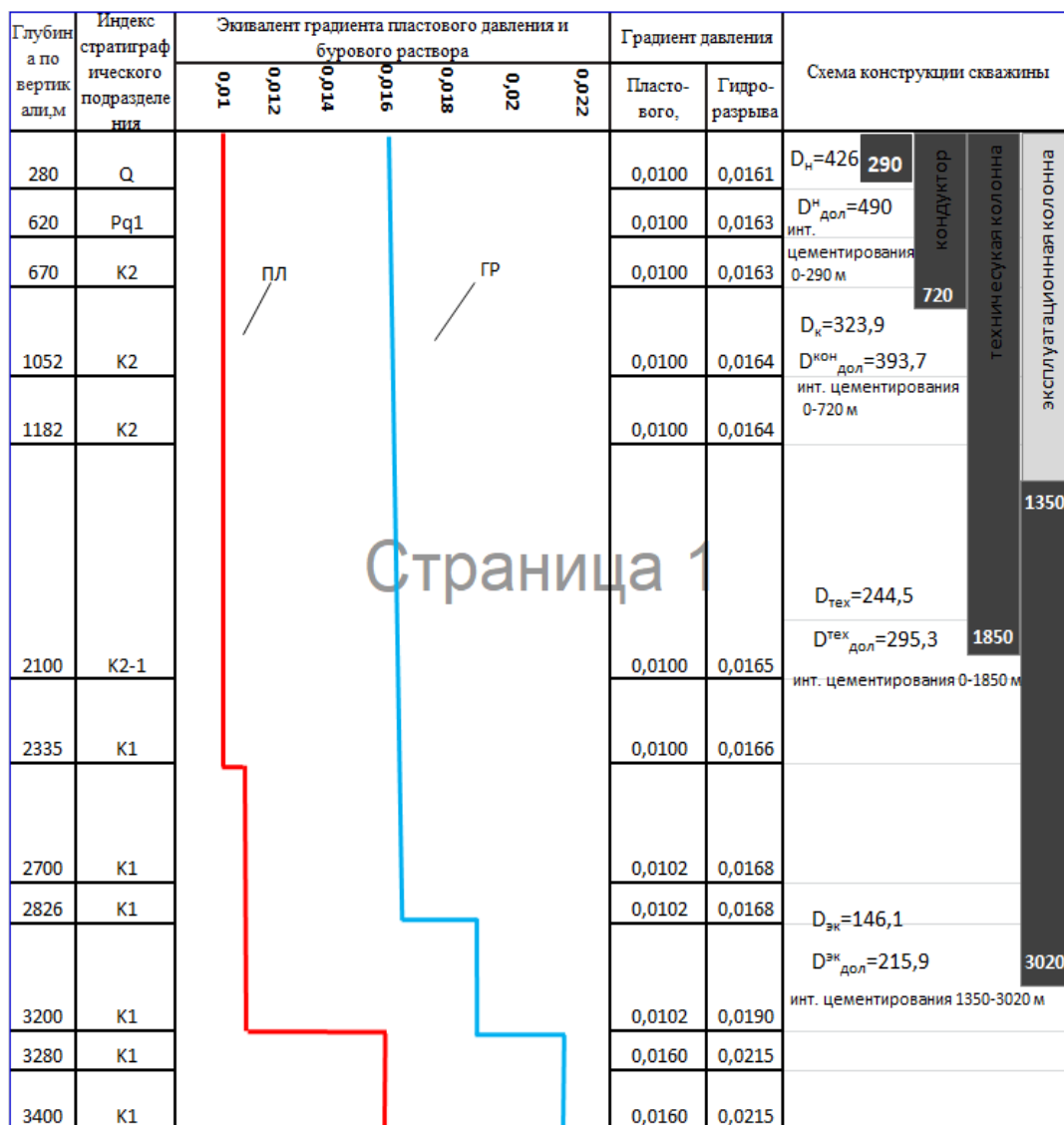


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

## 2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в скважине 280 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 290 м.

Таблица 3 – расчет глубины спуска предыдущей обсадной колонны

Имя пласта	БТ7	БТ10	БТ12
Глубина кровли продуктивного пласта, м ( $L_{кр}$ )	2729	2855	2977
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,102	0,102	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грп}$ )	0,163	0,163	0,163
Относительная плотность газа по воздуху, ( $\gamma$ )	0,6	0,68	0,72
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	278,358	291,21	303,654
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ( $P_{гр}$ )	283,62	291,77	301,55
Основание натурального логарифма ( $e^s$ )	1,06	1,08	1,08
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ( $P_{пл} / e_s$ )	262,32	270,86	279,98
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конт\ min}$ )	1740	1790	1850
Требуемый запас	1,08	1,08	1,08
Принимаемая глубина, м	1850		

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Так как в скважине присутствуют газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Исходя из расчетов (Таблица 3), и чтобы не оставлять слишком большой (более 1400 м) открытый участок скважины, принимается решение

спускать техническую колонну на 1850 м. Кондуктор спускается на 720 м, чтобы перекрыть интервалы залегания песков глин и алевролитов (см. «Прогноз литологической характеристики скважины»).

Эксплуатационная колонна спускается до подошвы последнего продуктивного пласта, и учитываются еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3020 м.

### **2.2.3 Выбор интервалов цементирования**

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 290 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 720 м.

Техническая колонна цементируется на всю глубину, т.е. на 1850 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 1350 – 3020 м.

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

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм

Исходя из размера обсадной трубы, равной 146,1 мм, узнается наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 20 мм. Значит, диаметр долота под эксплуатационную колонну считается по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где  $D_{\text{эк м}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получается, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 186 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{ТК ВН}} = D_{\text{ЭК Д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где  $D_{\text{ЭК Д}}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{ТК ВН}} = 225,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

### 2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Для газовых пластов величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s}, \quad (3)$$

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

$e$  – основание натурального логарифма;

$s$  – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{му 1пл.}} = 22,35 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 2пл.}} = 23,46 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 3пл.}} = 24,39 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k * P_{\text{му}},$$

(4)

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%).

$$P_{\text{ГНВП 1 пл.}} = 24,585 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 2 пл.}} = 25,86 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 3 пл.}} = 26,829 \text{ МПа.}$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k * P_{\text{ГНВП}},$$

(5)

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{\text{ГНВП}}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$P_{\text{оп 1 шл.}} = 27,043$  МПа;

$P_{\text{оп 2 шл.}} = 28,446$  МПа;

$P_{\text{оп 3 шл.}} = 29,512$  МПа.

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{\text{оп}} = 29,512$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО2-35-146x245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-350/80x35.

## **2.3 Проектирование процессов углубления скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Исходя из геологических данных, под направление выбирается смешанный способ бурения с применением винтового забойного двигателя, так как четвертичные отложения имеют большую мощность с многолетнемерзлыми горными породами. Под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну так же выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
0	290	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
290	720	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
720	1850	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1850	3020	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2967	3002	Роторный (Отбор керна)

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервала под направление выбираются шарошечные долота, а для интервалов под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны – PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долото по интервалам бурения

Интервал, м		0-290	290-720	720-1850	1850-3020	2967-3002
Шифр долота		Ш 490 VU2- KL54Z	БТ4819S	БТ6919S М	БТ6813М	БТ8813S М
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М	СМ	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117	3-161
	API	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> reg	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> reg	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> reg	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> reg	4 <sup>1</sup> / <sub>16</sub> reg
Длина, м		0.45	0,4	0,337	0,276	0,294
Масса, кг		300	188	90	45	18
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	3-8	5-13	5-11	3-10	2-6
	Предельная	25	18	16	14	10
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-60	80-340	80-340	60-300	150-300
	Предельная	300	440	440	400	400

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчета осевой нагрузки на долото приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-290	290-720	720-1850	1850-3020
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D <sub>д</sub> )	49,00	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс (G <sub>пред</sub> )	25	18	16	14
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс (G <sub>доп</sub> )	20	14,4	12,8	11,2
Проектируемая нагрузка, тс (G <sub>проект</sub> )	8	8	11	9

Для направления выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора, технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-290	290-720	720-1850	1850-3020
Исходные данные					
Скорость, м/с ( $V_d$ )		3,4	2	2	2
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
Расчетная частота вращения, об/мин ( $n_1$ )		133	100	130	177
Статическая частота вращения, об/мин ( $n_{стат}$ )		60	140	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ( $n_{проект}$ )		130	140	140	180

В интервале бурения под направление (0-290 м) запроектировано такое же значение частоты вращения, как и расчетное. Это обусловлено задачей, максимально быстро пробурить данный интервал, для чего было подобрано долото с частотой вращения до 300 об/мин. Для кондуктора, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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



производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора, приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-290	290–720	720–1850	1850-3020	
1	2	3	4	5	
Исходные данные					
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	
Коэффициент удельного расхода жидкости на $1 \text{ м}^2$ забоя ( $K$ )	0,65	0,65	0,5	0,4	
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )	1,3	1,2	1,13	1,1	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,15	0,14	0,125	
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	40	30	20	15	
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бр}$ )	0,127	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м ( $d_{max}$ )	0,229	0,203	0,178	0,166	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0254	0,0159	0,0127	0,0111	
Число насадок ( $n$ )	3	8	9	8	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmin}$ )	0,5	0,5	0,5	0,5	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmax}$ )	1,3	1,3	1,3	1,5	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, $\text{г/см}^3$ ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, $\text{г/см}^3$ ( $\rho_p$ )	1,34	1,3	1,2	1,16	
Плотность разбуриваемой породы, $\text{г/см}^3$ ( $\rho_n$ )	2,3	2,2	2,3	2,32	
Результаты проектирования					
Расход, л/с	$Q_1$	123	79	34	15
	$Q_2$	101	46	21	9
	$Q_3$	116	67	32	14
	$Q_4$	45	75	67	52
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	20-45	55-70	55-70	32-40	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	55	32	

где  $Q_1$  – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины л/с;  $Q_2$  – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность л/с;  $Q_3$  – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов л/с;  $Q_4$  – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из максимального рекомендуемого расхода жидкости. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-290	290–720	720–1850	1850-3020
Исходные данные					
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )		78	127	107	98
Расчетный коэффициент, $H^*_{м/кН}$ ( $Q$ )		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{зд}$ )		435,55	349,95	262,48	191,37
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ ( $M_p$ )		4948	6387	4100	2794
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ ( $M_o$ )		245	196,85	147,65	107,65
Удельный момент долота, $H^*_{м/кН}$ ( $M_{уд}$ )		60,3	48,74	36,94	27,41

Для интервала бурения 0-720 метров (интервал бурения под направление и кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДР–286.3.60 IDT с

регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1–240.7/8.55, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР–195М.7/8.77, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-286.3/3.60	0-290	286.3	8,233	2750	45-95	108-192	11-15,8	70-290
ДР-286.3/3.60	290-720	286.3	8,233	2750	45-95	108-192	11-15,8	70-290
ДГР1-240.7/8.55	720-1850	240.7	10,225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР-195М.7/8.77	1850-3020	195	8,290	1430	25-35	150-204	11,5-14,5	144-246

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости

бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под направление, кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурительной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1 – Б.5.

Результаты расчета бурительной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурительной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-290 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,45	–	0,300	0,300	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,07	–	0,450	0,75	–	–	–
	Двигатель	286,3	–	–	–	–	8,22	–	2,750	3,5	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	24	0,193	4,63	8,132	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	256,26	0,031	7,94	16,07	9,77	10	9,92
Кондуктор													
290-720 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,188	0,188	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	0,82	–	0,261	0,449	–	–	–
	Двигатель	286,3	–	–	–	–	8,22	–	2,750	3,2	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	36	0,149	5,364	8,564	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	674,56	0,031	20,91	29,47	5,25	4,5	4,43
Техническая колонна													
720-1850 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,34	–	0,09	0,09	–	–	–
	Калибратор	295,3	78,0	–	–	–	0,672	–	0,159	2,793	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	10,22	–	2,703	2,793	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	48	0,149	7,153	10,1	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1790,7	0,031	55,51	65,61	3,01	3,11	2,68
Эксплуатационная колонна													

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2967-3002 Отбор керна КНБК №5	Долото	215,9	–	–	–	–	0,294	–	0,018	0,018	–	–	–
	КИС 168/100	168,0	100,0	–	–	–	36	–	3,535	3,553	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	12	0,1495	1,79	6,36	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-92	2979,5	0,031	92,96	98,3	2,31	2,13	1,66
1580-3020 Бурен ие КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,276	–	0,045	0,045	–	–	–
	Калибратор	215,0	78,0	–	–	–	0,864	–	0,108	0,153	–	–	–
	Двигатель	195,0	–	–	–	–	8,29	–	1,430	1,583	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	24	0,1495	3,588	5,171	–	–	–
	Яс гидравли- ческий	172,0	76,2	–	–	–	3,5	–	0,385	5,556	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	24	0,1495	3,588	9,144	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-92	2959	0,0312	92,323	101,4 67	1,81	2,12	1,65	

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[ \frac{кг}{м^3} \right] \quad (6)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

P<sub>пл</sub> – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако, для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины, особенно на верхних неустойчивых интервалах, плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м <sup>3</sup>	1192	1172	1121	1100

Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора под направление представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-290 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
1	2	кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,7	149,1	6
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	50	10678,5	11
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,8	170,85	7
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	220	47065	48

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,192
Условная вязкость, с	50-60
Содержание песка, %	< 2

Интервалы под кондуктор и техническую колонну:

Породы, слагающие интервалы под кондуктор и техническую колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие

обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор, и техническую колонну применяется полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора под кондуктор, представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 290-720 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,4	119,48	4,78
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	30	8961,3	8,96
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,8	239	9,56



Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Понизитель фильтрации Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,2	59,74	2,39
Ингибиторы: Drilling Detergent.	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	298,71	1,42
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	5	1493,55	59,74
Смазочная добавка ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3	896,13	35,85
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	192	57354	57,35

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,172
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора под техническую колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 720-1850 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Техническая колонна	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,4	100	4
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	30	7545,6	8
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,8	201,2	8
Понизитель фильтрации Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,2	50	2
Ингибиторы: Drilling Detergent.	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	251,52	1
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	5	1257,6	50
Смазочная добавка ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3	754,56	30
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	121,18	30433	31

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,121
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств, продуктивных пластов. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается  $\text{CaCO}_3$  (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного (инкапсулированного) раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного (инкапсулированного) раствора для бурения интервала 1850-3020 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Эксплуатационная колонна	
1	2	кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,2	72,96	3
Структурообразователь: Биополимер	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0,3	109,44	5

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1000	1	364,8	15
Понизитель фильтрации: ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации	25	1	364,8	15
Смазочная добавка: ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	10	3648	146
Утяжелитель: Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	45	16416	17
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	4	1459,2	54
Понизитель фильтрации: Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	0,8	291,84	15

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические показатели полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,224
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все за проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.7.

### **2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22 – 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, лс/дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	290	Бурение	0,194	0,024	Центральная	1	22,2	116,4	410,8
Под кондуктор									
290	720	Бурение	0,501	0,057	Периферийная	3/3	13/14	81,2	302
Под техническую колонну									
720	1850	Бурение	0,876	0,08	Периферийная	6	11	96,3	333,6
Под эксплуатационную колонну									
2967	3002	Отбор керна	1,161	0,088	Периферийная	6	9	83,9	145,4
Отбор керна									
1850	3020	Бурение	0,585	0,044	Периферийная	8	5	102,9	110,1

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	290	Бурение	УНБТ-950	2	90	180	174,6	95	72	22,5	45
290	720	Бурение	УНБТ-950	2	90	160	220,5	95	125	35	70
720	1850	Бурение	УНБТ-950	2	90	140	293,4	95	125	27,5	55
2967	3002	Отбор керна	УНБТ-950	1	90	160	220,5	95	125	32	32
1850	3020	Бурение	УНБТ-950	1	90	160	220,5	95	66	16	16

Таблица 24 – 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	290	Бурение	161,9	94,2	49,1	11,1	0,5	10,0
290	720	Бурение	220,3	43,2	700,2	95,6	1,3	10,0
720	1850	Бурение	284,5	60,8	71,0	136,8	5,9	10,0
2967	3002	Отбор керна	181,2	45,4	40,7	64,6	20,4	10,0
1850	3020	Бурение	135,3	68,1	20,5	25,0	18,8	2,9

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2967-3002 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 25 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2967-3002	КИС 168/100 (36м)	5	40	10

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Продавочная жидкость: в качестве продавочной жидкости для расчетов будем применять техническую воды ( $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ).

Буферная жидкость: согласно рекомендации к выбору буферной жидкости представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности, желобов и пластов, склонных к интенсивному поглощению.

Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность  $1030 \text{ кг/м}^3$ .

Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений  $1400 \text{ кг/м}^3$ .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений  $1800 \text{ кг/м}^3$ .



## Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (9)$$

где  $P_{\text{н}}$  – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$  – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

1. При цементировании, в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации, за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 3, 4, 5 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина – наружное избыточное давление».

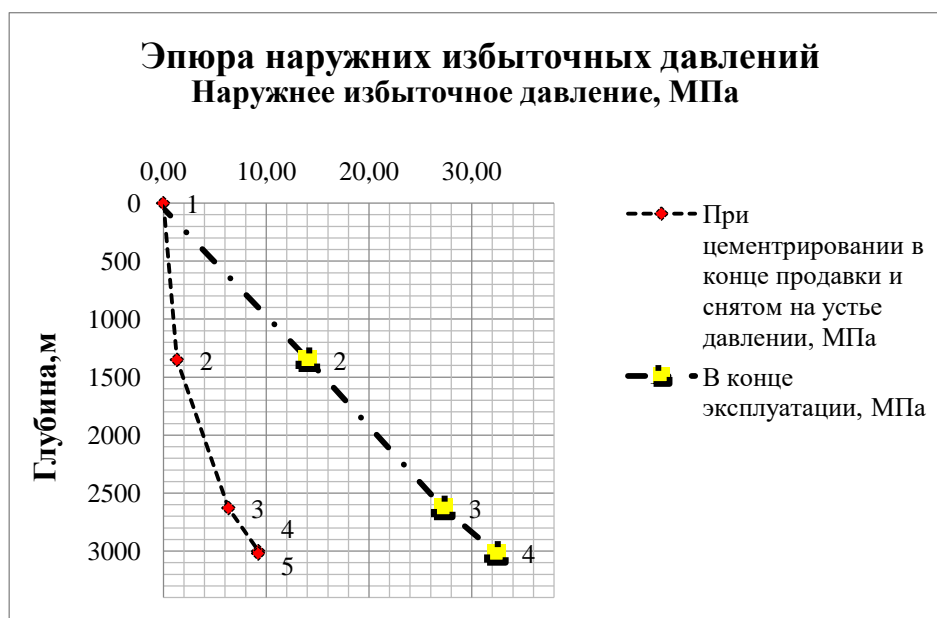


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

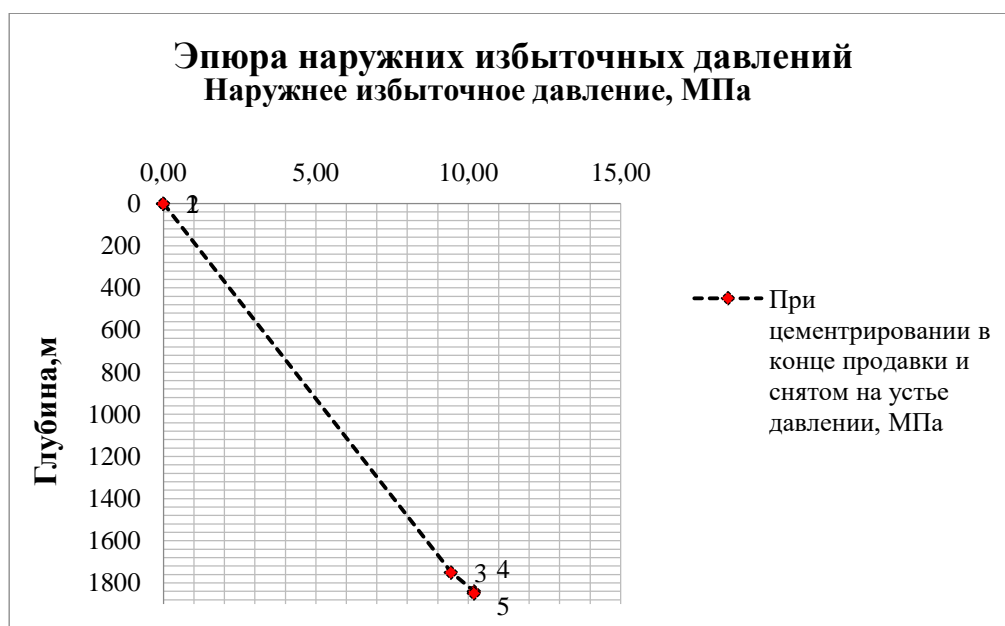


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений действующих на  
техническую колонну

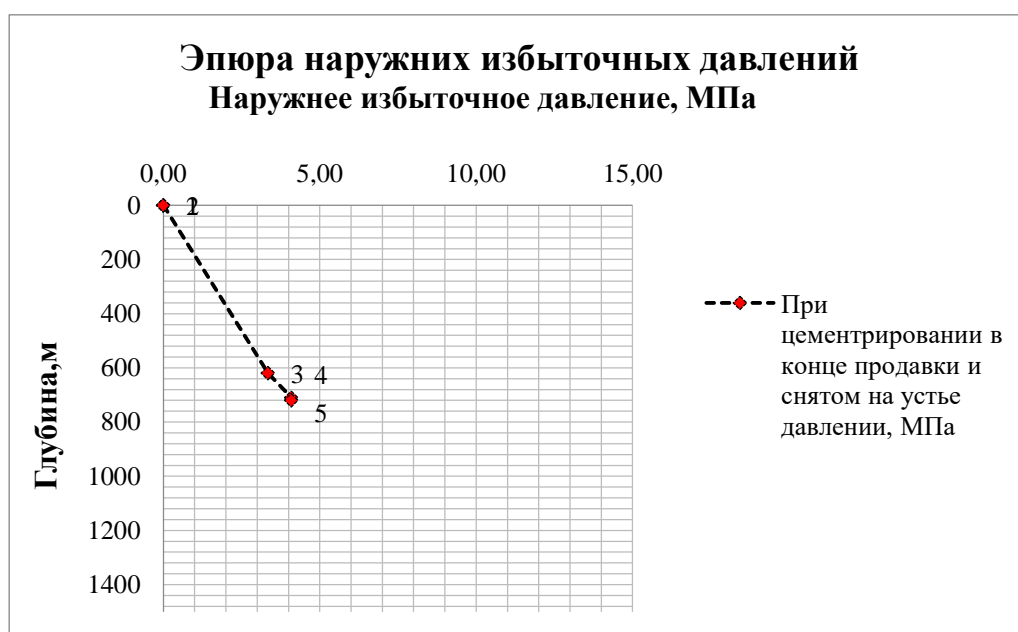


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений действующих на  
кондуктор

#### Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (8)$$

где  $P_{н}$  – наружное давление, МПа;

$P_B$  – внутреннее давление, МПа.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 6, 7, 8.



Рисунок 6 – Эпюры внутренних избыточных давлений действующих на эксплуатационную колонну

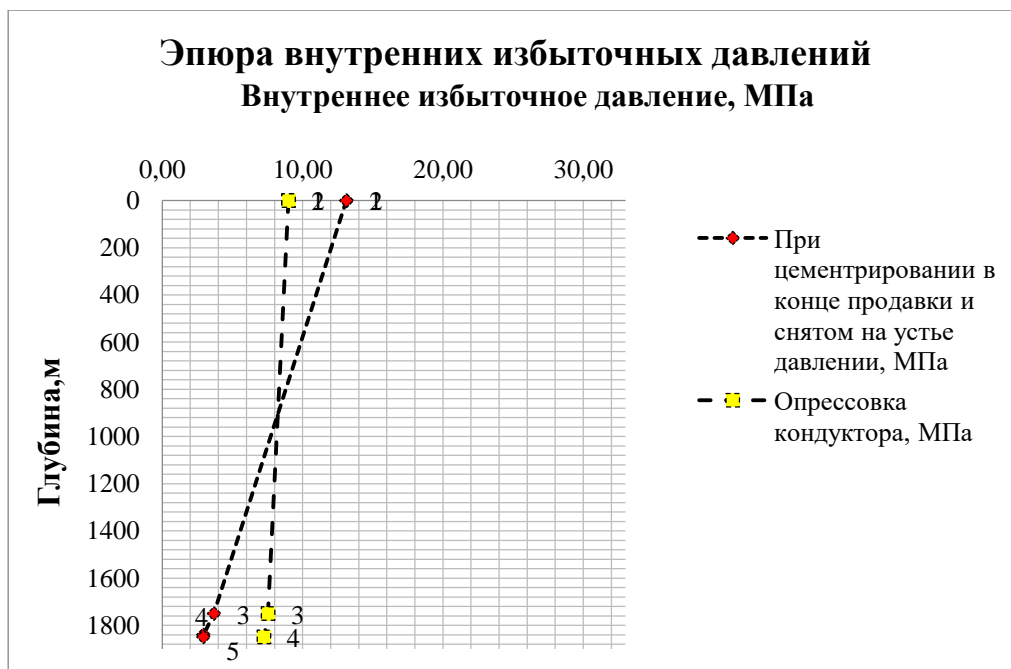


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений действующих на техническую колонну



Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений действующих на кондуктор

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	Треугольная	Д	10,0	290	106,45	30870,5	30870,5	0-290
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	11,0	720	114,1	82152	82152	0-720
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	1850	52,6	97310	97310	0-1850
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	12,1	391	35,8	13997,8	90238,8	2629-3020
2	ОТТМ	Д	8,9	2629	29,0	76241		0-2629

## 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу	элементов на интервале, шт	суммарное, шт
Направление, 426 мм	БКМ-426 «Битарт»	290	290	1	1
	ЦПЦ 426/490 «Нефтемаш»	0	290	8	8
	ПРП-Ц 426 «Нефтемаш»	290	290	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 «Битарт»	720	720	1	1
	ЦКОДУ-324 «Битарт»	710	710	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	290	6	17
		290	720	11	
ПРП-Ц 324 «Нефтемаш»	710	710	1	1	
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245 «Битарт»	1850	1850	1	1
	ЦКОДУ-245 «Битарт»	1840	1840	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	720	15	43
		720	1850	28	
ПРП-Ц 245 «Нефтемаш»	1840	1840	1	1	
Эксплуатационная колонна, 146 мм	БКМ-146 «Битарт»	3020	3020	1	1
	ЦКОДУ-146 «Битарт»	3000	3000	1	1
	ЦТ – 146/216 «Нефтемаш»	2700	3000	15	15
	ЦПЦ 146/216 «Нефтемаш»	0	1850	37	67
		1850	3020	30	
ПРП-Ц 146 «Нефтемаш»	3000	3000	1	1	

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

#### Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

где  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

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

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$39,04 + 3,926 \leq 0,95 * 50,55.$$

$$42,96 \leq 48,02.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг	
Буферная жидкость	7,59	1,5	1100	1,488	МБП-СМ	531,3
		6,1	1100	6,042	МБП-МВ	113,85
Продавочная жидкость	42,54	1000	42,54	Техническая вода	–	
Облегченный тампонажный раствор	35,11	1050	23,43	ПЦТ- III - Об(4-6)-100	28929	
				НТФ	14,40	
Нормальной плотности тампонажный раствор	9,03	1365	9,2	ПЦТ - I - 100	9163	
				НТФ	3,70	

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (10)$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

$G_6$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн, для облегченного тампонажного раствора, и 13 тонн для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 2,9 - 3 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 0,88 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 9 представлена схема расположения техники при цементировании.

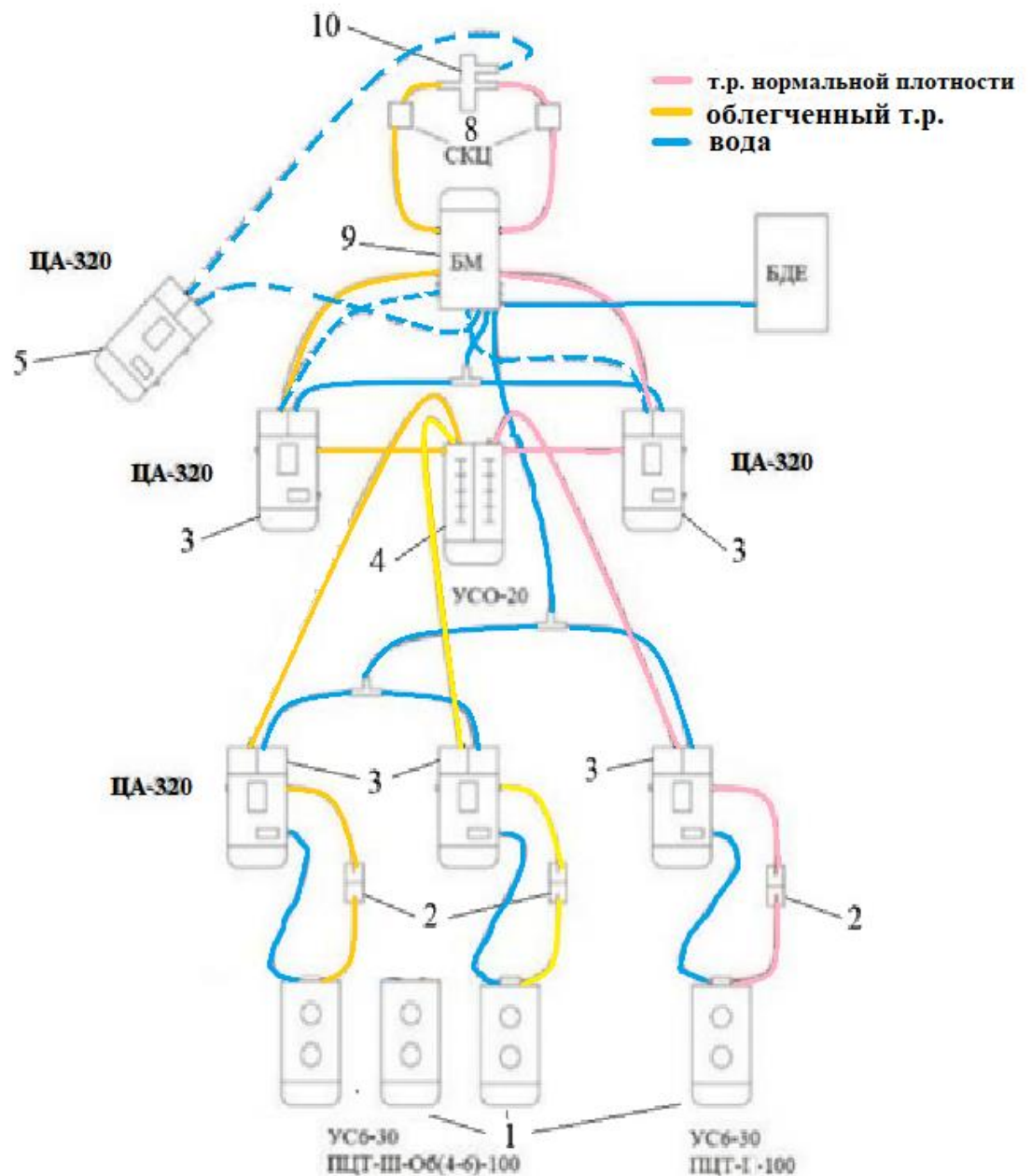


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины



## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

### Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

### Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (11)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым давлением. Согласно пункту 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{\text{пл}}$  на глубине 0-1200 метров на 10% ( $k = 0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k = 0,05$ );

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05) \cdot 30,18}{9,81 \cdot 2850} = \frac{31,689}{27958,5} = 1714 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункту 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}), \quad (12)$$

где  $V_{\text{внхв}}$  – внутренний объем хвостовика,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{внэк}}$  – внутренний объем эксплуатационной колонны,  $\text{м}^3$ ;

$$V_{\text{внхв}} = 0 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{внэк.}} = 44,64 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (0 + 44,64) = 89,28 \text{ м}^3.$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 30 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
15	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	2

#### Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на следующие составляющие:

- пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели, спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели, спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-95/146.

#### Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6

схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ 1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником, необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ 3). При устьевом давлении более 35 Мпа, либо наличии в разрезе газовых пластов, применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ 6).

Принимаем арматура фонтанная АФ5-80/65х35.

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности. При этом, учитывается её допустимая максимальная грузоподъёмность, позволяющая проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	88,9	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 88,9
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	97,3	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 97,3
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	126,4 9	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/126,49 = 1,58 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### **3 Проблемы передачи сигнала от телеметрической системы и меры профилактики**

Бурение скважин сложного профиля невозможно без применения современных телеметрических систем. Это, прежде всего, связано с тем, что бурение скважин по сложной траектории с протяженными горизонтальными участками в пределах продуктивного горизонта, выполнение многоствольных ответвлений невозможны без оперативного контроля положения забоя скважины. Для выполнения текущего контроля положения забоя скважины, а также для получения разнообразной информации с забоя скважины, созданы телеметрические системы для контроля параметров режима бурения. Такие как параметры режима бурения, нагрузки на долото, крутящего момента, частоты вращения долота, давления на забое, кажущееся сопротивление горных пород, естественного гамма излучения горных пород, электромагнитного каротажа, давления внутри и снаружи бурительной колонны, температуры внутри и снаружи телесистемы.

В настоящее время существуют: гидравлический, электромагнитный, акустический, электропроводный и комбинированные типы каналов связи.

Задачи скважинных измерений системами, использующими каналы связи забой – устье, можно разбить на три основные группы:

- оперативный технологический контроль, за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;
- контроль направления бурения скважин с целью управления процессом направленного бурения по заданной траектории;
- литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, выделение пластов коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

Имея с забоя данные о частоте вращения долота и истинной осевой нагрузки на долото, можно поддерживать режим таким образом, чтобы

обеспечивалась максимальная механическая скорость проходки, следить за износом долота, не допуская критических режимов его работы.

В связи с все возрастающими объемами кустового, направленного и горизонтального бурения (в том числе для охраны окружающей среды), весьма актуальной становится проблема контроля, за направлением ствола скважины в процессе ее бурения, проблема возможности управления этим процессом по намеченной программе. Комплекс измерительных датчиков контроля направления ствола скважины, должен состоять из датчиков измерения угла наклона скважины, ее азимута. Для управления процессом направленного бурения измерительную систему оборудуют также датчиком положения отклонителя.

Наиболее информативным параметром бурения является вибрация бурильного инструмента. Она представляет собой процесс разрушения горных пород, и свойства разбуриваемых пластов (упругие характеристики, литологический состав и др.).

Измерение геофизических параметров в процессе бурения скважин, позволяет получить сведения о литологическом составе и удельных электрических сопротивлениях пластов, не затронутых проникновением фильтра промывочной жидкости в пласт. Это позволяет надежно выделять продуктивные горизонты, исключая их пропуск, а по изменению характеристик пластов – прогнозировать приближение зон аномально высокого или аномально низкого пластовых давлений, границ продуктивного пласта.

Измерение естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину, как правило, дает возможность провести литологическое расчленение разреза и в комплексе с электрическими характеристиками пласта, выделять границы пласта, расчленять разрез на отдельные пропластки.

Данные геофизических исследований, полученные в процессе бурения, могут служить в большинстве скважин надежным критерием интерпретации результатов с целью дальнейшего планирования работ на скважине (опробования объектов, отбора керна и другие). В данных случаях комплекс

ГИС, проводимый аппаратурой на кабеле, может быть сокращен, тем самым уменьшено время для проведения ГИС.

Характерной особенностью телеизмерительных систем в процессе бурения является то, что выход из строя любого блока скважинной аппаратуры приводит к потере информации до конца рейса и требует извлечения глубинного прибора на земную поверхность для восстановления его работоспособности.

На основании “Отчетов по расследованию происшествий” в процессе строительства скважин, компанией ООО “Восток” были определены основные причины отказов забойных телеметрических систем или ухудшения качества приема передачи сигнала, на примере APS SureShot с гидравлическим каналом связи.

Принцип работы пульсатора: А) Циркуляции нет, поршень находится в седле, и держится там за счет пружины. Б) Циркуляция запущена, поршень выдавливается из седла. Раствор попадает во внутреннюю камеру пульсатора и за счёт этого открывает Flow Switch. Это посылает сигнал телесистеме о том, что включена циркуляция. Телесистема понимает, что нужно начинать генерировать сигнал. Когда необходимо создать пульсацию телесистема открывает управляющий клапан. В) Через открытый управляющий клапан раствор под давлением поступает в канал, и начинает выталкивать поршень в направлении седла, соответственно, так как площадь прохождения раствора уменьшается, создается повышение давления. При достижении определенной разницы давления открываются дополнительные клапана, и поршень находится в одном и том же положении, соответственно держится повышенное давление.

После прохождения определенного времени управляющий клапан закрывается, соответственно раствор под давлением больше не поступает в канал, и поршень выталкивается потоком в нижнее положение. Площадь прохождения раствора увеличивается, то есть давление падает. Таким образом, в пунктах Б) – Г) создается одна пульсация давления, которая и является сигналом для наземной системы. Для постоянной модуляции сигнала при

включенной циркуляции постоянно повторяются пункты Б) – Г). Д) При отключении циркуляции давление раствором на поршень прекращается и за счёт пружины поршень возвращается в седло. Е) Циркуляция отсутствует, поршень находится в седле.

На рисунке 10 представлено схематично как выглядит процесс модуляции сигнала телесистемой.

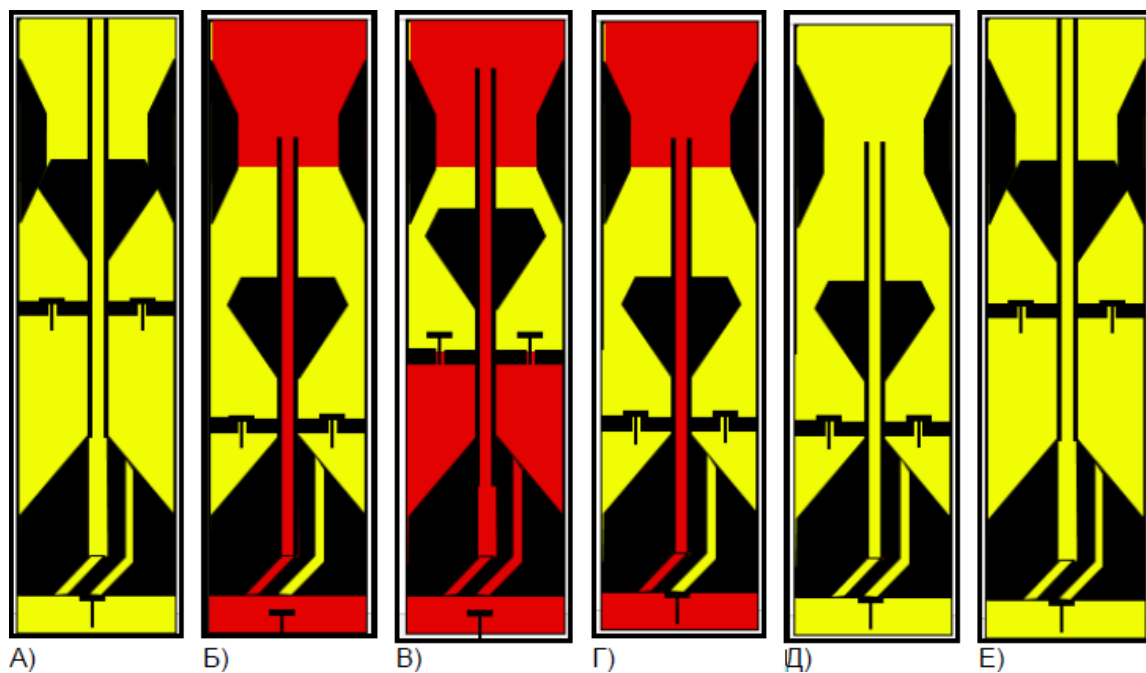


Рисунок 10 – Схема модуляции сигнала телесистемой

Работа пульсатора очень сильно зависит от качества бурового раствора, так как проходное отверстие и клапан могут забиться волокнами или гранулами кольматационной пачки, резиновой крошкой, остатками цементного камня из бурового инструмента, а так же породой с емкостей при не качественной очистке бурового раствора.

На рисунке 11 представлен пример ревизии телеметрической системы после потери сигнала.





Рисунок 11 – Пример ревизии телеметрической системы

Рекомендации, которые позволят сократить число отказов телеметрической системы, а именно модуля пульсатора по данным причинам, так же были даны в “Отчетах по расследованию происшествий”:

- после цементации делать качественную промывку инструмента. Перед сборкой инструмента с мостков простукивать его для лучшей очистки.
- перед сборкой КНБК с телеметрической системой в обязательном порядке производить чистку мерников, промывку манифольда.
- постоянный контроль, за параметрами бурового раствора.
- увеличить время промывки после прокачки кольматационной пачки.
- производить промежуточные промывки.

Еще одним модулем из часто отказываемых во время бурения, является модуль питания. Исходя из практики основные причины его отказа:

- не переключение с одного картриджа после разрядки на второй, по этой причине многие производители предусмотрели возможность

запрограммировать работу телесистемы одновременно с двух картриджей.

- преждевременный разряд модуля питания и недостаток напряжения, может произойти по причине долгого переохлаждения при низких температурах, а так же брака производителя.
- взрыв модуля питания в основном происходит при высоких механических нагрузках на сжатие и растяжение, при повышенной вибрации и ударах.

Рекомендации, которые позволят сократить число отказов модуля питания по данным причинам, так же были даны в “Отчетах по расследованию происшествий”:

- не допускать, полного разряда второй батареи.
- обратиться к производителю оборудования, для устранения данной проблемы в дальнейшем.
- контролировать момент вращения бурильной колонны на роторе, не допускать резкого превышения осевой нагрузки на инструмент.

Телеметрическая система, так же как и буровой инструмент находится в жестких условиях эксплуатации, на которую действуют разного рода нагрузки и поток бурового раствора. В связи с этим любой модуль может отказать по причинам:

- промыва в корпусе за счет высокого содержания песка в буровом растворе или большого времени наработки эксплуатации модуля без обслуживания.
- деформация корпуса в условиях вибрации.
- отворот модуля.
- не качественная сборка соединений.

На рисунке 12 представлен пример промыва телеметрической системы.



Рисунок 12 – Пример промыва телеметрической системы

Рекомендации, которые позволят сократить число отказов телеметрической системы по данным причинам, так же были даны в “Отчетах по расследованию происшествий”:

- уменьшение времени наработки между регламентным обслуживанием модулей.
- контроль режимов бурения.
- контроль параметров бурового раствора на содержание песка.

Помимо проблем с передачей сигнала или его ухудшения, подземным оборудованием, могут возникнуть проблемы с приемом сигнала наземным оборудованием. Потери или не качественный прием сигнала может произойти по причине:

- выхода из строя наземного оборудования (датчик давления, соединяющие кабеля, сервер)
- недостаточного давления в компенсаторе бурового насоса, при этом возникают дополнительные шумы пульсации для датчика давления.
- вспенивания бурового раствора, так как канал связи гидравлический, качество приема сигнала ухудшается.

Повышенные вибрации, воздействие агрессивной и абразивной среды, удары, механические нагрузки на сжатие и растяжение, кручение, повышенные давление и температура - требуют разработки специальных мер защиты, применения износостойких высокопрочных материалов, прочных покрытий.

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия**

#### **4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть».

Уставный капитал Общества составляет 11 000 385 057,18 рублей.

Участниками ООО «РН-Бурение» являются:

- ООО «РН-Разведка и добыча» с долей участия 68,48259428%;
- ООО «РН-Иностранные проекты» с долей участия 0,000000003%;
- ООО «РН-Актив» с долей участия 31,51740569%.

Общество осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин.

Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов).

Регионы присутствия ООО «РН-Бурение»:

- Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Ямало-Ненецкий автономный округ;
- Республика Коми;
- Краснодарский край;
- Красноярский край;
- Иркутская область;
- Сахалинская область;
- Чеченская республика;
- Оренбургская область;
- Республика Башкортостан.

Парк буровых установок ООО «РН-Бурение» по состоянию на 01.07.2019 составляет 267 единиц, количество буровых бригад – 202, бригад ЗБС – 39.

#### **4.1.2 Организационная структура предприятия**

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

1. Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
2. Подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
3. Подразделение главного геолога;
4. Подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
5. Подразделение заместителя генерального директора по строительству;
6. Подразделение заместителя генерального директора по МТО;
7. Подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
8. Подразделение заместителя генерального директора по бурению;
9. Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
10. Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок сформирован по процессному принципу и состоит из четырех управлений:

1. Главное управление добычи нефти и газа;
2. Управление по подготовке нефти и газа;
3. Управление поддержания пластового давления (ППД);
4. Управление эксплуатации трубопроводов.

## **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

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

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины;

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические, согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \tag{13)}$$

$T_{Б1}$  - норма времени на бурение одного метра, час;

$h$  - величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (14)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (15)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (16)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (17)$$

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

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

$T_{СВ}$  - нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

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

#### 4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (18)$$

где:  $H$  – глубина скважины, м;

$t_m$  - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (20)$$

где:  $t_{cno}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_k = \frac{(H \cdot 720)}{T_k}, \text{ м / ст.мес} \quad (21)$$

где:  $T_k$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле:

$$h_{cp} = \frac{H}{n}, \text{ м,} \quad (22)$$

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

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице 1:

#### 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 30 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 30 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение, доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1221 часов (51 дня), буровые работы 353 часов (15 дня).

Таблица 32 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	52			
Бурения	15			
Испытания	4			



### **4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли**

Себестоимость строительства скважины определяется затратами средств на все установленные работы по сооружению скважины. Для расчета себестоимости необходимо определить:

1. объем буровых работ в сметных ценах;
2. накладные расходы основных, вспомогательных и подсобных производств;
3. свод затрат по строительству скважин.

Сметы к техническим проектам являются базой для определения сметной стоимости всего объема буровых работ.

Сметный расчет на бурение скважины представлен в таблице В.

Сметный расчет на крепление скважины представлен в таблице В.

Свободный сметный расчет представлен в приложении В.

## **5 Социальная ответственность**

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

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [19].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [20].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости, по достижении возраста 55 лет. Если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [21].

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

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов

безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»

при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае 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» [22]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## 5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	-	+	+	MP 2.2.7.212906 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [4]
2. Превышение уровня шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах [5]

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
3. Повышенные уровни вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6] Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [6]
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	-	+	+	Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 [3] Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [8]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[2]
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	-	+	+	Требования к медицинской дезинсекции устанавливаются Р 3.5.2.2487-09 [10] Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих СанПиН 3.5.2.1376-03
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	Требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ[12] [Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов]
9. Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте	-	+	+	Требования к работам на высоте устанавливаются Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, актуализируется пунктом [9]

### 5.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона, в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты - комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей (маска респиратор-кондиционер для защиты верхних дыхательных путей и лица).

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [4]. Нормы приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

#### Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

#### Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении

технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [7] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в приложении Г.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [3]. Средства индивидуальной защиты органов дыхания - это респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [8].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [9] и приведены в приложении Г.

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным

средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [10].

#### Поражение электрическим током

Проявление фактора, возможно, возникают при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствию защитного заземления, при обслуживании силовых электроустановок, без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько видов электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении, электрическая энергия по линии электропередач, напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под станцию нефтепромысла (ГПП). Ее задачей является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [35] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;

- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности**

##### **5.3.2 Защита атмосферы**

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основным источником выбросов двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке, нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ, представлены в приложении Г.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование



высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ. Проектной документацией предусматривается контроль, за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

### **5.3.3 Защита гидросферы**

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ, с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86[24] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и другие. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через не плотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих

горизонтов;

- использование экологически малоопасных проектных рецептов буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

#### **5.3.4 Защита литосферы**

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земле под площадку, снимается плодородный слой почвы, движение автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и транспортируются к месту утилизации, Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06 [23] представлены в приложении Г.

Меры предотвращения загрязнения: хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов в металлических емкостях, на специально оборудованной обвалованной территории, все химические реагенты транспортируются в герметичных емкостях и специализированной техникой, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, применение безамбарного способа бурения, при ликвидации скважины установлен цементный мост не менее 50 метров

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и

прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранным до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель, на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [16].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [17].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после

полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушившей землю. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство

скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с РД 39-1.13-057-2002 [18].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины, несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высоко герметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р - 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, возникающих при строительстве скважин, приведены в приложении Г.

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающие, при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [35]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [9]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом, буровая вахта

обязана загерметизировать канал буровых труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [19].

## **Заключение**

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении Красноярского края» были разработаны следующие разделы: общая геологическая часть, технологический часть проекта, разделы «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение».

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонны. В связи с тем, что на минимальной глубине спуска кондукторы были высокие давления, было решено в конструкцию скважины, включить техническую колонну, чтобы минимизировать воздействие давлений на конструкцию скважины и как вследствие нарушения её целостности в процессе эксплуатации.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с физико-механическими показателями пород, для бурения под направление, было выбрано шарошечное долото, а для кондуктора технической и эксплуатационной колонны были подобраны PDC долота. Так же подобраны оптимальные винтовые забойные двигатели с подходящими мощностями и максимальным рабочими моментами.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов УБНТ 950, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Под кондуктор и техническую колонну был выбран полимер – глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении. Характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до

вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Под эксплуатационную колонну был выбран полимерный (инкапсулированный) раствор, это обусловлено тем, что данный раствор сводит к минимуму закупоривание пор в коллекторе, что в дальнейшей разработке данной скважины положительно скажется на её дебите.

Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект». На основании полученных данных была подобрана оптимальная буровая установка. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшим потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшим коэффициентом ее работы. Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современных PDC буровых головок, для отбора керна.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной. В силу, того что на данном интервале давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементировании эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с экономией места на площадке, для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектировано и специально подобрано устройство для перфорации скважин ORION 73КЛ

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО2-35-146 x 245x324 К1 ХЛ, ОП5-350/80x35, АФ6-80/65x35

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3000 ЭУК-1М.

В специальной части проанализированы проблемы передачи сигнала от ТМС и меры профилактики. Проведен анализ на основании “Отчетов по расследованию происшествий” в процессе строительства скважин, компанией ООО “Восток” были определены основные причины отказов забойных телеметрических систем или ухудшения качества приема передачи сигнала, на примере APS SureShot с гидравлическим каналом связи, а так же меры профилактики.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.



## Список использованных источников

1. 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.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Применение Циркуляционного Переводника PBL При Бурении».
5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.
6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm).
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

12. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

13. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

14. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

15. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

16. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

18. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

23. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

29. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

30. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

31. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

32. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

33. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

34. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

35. Постановление Правительства РФ 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».

36. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
37. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
38. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».
39. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
40. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
41. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
42. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
43. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

## Приложение А

(Обязательное)

### Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	
1	2	3	4	5	7
0	280	Четвертичные отложения	Q	0-3	1,30
280	620	Тибейсалинская	Pq <sub>1</sub> (tbs)	0-3	1,25
620	670	Танамская	K <sub>2</sub> (tn)	0-3	1,15
670	1052	Часельская	K <sub>2</sub> (cs)	0-3	1,15
1052	1181,5	Кузнецовская	K <sub>2</sub> (kz)	0-3	1,15
1181,5	2100	Покурская	K <sub>2-1</sub> (pk)	0-3	1,10
2100	2335	Ереямская	K <sub>1</sub> (erm)	0-3	1,10
2335	2826	Заполярная	K <sub>1</sub> (zp)	0-3	1,10
2826	3400	Мегионская	K <sub>1</sub> (mg)	0-3	1,05

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кг/мм	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	7	9	10	12	13
Q	0	280	Пески, супеси, суглинки, глины	5-50	0	50-250	I-II	Мягкие
Pq <sub>1</sub> (tbs)	280	620	Глины, пески	25-30	0-2	50-250	II-III	Мягкие
K <sub>2</sub> (tn)	620	670	Пески, глины	90-100	0-2	50-520	II-III	Мягкие
K <sub>2</sub> (cs)	670	1052	Глины, алевролиты	80-100	0-2	50-250	II-IV	Мягкие
K <sub>2</sub> (kz)	1052	1181,5	Глины, алевролиты	95-100	0-2	50-250	II-III	Мягкие
K <sub>2-1</sub> (pk)	1181,5	2100	Песчаники, глины, алевролиты	20-30	0-15	50-250	III-VII	Средние
K <sub>1</sub> (erm)	2100	2335	Песчаники, глины	20-30	0-15	50-250	IV-VII	Средние
K <sub>1</sub> (zp)	2335	2826	Песчаники, алевролиты	20-30	0-15	50-250	IV-VII	Средние
K <sub>1</sub> (mg)	2826	3400	Песчаники, глины, алевролиты	20-30	0-15	59-250	V-VII	Средние

Таблица А.3 – Геокриологическая характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип многолетнемерзлых пород	Льдистость пород, %	Наличие избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев	Наличие таликов
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	45	основная	10-20	нет	нет
Q	45	110	реликтовая	-	нет	да
Q	110	150	реликтовая	5-10	да	нет
Q- Pq <sub>1</sub>	150	350	реликтовая	0-5	нет	нет

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup> (на устье скважины для газ)	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Давление насыщения, МПа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q- Pq <sub>1</sub>	0	470	поровый	1050	190-250	-	-	Нет. Минерализация – 0,1-2,6 г/л ХКН
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	980	3400	кавернозно-трещиноватый	1097	20-100	-	-	Нет. Минерализация – 10-25 г/л ХК.

Таблица А.4 – Осложнения

1	2	3	4	5
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	350	3400	Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проекта. Неудовлетворительная ингибирующая способность бурового раствора по отношению к глинистым породам разреза. Недолив ствола скважины при простоях и СПО.
Q- Pq <sub>1</sub>	0	350	Осыпи и обвалы горных пород	Поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного ствола скважины, проработка ствола скважины.
Pq <sub>1</sub> - K <sub>2</sub>	350	1179		Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым, растепленным, слабосцементированным породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины.
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	2729	2762	Газопроявление	Перелив раствора на устье, увеличение водоотдачи, снижение удельного веса бурового раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях, нефтяная пленка и выделение пластового газа на поверхности. Снижение давления в скважине ниже гидростатического. Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважине во время подъема инструмента. превышение скорости СПО, свабиrowание инструментом, создание депрессии на водоносные пласты. Несоблюдение параметров бурового раствора.
K <sub>1</sub>	2855	2992		



Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
Q	0	140	Прихватопасность (сальникообразования, дифференциальный прихват)	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление бурильного инструмента без движения более 5 минут
$P_{q1-K_1}$	470	3400		
$P_{q1-K_1}$	350	3400	Желобообразование	Не соответствие параметров бурового раствора, проектным.
$K_2-K_1$	1179	3400	Сужение скважины	Разбухание известняков в результате потеря устойчивости стенок скважины из-за слабой ингибирующей способности и недостаточной плотности бурового раствора

## Приложение Б

(Обязательное)

### Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-290 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–290 м)							
1	490 VU2-KL54Z	0,45	490	–	3-177	Ниппель	0,300
2	Переводник М177хМ171	0,42	229	101	3-177	Муфта	0,045
					3-171	Муфта	
3	3-К490,0 СТ Н	1,07	241	100	3-171	Ниппель	0,450
					3-171	Муфта	
4	Переводник Н171хН177	0,560	185	101	3-171	Ниппель	0,04
					3-177	Муфта	
5	ДР-286.3.60 ИДТ	8,22	197	–	3-177	Ниппель	2,750
					3-177	Муфта	
6	Переводник Н177хМ171	0,54	241	80	3-177	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,03
					3-171	Муфта	
8	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	240	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
9	УБТС-241	18,9	241	100	3-171	Ниппель	5,41
					3-171	Муфта	
10	Переводник Н171хМ133	0,52	185	101	3-171	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127х9,19 Е	243,4	127	108,6	3-133	Ниппель	7,54
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (290-720 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (290–720 м)							
1	PDC БТ4819SA-025	0,424	393,7	–	3-177	Ниппель	0,188
2	Переводник М177хМ171	0,42	229	101	3-177	Муфта	0,045
					3-171	Муфта	
3	2-КА393,7 СТК	0,825	393,7	120	3-171	Ниппель	0,261
					3-171	Муфта	
4	Переводник Н171хН177	0,560	185	101	3-171	Ниппель	0,045
					3-177	Ниппель	
5	ДР-286.3.60 IDT	8,22	197	–	3-177	Муфта	2,750
					3-177	Муфта	
6	Переводник Н177хМ171	0,54	241	80	3-177	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,03
					3-171	Муфта	
8	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	240	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
9	УБТ-203 Д	36	203	100	3-171	Ниппель	6,912
					3-171	Муфта	
10	Переводник Н171хМ133	0,52	185	101	3-171	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127х9,19 Е	656,6	127	108,6	3-133	Ниппель	20,35
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (720-1850м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (720–1850 м)							
1	PDC БТ6919SMA-083	0,337	295,3	–	3-152	Ниппель	0,035
2	2-КС295,3 СТ	0,6712	295,3	80	3-152	Муфта	0,159
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н152хН152	0,52	203	102	3-152	Ниппель	0,043
					3-152	Ниппель	
4	ДГР1-240.7/8.55	10,225	240	–	3-152	Муфта	2,703
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-240РС	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,03
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
7	Переводник М147хН171	0,54	197	89	3-171	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
8	УБТ 178х90 Д	47,25	178	80	3-147	Ниппель	7,063
					3-147	Муфта	
9	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
10	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127х9,19 Е	1770,7	127	108,6	3-133	Ниппель	54,89
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1850-3020 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1850-3020 м)							
1	PDC БТ6813МА-072	0,276	215,9	–	3-117	Ниппель	0,042
2	ДГР-195М.7/8.77	8,290	195	–	3-117	Муфта	1,430
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТС-178	18,9	178	80	3-147	Ниппель	2,738
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,54	178	78	3-147	Ниппель	0,045
					3-133	Муфта	
7	3-КС215,9 СТ	0,864	215,9	70	3-133	Ниппель	0,108
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН117	0,40	178	58	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	28,35	178	80	3-147	Ниппель	4,107
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127х9,2	2942,65	127	108,6	3-133	Ниппель	91,22
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2967-3002 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2967–3002 м)							
1	БТ8813SMA-001	0,294	215,9	101,6	3-161	Муфта	0.018
2	КИС 168/100	37	178	100	3-161	Ниппель	2,878
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС-178	28,35	178	90	3-147	Ниппель	4,24
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
6	СБТ 127х9,2	2920,6	127	108,6	3-133	Ниппель	90,53
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Таблица Б.6 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	290	290	490	–	1,3	71,19
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						4,62
Расчетные потери бурового раствора при очистке						49,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						1,45
Объем раствора в конце бурения интервала						71,19
Объем раствора к приготовлению						203
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
Интервал бурения, м.						
от	до					
290	720	430	393,7	406	1,2	99,57
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						43,77
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,15
Объем раствора в конце бурения интервала						99,57
Общая потребность бурового раствора на интервале						255
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению						255
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						122,48
Техническая колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
Интервал бурения, м.						
от	до					
720	1850	1130	295,3	306,9	1,14	141,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						9,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						63,36
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,65
Объем раствора в конце бурения интервала						141,4
Общая потребность бурового раствора на интервале						366,31
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						122,48
Объем раствора к приготовлению						243,83
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
Интервал бурения, м.						
от	до					
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы Б.6

1	2	3	4	5	6	7
1850	3020	1170	215,9	226,7	1,1	121,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,95
Расчетные потери бурового раствора при очистке						33,67
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,85
Объем раствора в конце бурения интервала						121,6
Общая потребность бурового раствора на интервале						294,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению						294,7



Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Техническая Колонна		Эксплуатационная Колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	149,1	6	119,48	5	100,6	5	72,96	3	442,14	18
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	10678,5	11	8961,3	9	7545,6	8	–	–	27185,4	28
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	170,85	7	239	10	201,2	8	–	–	611,05	25
ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	–	–	1493,55	60	1257,6	50	1459,2	59	4210,35	169
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	47065	48	57354	58	30433	30	–	–	134852	135
ПАЦ ВВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	–	–	–	–	–	–	364,8	15	364,8	15
Инкапсулятор	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	–	–	–	–	–	–	291,84	15	291,84	15
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	–	–	896,13	36	754,56	30	3648	146	5298,69	212
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	–	–	59,74	3	50,03	2	–	–	109,77	5

Продолжение таблицы Б.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ингибитор: Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	–	–	298.71	2	251,52	1	–	–	550,23	3
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	–	–	–	–	–	–	109,44	5	109,44	5
Утяжелитель: Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	–	–	–	–	–	–	16416	17	16416	16
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	–	–	–	–	–	–	364,8	15	364,8	15

**Приложение В**  
**(Обязательное)**

**Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)**

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	490 VU2- KL54Z - R698-1	0	290	500	0,021	290	1	6,09	6,09
Промывка (ЕНВ)									0,042
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,65
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									1,21
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,12
Крепление (ЕНВ)									12,8
Смена вахт									0,15
Ремонтные работы									0,8
Итого									21,86
Кондуктор									
Бурение	БТ4819SA-025	290	720	850	0,029	430	1	12,47	12,47
Промывка (ЕНВ)									0,46
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,63
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,1
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,3
Крепление (ЕНВ)									24,8
Смена вахт									0,65
Ремонтные работы									2,42
Итого									49,83
Техническая колонна									

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение	БТ6919SMA-083	720	1850	2400	0,065	1130	1	73,45	73,45
Промывка (ЕНВ)									1,2
СПО и наращивание (ЕНВ)									14,3
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									6,75
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,94
Крепление (ЕНВ)									35,6
Смена вахт									1,5
Ремонтные работы									4,2
ГТИ									6,7
Итого									144,64
Эксплуатационная колонна									
Бурение	БТ6813МА-072	1850	3020	2500	0,085	1170	1	99,45	99,45
Промывка (ЕНВ)									0,39
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,21
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									3,9
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,3
Крепление (ЕНВ)									22,3
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									1,84
ГТИ									3,9
Итого									136,79
Итоговое время на бурение									353,12
Подготовительные работы									85
Вышкомонтажные работы									1221

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество (штук)	Сумма (руб)	Количество (штук)	Сумма (руб)	Количество (штук)	Сумма (руб)	Количество (штук)	Сумма (руб)	Количество (штук)	Сумма (руб)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	3,5	452,03	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,39	51,13	2,08	287,44	6,03	833,29	5,70	787,68
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	15,34	-	86,23	-	249,99	-	236,30
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	3,5	62,83	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	-	-	0,37	5,33	2,08	29,95	6,03	86,83	5,70	82,08
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	1,60	-	8,99	-	26,05	-	24,62
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	3,5	885,01	0,37	93,56	2,08	525,95	6,03	1524,75	5,70	1441,30
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	3,5	5050,50	0,37	533,91	2,08	3001,44	6,03	8701,29	5,70	8225,10
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и	сут	244,60	-	-	-	-	-	-	-	-	5,70	1394,22
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	-	-	2,08	364,92	6,03	1057,90	-	-

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,90	-	-	-	-	2,08	501,18	6,03	1455,93	5,70	2429,68
Прокат РУС	сут	426,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2429,68
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	22,86	-	-	0,37	5,81	2,08	32,66	6,03	94,67	5,70	89,49
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	-	-	0,37	4,03	2,08	22,67	6,03	65,73	5,70	62,13
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	-	-	0,37	55,31	2,08	310,92	6,03	901,36	5,70	852,04
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	3,5	621,60	0,37	118,99	2,08	369,41	6,03	1070,93	5,70	1243,20
Зависящие от объема работ												
Каустическая сода	т	138,18	-	-	0,1491	20,59	0,119	16,44	0,1	13,81	0,07	10,08
Глинопрошок	т	91,52	-	-	10,679	977,34	8,961	820,11	7,55	690,61	-	-
Сода кальцинированная	т	229,31	-	-	0,17	38,98	0,239	54,80	0,20	46,10	-	-
ПАЦ ВВ	т	779,8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,37	284,63
ПАЦ НВ	т	756,88	-	-	-	-	1,494	1130,78	1,26	952,16	1,46	1104,29
Смазочная добавка	т	275,2	-	-	-	-	0,896	246,58	0,76	207,78	3,65	1003,93
Ингибитор Drilling Detergent	т	642,2	-	-	-	-	0,299	192,02	0,25	161,84	-	-
Полиакриламид	т	504,59	-	-	-	-	0,059	29,77	0,05	25,23	-	-
Биополимер	т	275,23	-	-	-	-	-	-	-	-	0,11	30,00
ПАВ	т	366,98	-	-	-	-	-	-	-	-	0,37	133,58
Инкапсулятор	т	160,54	-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	46,88
Мраморная крошка	т	123,56	-	-	-	-	-	-	-	-	14,59	1802,99
Барит	т	348	-	-	28,88	10050,24	36,19	12596,9	13,21	4595,34	-	-
490 VU2- KL54Z -R698-1	шт	1856,2	-	-	1	1856,2	-	-	-	-	-	-
БТ4819SA-025	шт	1949	-	-	-	-	1	1949	-	-	-	-
БТ6919SMA-083	шт	4852,1	-	-	-	-	-	-	1	4852,1	-	-
БТ6813МА-072	шт	5631,7	-	-	-	-	-	-	-	-	1	5631,7
3-К490,0 СТ	шт	842,3	-	-	1	842,3	-	-	-	-	-	-
2-КА393,7 СТК	шт	526,8	-	-	-	-	1	526,8	-	-	-	-
2-КС295,3 СТ	шт	425,9	-	-	-	-	-	-	1	425,9	-	-
3-КС215,9 СТ	шт	247,5	-	-	-	-	-	-	-	-	1	247,5
Итого затрат на бурение по этапам				7071,96		11918,88		20629,14		22758,56		21053,35
Итого затрат на бурение							83434,89					

Таблица В.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество (штук)	Сумма (руб)	Количество (штук)	Сумма (руб)	Количество (штук)	Сумма (руб)	Количество (штук)	Сумма (руб)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	136,48	0,53	73,24	1,03	142,34	1,48	204,52	0,93	128,52
Социальные отчисления, 30%			-	21,97	-	42,70	-	61,36	-	38,56
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	15,40	0,53	7,63	1,03	14,83	1,48	21,31	0,93	13,39
Социальные отчисления, 30%			-	2,29	-	4,45	-	6,39	-	4,02
Содержание бурового оборудования	сут	269,81	0,53	134,02	1,03	260,45	1,48	374,23	0,93	235,16
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1523,00	0,53	807,19	1,03	1568,69	1,48	2254,04	0,93	1416,39
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	25,86	0,53	12,12	1,03	23,55	1,48	33,83	0,93	21,26
Эксплуатация ДВС,	сут	11,90	0,53	5,78	1,03	11,23	1,48	16,13	0,93	10,14
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	153,49	0,53	79,22	1,03	153,96	1,48	221,23	0,93	139,02
Эксплуатация спецтранспорта	сут	186,60	0,53	94,13	1,03	182,93	1,48	262,85	0,93	165,17
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426,0x10 Д	т	344,42	24,16	8321,19	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324x8,5 Д	т	344,38	-	-	60	20662,80	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x8,9 Д	т	345,38	-	-	-	-	154,16	53243,78	-	-
Обсадные трубы 146x8,5 Д	т	399,1	-	-	-	-	-	-	251,66	100437,51
БКМ-426 «Битарт»	шт	142,57	1	142,57	-	-	-	-	-	-
ЦПЦ 426/490 «Нефтемаш»	шт	32,6	8	260,80	-	-	-	-	-	-
ПРП-Ц 426 «Нефтемаш»	шт	31,6	1	31,60	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
БКМ-324 «Битарт»	шт	70,45	-	-	1	70,45	-	-	-	-
ЦКОДУ-324 «Битарт»	шт	142	-	-	1	142,00	-	-	-	-
ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	шт	74,77	-	-	17	1271,09	-	-	-	-
ПРП-Ц 324 «Нефтемаш»	шт	31,6	-	-	1	31,60	-	-	-	-
БКМ-245 «Битарт»	шт	56,93	-	-	-	-	1	56,93	-	-
ЦКОДУ-245 «Битарт»	шт	103,4	-	-	-	-	1	103,4	-	-
ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	шт	31,4	-	-	-	-	43	1350,20	-	-
ПРП-Ц 245 «Нефтемаш»	шт	26,4	-	-	-	-	1	26,4	-	-
БКМ-146 «Битарт»	шт	36,4	-	-	-	-	-	-	1	36,4
ЦКОДУ-146 «Битарт»	шт	80,7	-	-	-	-	-	-	1	80,7
ЦТ – 146/216 «Нефтемаш»	шт	26,4	-	-	-	-	-	-	15	396
ЦПЦ 146/216 «Нефтемаш»	шт	16,7	-	-	-	-	-	-	67	1118,90
ПРП-Ц 146 «Нефтемаш»	шт	24,2	-	-	-	-	-	-	1	24,20
МБП-СМ	кг	0,69	547,94	378,08	410,27	283,08	236,58	163,24	531,3	366,60
МБП-МВ	кг	0,98	469,66	460,27	351,66	344,43	202,78	189,72	113,85	111,57
ПЦТ - II - 50	т	28,9	7,64	220,80	9,9	286,11	-	-	-	-
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	27	-	-	31,68	855,36	-	-	-	-
ПЦТ - II - 100	т	30,6	-	-	-	-	5,79	177,17	9,16	280,39
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	28,44	-	-	-	-	30,75	874,53	28,93	822,74
НТФ	кг	1,17	2,44	2,86	21,01	24,58	17,17	22,43	18,1	21,18
Итого затрат на крепление по этапам				10248,55		24808,13		57418,67		104451,40
Итого затрат на крепление						196926,75				



Таблица В.3 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
<b>1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
Обустройство площадки	76 214	16 614 652
Рекультивация перед планировкой	11 218	2 445 524
Итого		19 060 176
<b>2. Строительство и монтаж бурового оборудования</b>		
Строительство и монтаж	157 846	34 410 428
Разборка и демонтаж	10 213	2 226 434
Итого		36 636 862
<b>3. Бурение и крепление скважины</b>		
Бурение скважины	83 435	18 188 830
Крепление скважины	196 927	42 930 086
Итого		61 118 916
<b>4. Испытания скважины на продуктивность</b>		
Испытание по окончанию бурения	21 815	4 755 670
<b>5. Промыслово-геофизические работы</b>		
Затраты на промыслово-геофизические	24 587	5 359 966
<b>6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время	13 797	3 007 746
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1022	222 796
Эксплуатация котельной и паровой	28 270	6 162 860
Итого		9 393 402
<b>Итого прямых затрат</b>		
		136 324 992
<b>7. Накладные расходы</b>		
Накладные расходы (25% на итог	156 336	34 081 248
<b>8. Плановые накопления;</b>		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и	54 718	11 928 437
<b>9. Прочие работы и затраты</b>		
Зарплаты, надбавки	248 561	54 186 298
Транспортировка буровых бригад	15 478	3 374 204
Сооружение водяной скважины	3 517	766 706
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 364	364 670
Итого		58 691 878
<b>10. Резерв средств на непредвиденные расходы</b>		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	46 691	10 178 556
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>	<b>1 152 317</b>	<b>251 205 041</b>
<b>ВСЕГО с учетом НДС (20%)</b>		<b>301 446 050</b>

**Приложение Г**  
(Обязательное)

Таблица Г.1 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: - Углеводороды	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Таблица Г.2 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный	100	Лестницы, марши,	10
Превенторная	75	Аварийное	2
Путь	30	Аварийное	0,5

Таблица Г.3 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4- Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70- 20% SiO <sub>2</sub>	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

Таблица Г.4 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0

Таблица Г.5 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Газонефтеводопроявления	Метеорологические опасные
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

# Приложение Д (Обязательное)

## Геолого – технический наряд на строительство

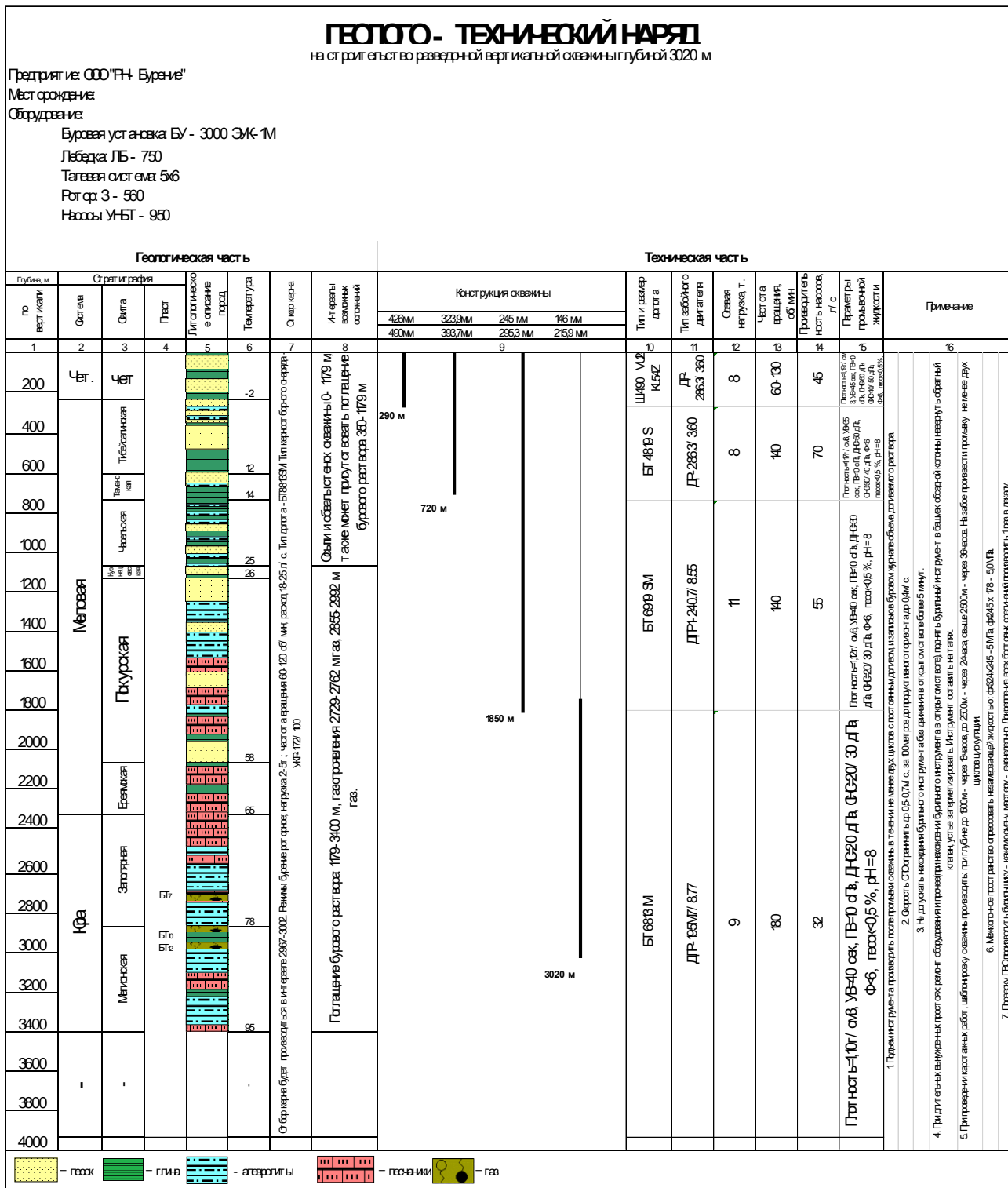


Рисунок Д – геолого – технический наряд