

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ          ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2980 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ          МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2980)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Спатарь Вадим Федорович		04.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		04.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	—		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

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

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
32Б62Т	Спатарь Вадим Федорович

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-122/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

#### 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,</li> </ul>

	проектирование процессов испытания и освоения скважин); • <b>Выбор буровой установки.</b> • <b>Основные параметры гидравлических расчетов долот</b>
--	---

<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 и иностранном языках:</b>	
<b>1. Горно-геологические условия бурения скважины</b>	
<b>2. Технологическая часть проекта</b>	
<b>3. Основные параметры гидравлических расчетов долот</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

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

**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>
3-2Б62Т	Спатарь Вадим Федорович		29.02.2020

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

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:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Основные параметры гидравлических расчетов долот	15
12.05.2020	4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
04.06.2020	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:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Спатарь Вадим Федорович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/ Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
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	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
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	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Спатарь Вадим Федорович		29.02.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Спатарь Вадим Федорович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</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 нефтегазовом месторождении (Томская область)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<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>	Нормы: 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 противовибровое"
<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>	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных - 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			29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Спатарь Вадим Федорович		29.02.2020



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц, 10 рисунков, 60 таблиц, 42 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 2980 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
5. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин, 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 термины с соответствующими определениями:

**скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

**газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

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 – цементиловочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементиловочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементилования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементиловочный агрегат

## Оглавление

Введение.....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины .....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) .....	15
1.3 Зоны возможных осложнений .....	16
2 Технологическая часть проекта .....	17
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины .....	21
2.3.1 Выбор способа бурения .....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	22
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	22
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	24
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	25
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	27
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	33
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	35
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	35
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений .....	36
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений .....	37

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	39
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	40
Продолжение таблицы–30 .....	42
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины .....	43
2.4.5 Проектирование процессов испытания скважин .....	43
2.4.5 Выбор жидкости глушения .....	44
2.4.6 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	45
2.4.7 Выбор типа пластоиспытателя .....	46
2.4.8 Выбор типа фонтанной арматуры .....	46
2.5 Выбор буровой установки.....	47
3 Основные параметры гидравлических расчетов долот.....	48
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	56
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....	58
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	58
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	59
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	61
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	61
4.2 Линейный календарный график выполнения работ .....	62
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	63
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	63
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей .....	65
5 Социальная ответственность .....	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	67
5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область). .....	68
5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе. ....	68
5.2.2 Недостаточная освещенность .....	69

5.2.3 Превышение уровней шума .....	70
5.2.4 Превышение уровней вибрации .....	70
5.2.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны .....	71
5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область). .....	72
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования .....	72
5.3.2 Поражение электрическим током.....	73
5.3.3 Пожаровзрывобезопасность.....	73
5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) .....	74
5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды .....	74
5.4.2 Водопотребление и водоотведение .....	75
Список использованных источников .....	84
Приложение А .....	88
Геологическая характеристика разреза скважины .....	88
Приложение Б .....	93
Технологическая часть проекта.....	93
Приложение В.....	97
Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов .....	97
Приложение Г .....	101
Финансовые расчеты по строительству скважины.....	101
Приложение Д Геолого-технический наряд .....	108

## **Введение**

В настоящее время бурение скважин, многоцелевое производство и современная промышленность предлагает большой выбор технических средств и технологий, в которых требуется разбираться, чтобы принять правильное решение. Значение нефти и газа для современного мира и, конечно, для нашей страны трудно переоценить. Перед строительством каждой скважины стоит задача снижения материальных и сырьевых потерь. В условиях рыночной экономики и жесткой конкуренции между недр пользователями к специалистам геологам предъявляются соответствующие требования, так как от его квалификации и знаний, порой на уровне интуиции, может зависеть успех всего предприятия.

Литологическая характеристика разреза скважины указывает на преимущественное наличие глин, песчаников с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Категория твердости породы сложена из мягких и средних твердостей. В скважине присутствуют нефтяные горизонты, которые сложены поровыми коллекторами. Нефтяной пласт имеет высокое давление насыщения.

Задачи, поставленные перед выполнением выпускной квалификационной работы следующие: анализ горно-геологического разреза, построение конструкции скважины опираясь на горно-геологический отдел и т.д., раскрыть тему специального вопроса «основные параметры гидравлических расчетов долот».

Одной из проблем строительства скважин на месторождениях Томской области является проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей. Поглощения приводят к снижению устойчивости ствола скважин,

потере подвижности компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и другим осложнениям

Одним из решений этой задачи считаю необходимость усовершенствования технологий, связанных со строительством скважин. Обосновывается это тем, что бурение и заканчивание – самая дорогостоящая отрасль нефтегазовой промышленности, и именно в неё нужно внедрять новые более совершенные и модернизированные технологии, позволяющие снизить трудоёмкость, сократить затраты и увеличить качество работ.

## **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 А1. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

### **1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)**

Характеристика нефтеносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении Б.



Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		Гидроразрыва		Горного		°C
			кгс/см <sup>2</sup> на м		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)	от (верх)	до (низ)	
Q	0	30	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200		РФЗ	0	0,0215	РФЗ
P3/trt	30	80	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0192	РФЗ	0,0215	0,0217	РФЗ
P3/nm	80	180	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0217	0,0225	РФЗ
P 3/atl	180	325	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0225	РФЗ
P3-2/chg	325	500	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0221	РФЗ
P 2/llv	500	700	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0221	0,0258	РФЗ
P1/tl	700	800	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0258	0,0222	РФЗ
K2/gn	800	975	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0222	0,0228	РФЗ
K2/bz	975	1150	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0201	РФЗ	0,0228	0,0227	РФЗ
K2/kz	1150	1175	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0227	0,0227	РФЗ
K1/pkr	1175	1900	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0227	0,0229	РФЗ
K1/alm	1900	2000	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0229	0,0225	РФЗ
K1/vrt	2000	2675	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0225	РФЗ
K1/mg	2675	2790	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0225	РФЗ
K1/ach	2790	2830	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0230	РФЗ
J3/bg	2830	2855	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0230	РФЗ
J3/gr	2855	2860	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0230	0,0235	РФЗ
J3-J2/vs	2860	2935	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0230	0,0235	РФЗ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
J1/tm	2935	3000	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0235	0,0235	РФЗ

Таблица 2– Характеристика нефтеносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Пластовое давление, МПа	Подвижность нефти, мкм <sup>2</sup> /МПа*с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Ожидаемый дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Параметры растворенного газа		
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации						Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	относительная по воздуху плотность газа	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
K1/ach (Ач4)	2790	2795	порový	0,72	–	27,4	–	–	–	350	–	–	–
J3-J2/vs - J1/tm (ЮВ 1) 1	2930	2950	порový	0,69	0,821	28,7	0,1-1,8	0,7	1,7	370	139	0,8	21

## **2 Технологическая часть проекта**

### **2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

#### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

#### **2.2.3 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 (приложение А таблица А.47) на 10 м. Так как в моей скважине 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска направления равной 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в моей скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берем данные по газоносности. Кондуктор решаем спускать на 790 м., чтобы перекрыть интервалы залегания глин (Приложение А). На таблице 3 представлен расчет глубины спуска кондуктора:

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2980 м.

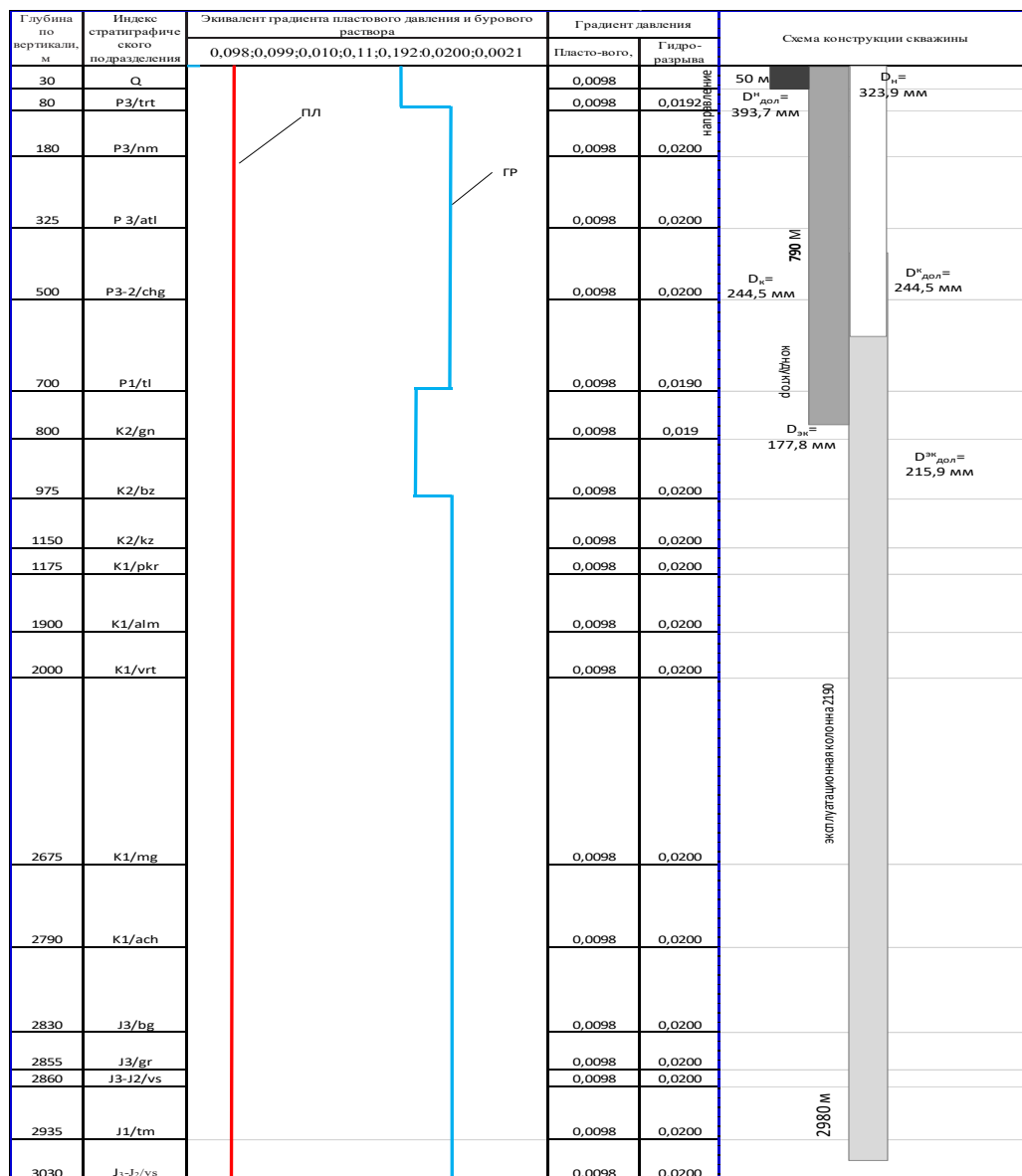


Рисунок 1—График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю <sub>1</sub>	Ю <sub>2</sub>
Глубина кровли продуктивного пласта, м	2930	2790
Градиент пластового давления, кгс/см <sup>2</sup>	0,098	0,098
Градиент гидроразрыва пласта, кгс/см <sup>2</sup>	0,19	0,19
Относительная плотность по воздуху	0,690	0,720
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	323,4	310,575
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	311,6	300,2
е <sup>с</sup> Градиент гидроразрыва на предполагаемой глубине спуска предыдущей колонны	1,12	1,12
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	287,14	273,42
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	790	700
Требуемый запас	1,09	1,09
Принимаемая глубина	790	

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементировки

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 790 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 2340 м.

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 177,8 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

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

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

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

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 214,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{тк вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

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 рассчитываем диаметры под остальные колонны. Полученные расчеты вносим в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Название колонны	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	177,8	215,9

## 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяных пластов рассчитывается по формуле 1, для каждого пласта:

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

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

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

$g$  – ускорение свободного падения,

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

$$P_{\text{му н.пл.}} = 7,655 \text{ МПа.}$$

Так как расчетное  $P_{\text{му}} < P_{\text{нас}}$  (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»)  
 $P_{\text{нас}} = 30,3 \text{ МПа}$ , то максимальное давление на устье рассчитывается по формуле 2

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{нас}}}{e^s}, \quad (2)$$

где  $e$  – основание натурального логарифма;

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 3:

$$P_{\text{ГНВП}} = k \cdot P_{\text{му}}, \quad (3)$$

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

$$P_{\text{ГНВП 1 пл.}} = 8,421 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{ГНВП 2 пл.}} = 9,781 \text{ МПа;}$$

Давления опрессовки определяется по формуле 4:

$$P_{\text{оп}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}}, \quad (4)$$

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

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

$$P_{\text{оп 1 пл.}} = 9,263 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп 2 пл.}} = 10,759 \text{ МПа};$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{\text{оп}} = 10,759 \text{ МПа}$ .

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: ОКО1-21-178x245 К1 ХЛ

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x21.

## **2.3 Проектирование процессов углубления скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор кернa будем производить роторным способом.



Таблица 5 - Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–50	Направление	Роторный
50–790	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель
790–2980	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель
2925–2955	Отбор керна	Роторный

### 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 интервалов под направление и под кондуктор выбраны шарошечные долота, а для интервалов под 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 6.

Таблица 6 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м.		0–50	50–790	790–2980
Шифр долота		Ш 393,7 Волгбурмаш	PDC БИТ 295,3 В 616 УМ.38 (6x12,7мм)	PDC БИТ 215,9 ВТ 613 (4x12 мм)
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117
	API	7 5/8	16 5/8	4 1/2
Длина, м		0,40	0,5	0,4
Масса, кг		180	350	24
Нагрузка, тс	Рекомендуемая	3-8	2–10	5-15
	Предельная	25	10	15
Число оборотов, об/мин	Рекомендуемая	40–60	80-400	140-180
	Предельная	200	400	220

### 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 расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-790	790-2980
Исходные данные			
Дд, см	39,37	29,53	21,59
Gпред, тс	25	10	15
Результаты проектирования			
Gдоп, тс	20	8	12
Gпроект, тс	8	8	12

\* где  $D_d$  – диаметр долота,  $G_{пред}$  – предельная нагрузка,  $G_{доп}$  – допустимая нагрузка,  $G_{проект}$  – проектная нагрузка

Для направления и кондуктора была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для эксплуатационной колонны были выбраны 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 8.

Таблица 8 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-50	50-790	790-2980
Исходные данные			
Vл, м/с	2,8	1,5	1

## Продолжение Таблицы–8

1		2	3	4
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
п, об/мин		136	64	88
п <sub>стат.</sub> , об/мин		60	140	180
п <sub>проект</sub> , об/мин		60	140	180

\* где  $V_d$  – линейная скорость потока (м/с),  $D_d$  – диаметр долота (мм), п – число оборотов долота, п<sub>проект</sub> – число запроектированных оборотов долота (об/мин).

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен 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 построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-790	790-2980
Исходные данные			
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя ( $K$ )	0,65	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )	1,3	1,3	1,5
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	0,011	0,0083	0,0042

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м ( $d_{max}$ )	0,203	0,235	0,166	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{nmax}$ )	0,0254	0,0127	0,0111	
Число насадок (n)	6	4	6	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmin}$ )	0,5	0,5	0,5	
Максимально допустимая ско- рость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmax}$ )	1,3	1,3	1,5	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,2	1,15	1,08	
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	2,0	2,26	2,12	
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q <sub>1</sub>	79,04	34	14,6
	Q <sub>2</sub>	85	66	42
	Q <sub>3</sub>	78	27	21
	Q <sub>4</sub>	17	24	28
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	17–85	24–66	21–42	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	66	40	

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 возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 66 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя

скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 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 10.

Таблица 10 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м	50-790	790-2980
Диаметр долота ( $D_d$ )	0,2953	0,2159
	295,3	215,9
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )	120	104
Расчетный коэффициент, Н*м/кН ( $Q$ )	1,5	1,5
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{зд}$ )	262,34	191,91
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м ( $M_p$ )	2372	1937,31
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м ( $M_o$ )	147,65	107,95
Удельный момент долота, Н*м/кН ( $M_{уд}$ )	48,74	36,93

Для интервала бурения 50–790 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55 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 эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель: ДРУ2–172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных 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
ДГР-240.7/8.55	50-790	240	9975	2432	30-75	62-180	26,0–39,0	114-430
ДРУ2-172РС	790-2980	172	5000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

### 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 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 проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Результаты расчета бурильной 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													
0-20 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,47	–	0,665	0,665	–	–	–
	УБТ	241,3	100,0	–	–	–	18,9	0,286	5,41	6,075	–	–	–
Кондуктор													
20-680 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
	Двигатель	240,0	80,0	–	–	–	10,22	–	2,703	2,860	–	–	–
	Калибратор	393,7	–	–	–	–	1,27	–	0,354	3,214	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	47,25	0,149	7,064	10,28	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	620,86	0,031	19,38	29,66	1,31	8,06	3,75
Техническая колонна													
680-1580 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,157	0,090	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	10,22	–	2,703	2,793	–	–	–
	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	0,88	–	0,290	3,083	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	47,25	0,1495	7,064	10,15	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1521	0,0312	47,49	57,64	1,68	4,15	2,62
Эксплуатационная колонна													
2845-2865 Отбор керна КНБК №5	Долото	215,9	–	–	–	–	0,22	–	0,066	0,066	–	–	–
	СК1 172/100РС	172,0	100,0	–	–	–	29,38	–	2,877	2,943	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	28,35	0,1495	4,238	7,181	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2807	0,0312	87,64	94,82	2,51	2,60	1,79
790-2980 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,37	–	0,114	0,114	–	–	–
	Двигатель	195,0	–	–	–	–	8,73	–	1,666	1,780	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	18,9	0,1495	2,826	4,605	–	–	–
	Калибратор	215,0	100,0	–	–	–	1,1	–	0,155	4,760	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	28,35	0,1495	4,238	8,998	–	–	–
	Яс гидравлический	172,0	76,2	–	–	–	3,5	–	0,385	9,383	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2829	0,0312	88,32	97,71	2,18	2,45	1,61

### 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 5.

$$P_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (5)$$

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

$g$  – ускорение свободного падения,  $9,81 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ ;

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

$P_{пл}$  – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать:

Таблица 13 – Величина репрессии для интервалов бурения

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

Таблица 14 – Величина удельного веса для интервалов бурения

Показатель	Интервал бурения м		
	под направление	под кондуктор	под экспл. колонну
Удельный вес, $\text{кг/м}^3$	1319	1275	1224

#### Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, актив-



ное 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 бентонитового раствора представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Направление	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп.
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	18	2
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	80	1176	1
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	17	2
Понижитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,5	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	313	4569	5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 16.

Таблица 16 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,317
Условная вязкость, с	60-80
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12

### **Интервал под кондуктор:**

Породы, слагающие интервалы под кондуктор, 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. Разбуhrивание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуhrиваемых 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 следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,500	162	67
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40,000	13027	13
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,200	390	16
Высоковязкий понизитель фильтрации: POLIPAK-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,500	163	7
Понизитель фильтрации: M-I PAC UL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	5,000	1628	65
Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5,000	1628	65

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические свойства полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,275
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 бу-

рильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Данные проблемы решаются с использованием биополимерного раствора.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 19

Таблица 19 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,500	172	8
Структурообразователь: FLO-VIS PLUS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	3,600	1218	49
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,200	406	16
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	100,000	33841	34
Понизитель фильтрации: FLO-TROL	Регулятор фильтрации	25	18,000	6091	244
Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	22,000	7445	298

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
Утяжелитель: CaCO <sub>3</sub>	Регулирование плотности	1000	249,692	84501	85
Бактерициды: M-I-CIDE	Защита от микробиологической деструкции	25	0,500	173	8
Пеногасители: DEFOAM-X	Предотвращение пенообразования	25	0,500	173	8

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические свойства полимер глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,223
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	50-100
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

Так как при бурении имеются интервалы с возможными поглощениями, необходимо заложить наличие на буровой материала для борьбы с поглощениями NUT PLUG.

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

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 В., таблице.56.

### **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. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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 23, 24, 25.

Таблица 23 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					количество, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	50	Бурение	0,495	0,059	Периферийная	3	17	105,7	3,77
Под кондуктор									
50	790	Бурение	0,908	0,097	Периферийная	6	12,7	87,2	4,19
Под эксплуатационную колонну									
790	2980	Бурение	1,318	0,113	Периферийная	4	12	91,2	5,24
Отбор керна									
2925	2955	Отбор керна	0,716	0.061	Периферийная	6	7	97	3,22

Таблица 24 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	125	36	72
50	790	Бурение	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	101	33,13	66,26
790	2980	Бурение	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	92	20,61	41,22
2925	2955	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	100	22,4	22,4

Таблица 25– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологи- ческой опера- ции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой уста- новки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	50	Бурение	86,9	72,6	0	4,0	0,2	10
50	790	Бурение	193,5	49,4	47,9	84,1	2,1	10
790	2980	Бурение	228,6	53,1	51,9	86,1	27,5	10
2925	2955	Отбор керна	122,1	60	0	31,5	25,1	5,5



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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазаносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна : 2925–2955 м.

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

В таблице 26 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 26– Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2925–2955	КС178/100	2–5	20–40	15–20

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	690	Глубина скважины, м	2980
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	640	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	290
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1986,7

## 2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} = P_{\text{в}} \quad (6)$$

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

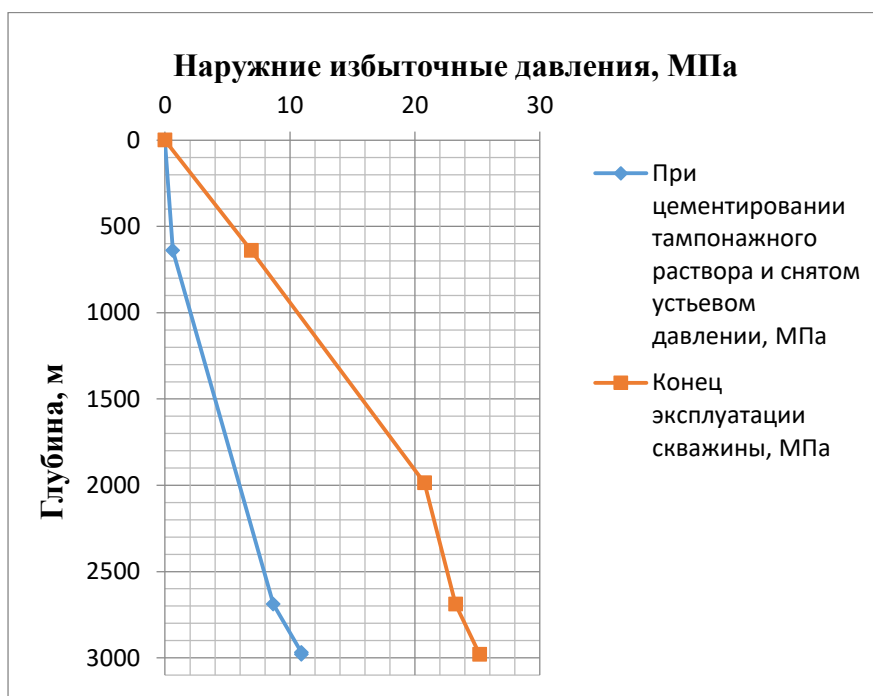


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

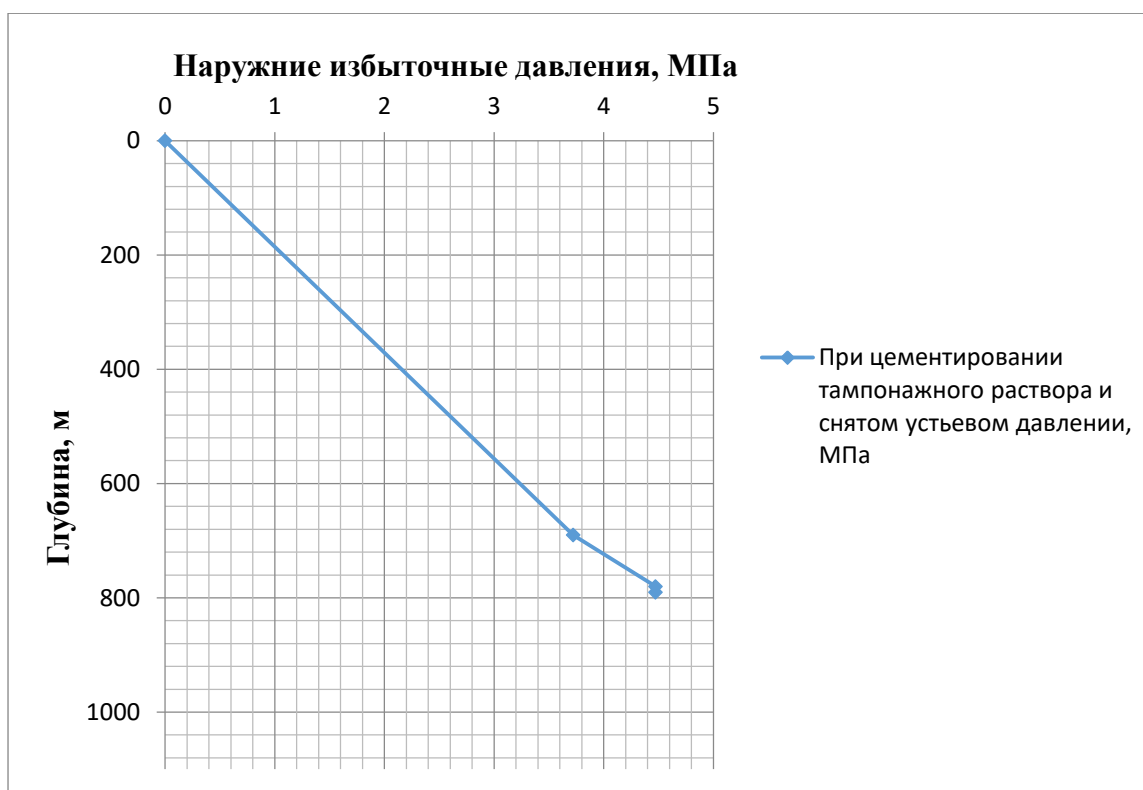


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

### 2.4.3 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.

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} = P_{\text{в}} \quad (7)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4, 5.

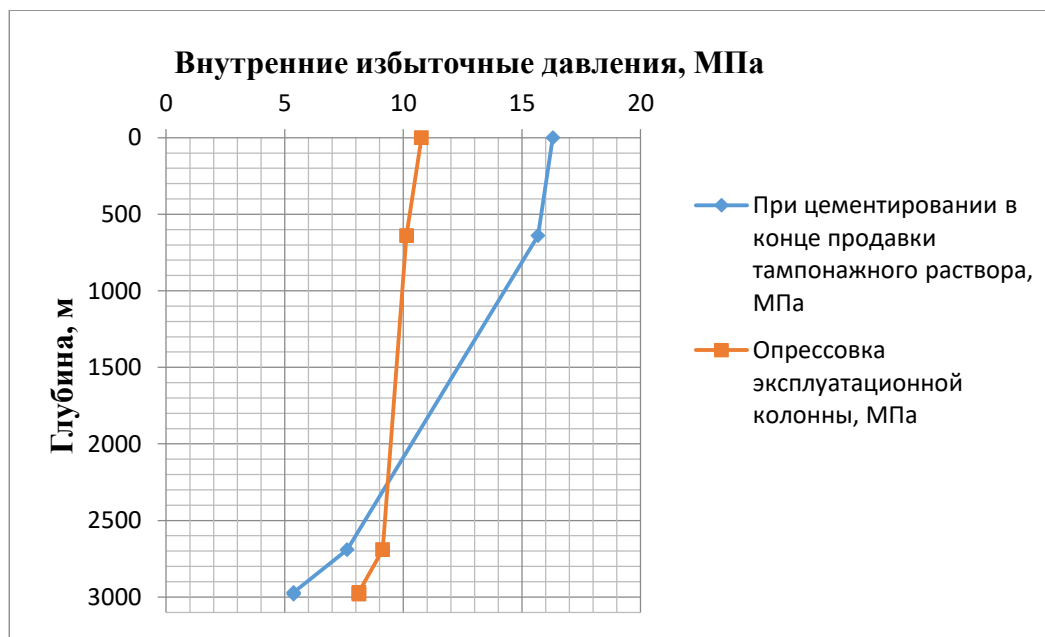


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

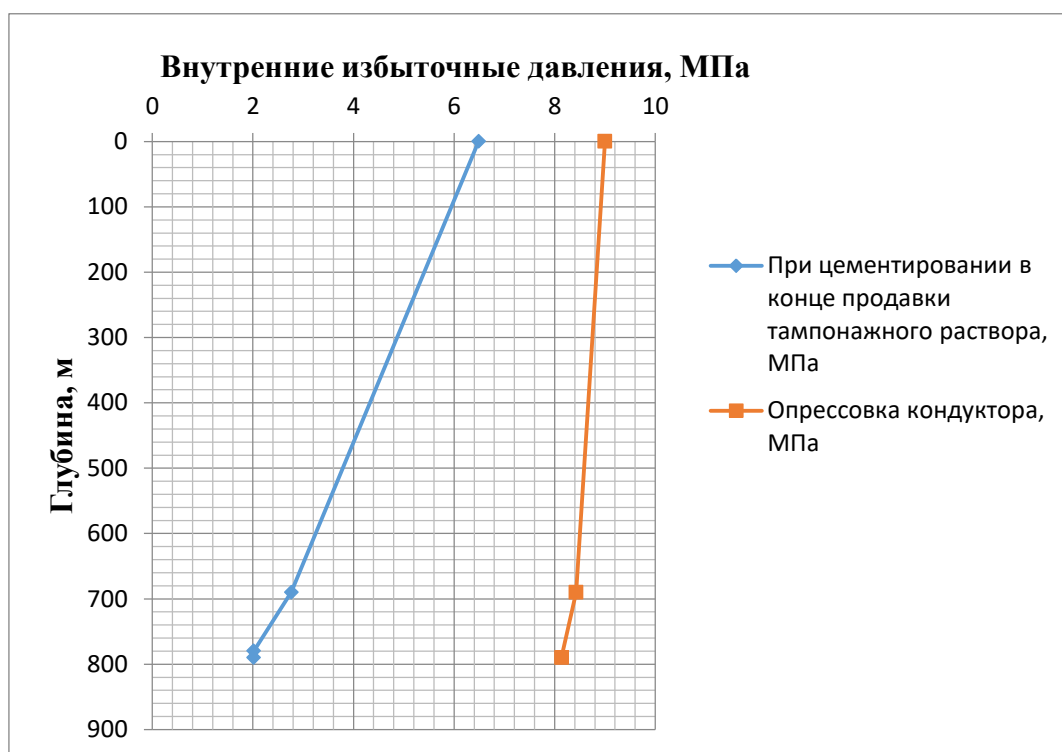


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора  
Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	790	47,2	37288	37288	0-790
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	240	42,8	10272	115214	2740-2980
2	ОТТМ	Д	9,2	2740	38,3	104942		0-2740

### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 29.

Таблица 29 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Сумма кол-во, шт.
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324 мм	БКМ-324	50	50	1	1
	ЦКОД-324	40	40		
	ЦЦ-324	0	0	2	2
	ЦТ 324/394	0	50	2	2
	ПРП-Ц-324	40	40	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	790	790	1	1
	ЦКОД-245	780	780	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	50	3	28
		50	790	25	
	ЦТ-178/216	50	790	38	38

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6
	ПРП-Ц-245	780	780	1	1
Эксплуатационная колонна, 178 мм	БКМ-178	2980	2980	1	1
	ЦКОД-178	2970	2970	1	1
	ЦПЦ 178/216	0	790	20	20
		790	2980	73	73
	ЦТ-178/216	790	2230	71	71
		2230	2980	6	6
	ПРП-Ц-В 178	2970	2970	1	1
	ПРП-Ц-Н 178	2970	2960	1	1

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементировании скважины

### 2.4.4 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 \cdot P_{гр},$$

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

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

$P_{гр} = 59,6$  МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\text{ кп}}$  определяются по формуле 8:

$$P_{гд\text{ кп}} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\text{ зс}} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\text{ вн}} - D_{эк\text{ н}})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\text{ ос}} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\text{ д}} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\text{ н}})}, \quad (8)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,0013;

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

$V_{oc}$  – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,5 м/с;

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

$$S_{з.с.} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{к. \text{ внут.}}^2 - D_{эк. \text{ нар.}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,2301^2 - 0,1778^2) = 0,0168 \text{ м}^2 \quad (8)$$

$$S_{о.с.} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{д. \text{ эк.}}^2 \cdot k - D_{эк. \text{ нар.}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,2159^2 \cdot 1,18 - 0,1778^2) = 0,0183 \text{ м}^2 \quad (9)$$

$$V_{з.с.} = \frac{V_{о.с.} \cdot S_{о.с.}}{S_{з.с.}} = \frac{0,5 \cdot 0,0183}{0,0168} = 0,545 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (10)$$

Проверка условий:

$$40,2541 \leq 55,52$$

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

Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 30 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 30 – Количество основных компонентов тампонажной смеси, и необходимых объемов 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	5,513	1,103	1100	4,83	1,21	МБП-СМ
		4,41	1100		3,62	МБП-МВ
Продавочная жидкость	60,87		1000	60,87	–	–
Облегченный тампонажный раствор	44,296		1400	16,56	ПЦТ–III–ОБ (4-6)-150	36500

Продолжение таблицы–30

1	2	3	4	5	6
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,93	1820	2,953	ПЦТ - П - 150	6510
				НТФ	2,02

**Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования**

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

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (11)$$

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

$G_{\text{б}}$  – 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:

$$m=0,5$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m = 3,65.$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



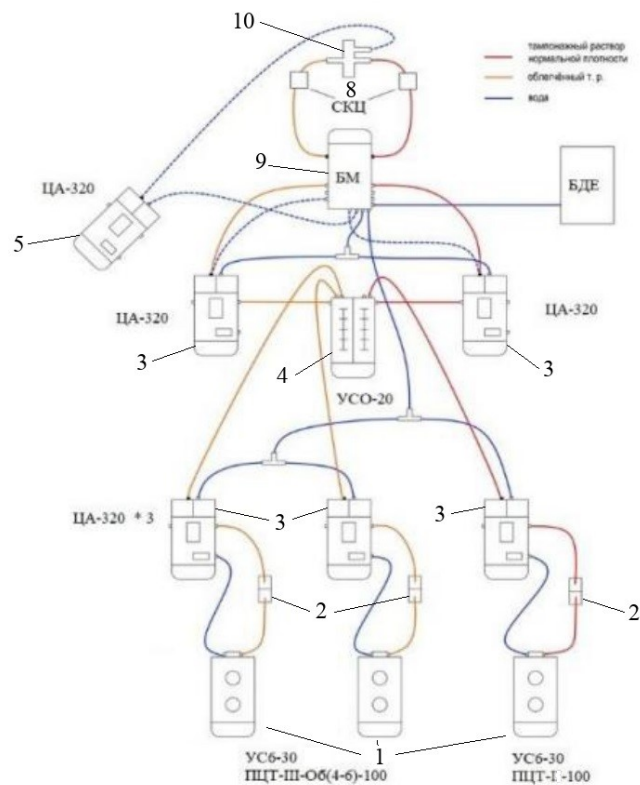


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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

#### 2.4.5 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.

#### 2.4.5 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 12:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (12)$$

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

$P_{пл}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = 1049 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

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

$$V_{ж.г.} = 2 * (0 + 59,08) = 118,59 \text{ м}^3.$$

## 2.4.6 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 31 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 31 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

### **2.4.7 Выбор типа пластоиспытателя**

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- 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.

### **2.4.8 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 (АФ1). В случае если коллектор сложен

неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	76,93	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$ $120 > 76,93$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	115,21	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 115,21$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q$ прихвата)	100,01	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/100,01 = 1,98 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### **3 Основные параметры гидравлических расчетов долот**

В конце прошлого столетия в связи с развитием технологий наклонно-направленного и горизонтального бурения возникла проблема доведения осевой нагрузки на породаразрушающий инструмент в процессе бурения с использованием забойных двигателей при не вращающейся колонне труб. Одним из эффективных и конструктивно простых решений в этой области является применение гидравлических нагружателей, устанавливаемых в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) над забойным двигателем или непосредственно над долотом.

Цель работы – определить основные параметры гидравлических расчетов Долот.

Задачи исследования формируются следующим образом:

- проанализировать значение долота при нефтедобыче;
- определить влияние значений основных параметров гидравлических расчетов долота, на рисунке 7 представлена КНБК с забойным гидравлическим нагружателем долота. На рисунке 8 представлена расчетная схема гидравлического нагружателя:

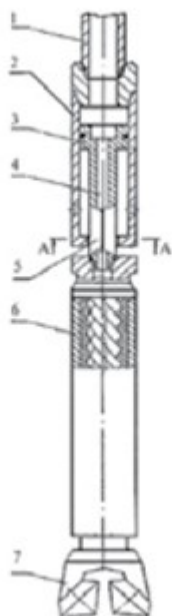


Рисунок 7—КНБК с забойным гидравлическим нагрузателем долота;  
1—бурильная колонна; 2—цилиндр; 3—поршень; 4—шток; 5—механизм  
восприятия реактивного момента; 6—ВЗД; 7—долото.

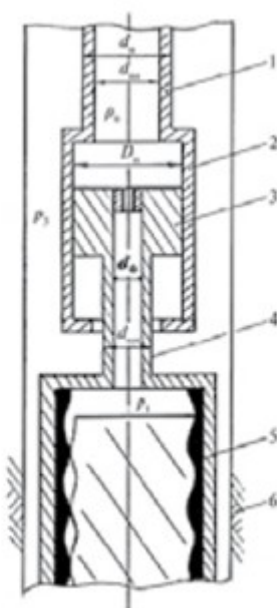


Рисунок 8—Расчетная схема гидравлического нагоуателя

1—бурильные трубы; 2—цилиндр; 3—поршень; 4—шток; 5— ВЗД;  
6—скважина.

Идея введения в состав КНБК дополнительного гидромеханического устройства на базе поршня со штоком под общим названием «забойный

механизм подачи», поддерживающего осевую нагрузку на долото пропорционально перепаду давления в забойной компоновке независимо от веса колонны, начала осуществляться еще в 50-х годах прошлого века в виде различных экспериментальных образцов и патентных предложений

В следующих тех формулах мы увидим последовательность вычислений, чтобы быстро и точно проанализировать различные гидравлические параметры используемого бурового долота:

1. Потеря давления на струйных насадках, МПа (Р<sub>д</sub>):

$$P_d = \frac{Q^2 \cdot \rho}{2 \cdot A^2}, \quad (13)$$

где Q - подача насосов, л/с;

A — площадь сечения насадок, мм<sup>2</sup>;

ρ — плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

2. Имеющаяся гидравлическая мощность системы (N), киловатт

$$N = P_{уст} \cdot Q, \quad (14)$$

где Q - подача насосов, л/с;

P<sub>уст</sub> ~ устьевое давление, МПа.

3. Гидравлическая мощность на буровом долоте (N<sub>д</sub>), киловатт:

$$N = P_d \cdot Q, \quad (15)$$

4. Гидравлическая мощность на квадратный см сечения долота, кВт/см

$$N_d = \frac{1.27 \cdot N_d}{D_d^2}, \quad (16)$$

5. Процент потери давления на долоте (%):



$$\% \text{ пот. на долоте} = \frac{P_{\partial}}{P_{\text{уст}}} * 100 \quad (17)$$

6. Скорость струи из насадки, м/с (VНас):

$$V_{\text{нас}} = 10^3 \frac{Q}{A}, \quad (18)$$

где Q - подача насосов, л/с;

A — площадь насадок, мм<sup>2</sup>.

7. Сила удара струи о забой, Н, на долоте в целом (./):

$$J = \frac{\rho * V_{\text{нас}} * Q}{1000}, \quad (19)$$

где ρ— кг/м<sup>3</sup>; VНас - м/с; Q - л/с.

8. Сила удара струи о забой на квадратный мм<sup>2</sup> поверхности долота (J/мм<sup>2</sup>)

$$J/\text{мм}^2 = \frac{1.27 * N_{\partial}}{D_{\partial}^2}. \quad (20)$$

На рисунке 9 изображен график воздействия расхода раствора на потери давления и гидравлику долота:

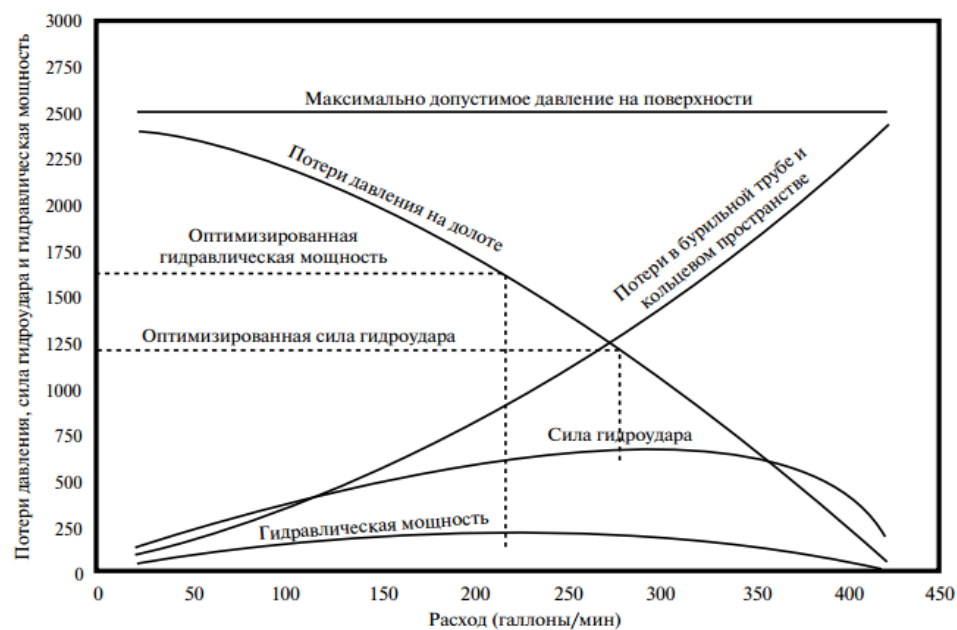


Рисунок 9 – График воздействия расхода раствора на потери давления и гидравлику долота:

Во многих случаях оптимизация гидродинамического режима работы долота позволяет увеличить механическую скорость бурения скважины. На механическую скорость бурения влияют многие факторы, включая диаметр, тип, и технические характеристики долота, тип горной породы и ее твердость, а также гидродинамика долота. При бурении очень твердых пород механическая скорость бурения зависит не столько от гидродинамики, сколько от механического взаимодействия долота и породы. При оптимизации гидродинамического режима работы долота регулируется сила гидроудара, гидравлическая мощность, удельная гидравлическая мощность на единицу площади горной породы под долотом и скорость течения раствора в насадках. Как правило, задача состоит в том, чтобы использовать от 50 до 65% максимально допустимого давления циркуляции на долото.

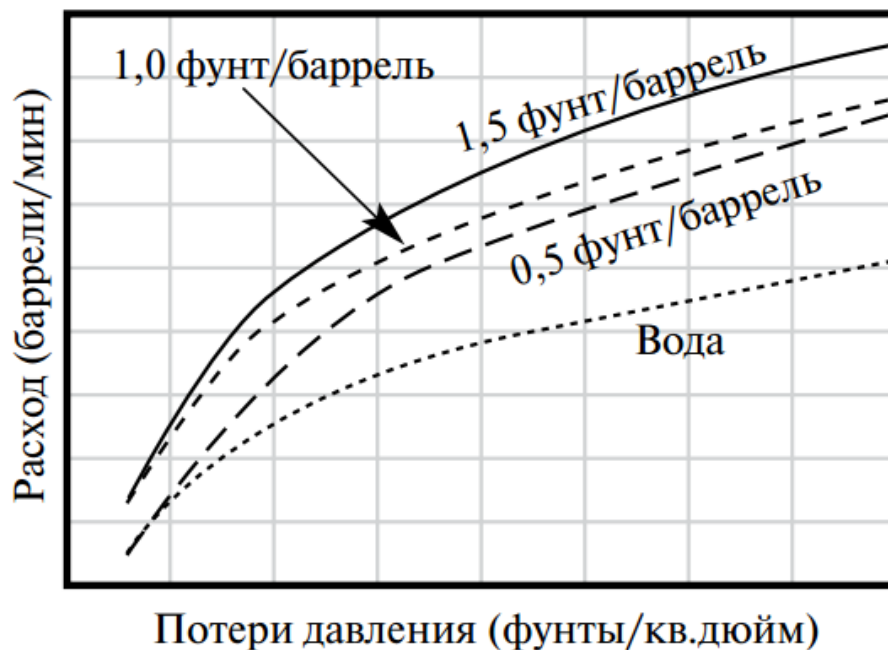


Рисунок 10 – График снижения коэффициента гидравлического сопротивления

Снижение коэффициента гидравлического сопротивления — это тенденция жидкости задерживать возникновение турбулентного потока. В результате этой задержки снижаются потери давления. На рисунке 10 показано, насколько снижаются потери давления циркулирующего бурового раствора при увеличении концентрации полимера на основе ксантановой смолы. Уменьшению коэффициента гидравлического сопротивления течению буровых растворов способствуют следующие высокомолекулярные полимеры: ПАЦ, ГЭЦ, биополимеры на основе ксантановой смолы. Использование подобных добавок может вызвать падение давления нагнетания раствора. Снижение коэффициента гидравлического сопротивления — сложный и недостаточно изученный феномен. Не существует какой-либо модели, позволяющей предсказать и компенсировать величину снижения коэффициента гидравлического сопротивления. Он может в большой степени зависеть от времени и концентрации твердой фазы. Со временем давление нагнетания

бурового раствора будет расти по мере деградации макромолекул полимеров в растворе и их адсорбции на частицах выбуренной породы.

### **Вывод**

Технологические параметры бурения напрямую зависят от технических возможностей буровой установки. Регулирование реологических свойств раствора позволяет оптимизировать эффективность, не выходя за пределы механических параметров буровой установки. Контроль реологических свойств раствора направлен на максимально возможное использование кинетической энергии потока на выходе из насадок долота путем снижения гидродинамических потерь давления в наземном оборудовании, бурильной колонне и кольцевом пространстве скважины без ущерба для эффективной очистки ствола

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Таблица 33 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2980
Способ бурения	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины	
- направление	d 393,7 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 295,3 мм на глубину 790 м
- эксплуатационная колонна	d 215,9 мм на глубину 2980 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50 м	72
- в интервале 50-7900 м	66,26
- в интервале 1580-2890 м	41,22
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 9 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-790 м	ВЗД ДГР1-240.7/8.55
- в интервале 790-2980 м	ВЗД ДГР-172М.7/8.77
- при отборе керна	PDC 215,9/100 В 913 E.02
Бурильные трубы: длина свечей, м	27

#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 34.

Таблица 34 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
направление	0	50	50	0,027	460
кондуктор	50	790	740	0,028	810
эксплуатационная колонна	790	2980	2190	0,038	210

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле 18:

$$N = T \cdot H, \quad (21)$$

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

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,027 = 1,35 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,027	1,35
740	0,028	20,72

Продолжение таблицы–35

1	2	3
2190	0,032	70,08
Итого:		92,15

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$ . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 19:

$$n = H / \Pi, \quad (22)$$

где  $\Pi$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 50 / 460 = 0,10$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 36.

Таблица 36 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $H$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $\Pi$ , м	$n$
50	460	0,10
740	810	0,91
2190	1400	1,56
Итого на скважину		2,57

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;

- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

Расчет производится по формуле 20:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (23)$$

где  $n_{\text{СПО}}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

$\Pi$  – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении Д

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

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

- направление:  $2 * 1 = 2$  мин;
- кондуктор:  $19 * 1 = 19$  мин;
- техническая колонна:  $37 * 1 = 37$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $65 * 1 = 65$  мин.

#### **4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но



не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 8 ч, кондуктора - 36 ч, технической колонны – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

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

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Отворачивание долота – 7 минут

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле 21:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (24)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (16 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле 22:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (25)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 17 = 23 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле 23:

$$N = L_T / l_c, \quad (26)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 5 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 790 - 10 = 780 \text{ м};$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 780 - 17 = 763 \text{ м};$$

$$N = 763 / 36 = 21,19 \approx 22 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 22 * 2 + 5 = 49 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2980 - 10 = 2970 \text{ м};$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 2970 - 17 = 2953 \text{ м}$$

$$N = 2953 / 36 = 82,03 \approx 82 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 82 * 2 + 5 = 169 \text{ мин.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 11 + 49 + 169 + 3 * (7 + 17 + 42) = 430 \text{ мин} = 7,16 \text{ ч.}$$

#### **4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

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

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,16 ч.

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

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ. [8].

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 323,845 часов или 13,49 суток. Следовательно, надбавка времени на вы-

полнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $323,845 * 0,066 = 21,37$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 266,2 + 17,56 + 25 = 308,76 \text{ ч} = 12,86 \text{ суток.}$$

#### 4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 37

Таблица 37 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

Условные обозначения к таблице 38:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

#### 4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

##### 4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле 24:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (27)$$

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

$k$  – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (28)$$

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

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

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направлене	0,54	0,59	0,025
Кондуктор	21,12	23,02	0,96
Эксплуатационная колонна	49,78	54,26	2,26
Крепление:			
Направлене	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	47,04	1,96
Техническая колонна	48,65	53,52	2,23
Эксплуатационная колонна	54,33	59,76	2,49
Итого	269,38	295,35	12,31

#### 4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (29)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/T_{\text{спо}}, \quad (30)$$

где  $T_{\text{спо}}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = T_h * h_d / 720 \quad (31)$$

где  $T_h$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/p, \quad (32)$$

где  $p$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (33)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2980
Продолжительность бурения, сут.	12,16
Механическая скорость, м/ч	27,87
Рейсовая скорость, м/ч	17,96
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5620
Проходка на долото, м	1098
Стоимость одного метра	156429

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

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95.



## **5 Социальная ответственность**

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

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

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

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

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

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

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;

- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);

- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

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

- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;

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

- порядок оформления технической документации;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;

- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

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

## **5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область).**

### **5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от не-

благоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях.

Таблица 41 - Условия приостановки работы.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

### 5.2.2 Недостаточная освещенность

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	100
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°	50
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	30
Кронблок	Над кронблоком	45
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	30
Насосное помещение:	На высоте не менее 3 м	
- пусковые ящики		70
- буровые насосы		25
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	26
Превентор	Под полом буровой	75

Вывод: для освещения использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

### 5.2.3 Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». [20]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Таблица 43 - Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБА	91	83	77	73	70	68	66

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

### 5.2.4 Превышение уровней вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности». [20].

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

### 5.2.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования». [14] Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». [15] При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». [43] Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ ( $\text{мг/м}^3$ ) < ПДК [ $\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{KCl}=5 \text{ мг/м}^3$ ].

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с

действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Таблица 45 - Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м <sup>3</sup>
Азота окислы (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	NO+NO <sub>2</sub>	0,00025	5
Акролеин	CH <sub>2</sub> -CH-C-OH	—	0,7
Альдегид масляный	—	—	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	—	—	5
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	—	—	300
Формальдегид	CH <sub>2</sub> O	—	300
Ангидрид сернистый	SO <sub>2</sub>	0,00035	10

### 5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область).

#### 5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник, механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной, характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

### **5.3.2 Поражение электрическим током.**

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных незащищенных или защищенных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

### **5.3.3 Пожаровзрывобезопасность.**

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П (зона, распо-

ложенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

## **5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)**

### **5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды**

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);
- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автомобильный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;



- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементированья колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

#### 5.4.2 Водопотребление и водоотведение

Таблица 46 - Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м³					Водоотведение (сброс сточных вод), м³	Безвозвратные потери, м³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно-используемая вода	Хоз.-бытовая вода	Санитарно-питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	—	—	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	—	—	—	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	—	—	—	108,00	—
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	—	—	—	1256,2
Хоз. Питьевые нужды	122,18	122,18	—	61,7	60,48	122,18	—
Итого на скважину	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

### **5.4.3 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения**

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе - отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

### **5.4.4 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды**

#### **1. Основные требования к буровым растворам.**

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно – технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

## 2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

### **5.4.5 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин**

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительномонтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

### **5.4.6 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама**

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отвержда-

ющий состав, цементируемый агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

#### **5.4.7 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения**

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность - 2 т/час, расход нефти 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин, и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента, глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

#### **5.4.8 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды**

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г., законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г., законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кутового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников, загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

#### **5.4.9 Охрана животного мира**

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

#### **5.4.10 Охрана недр при строительстве скважин**

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

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо – содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [40];
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402.

#### **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.**

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

- 1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;
- 2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

## **Заключение**

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2980 м на месторождении Томской области.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте для бурения были выбраны долота PDC). Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается КЛС-245;215, а так же «жесткостью КНБК» обеспеченную утяжеленными бурильными трубами (УБТ, ТБТ).

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с геологическими особенностями при бурении под кондуктор был спроектирован биополимерный буровой раствор.

Задача увеличения выноса керна решалась с за счет правильно подобранной бурильной головки, и корректных данных при проектирование режимов бурения.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования



эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с двумя пробками. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшенной очистки ствола скважины от бурового раствора. В связи с экономией и надежности при строительстве скважины для цементирования был выбран отечественный флот.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-21-178х245 К1 ХЛ, ОП5-280/80х21.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М. Для более высокой производительности используется буровой насос УНБТ-950.

В специальной части проанализировано и рассмотрен вопрос основных параметрах гидравлических расчетов долот при бурении нефтяных и газовых скважин. Контроль реологических свойств раствора направлен на максимально возможное использование кинетической энергии потока на выходе из насадок долота путем снижения гидродинамических потерь давления в наземном оборудовании, бурильной колонне и кольцевом пространстве скважины без ущерба для эффективной очистки ствола скважины.

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

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

## 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. А.Л. Хохлов «особенности выноса шлама в процессе строительства наклонно-направленных скважин». конференция тпу, 2017 г.
5. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов dsi (a schoeller-bleckmann company) «применение циркуляционного переводника pbl при бурении»
6. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.
7. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
8. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>
9. 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) (дата обращения: 26.05.2019).
10. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 26.05.2019).
12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
13. 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.
14. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
15. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
16. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
17. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
18. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
20. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
21. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. «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).
23. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

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

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

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

27. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

28. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

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

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

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

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

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

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

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

36. 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».

37. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

38. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

39. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

40. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

41. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

42. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

## Приложение А

### Геологическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс	угол, град	азимут, град	
0	30	Четвертичная система	Q	—	—	1,3
30	80	Туртасская	P3/trt	—	—	1,3
80	180	Новомихайловская	P3/nm	—	—	1,3
180	325	Атлымская	P 3/atl	—	—	1,3
325	500	Чеганская	P3-2/chg	—	—	1,25
500	700	Люлинворская	P 2/llv	—	—	1,25
700	800	Талицкая	P1/tl	—	—	1,25
800	975	Ганькинская	K2/gn	—	—	1,25
975	1150	Березовская	K2/bz	—	—	1,25
1150	1175	Кузнецовская	K2/kz	—	—	1,2
1175	1900	Покурская	K1/pkr	—	—	1,2
1900	2000	Алымская	K1/alm	—	—	1,15
2000	2675	Вартовская	K1/vrt	—	—	1,15
2675	2790	Мегионская	K1/mg	—	—	1,15
2790	2830	Ачимовская	K1/ach	—	—	1,15
2830	2855	Баженовская	J3/bg	0,0-1,5	—	1,1
2855	2860	Георгиевская	J3/gr	0,0-1,5	—	1,1
2860	2935	Васюганская	J3-J2/vs	0,0-1,5	—	1,1
2935	3000	Тюменская	J1/tm	0,0-1,5	—	1,1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Литологическая характеристика
	от (верх)	до (низ)	
Q	0	30	Нижняя часть отложений характеризуется преобладанием грубозернистых песков с включением гравия, гальки. Выше породы представляют сложную смесь су-глинков с толщами торфяников.
P <sub>3</sub> /trt	30	80	Алевриты зеленовато-серые, пески, глины.
P <sub>3</sub> /nm	80	180	Глины коричневатого-серые с прослоями алевролита и бурых углей.
P <sub>3</sub> /atl	180	325	Кварцевые пески с прослоями песчано-алевритовых глин.
P <sub>3-2</sub> /chg	325	500	Глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, кварцевых и алевролитов.
P <sub>2</sub> /llv	500	700	Светло-серые, зеленоватые, прослоями почти белые глины, жирные на ощупь, с прослоями серых слюдястых алевролитов. Нижняя часть свиты представлена опо-ками и опоковидными глинами с прослоями кварцевых алевролитов и тонкозернистых песков.
P <sub>1</sub> /tl	700	800	Глины монтмориллонитовые темно-серые до черных, плотные, аргиллитоподобные.
K <sub>2</sub> /gn	800	975	Глины, серые, зеленовато-серые, известковистые, с прослоями известковых алевролитов, мергелей с редкими зернами глауконита, конкрециями сидерита.
K <sub>2</sub> /bz	975	1150	Голубовато-серые, прослоями до черных, опоки и зеленовато-серые глины с прослоями глинистых алевролитов и слабосцементированных песчаников.
K <sub>2</sub> /kz	1150	1175	Глины темно-серые, аргиллитоподобные, зеленовато-серые, алевритистые. Алевролиты глауконитовые.
K <sub>1</sub> /pkr	1175	1900	Глины с редкими включениями глауконита.
K <sub>1</sub> /alm	1900	2000	Неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварцево-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косой слоистостью, алевролитов серых, слюдястых, плотных и глин серых, буровато-серых. Комкова-тых, аргиллитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным расти-тельным детритом. Пласты не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию.
K <sub>1</sub> /vrt	2000	2675	Глинистые породы темно-серого, почти черного цвета с линзами и тонкими прослой-ками алевролитов. Глинистыми породами представлена верхняя часть свиты, нижняя-опесчанена.
K <sub>1</sub> /mg	2675	2790	Свита сложена неравномерным переслаиванием песчаных и глинисто- алевритовых пород. Алевролиты серые, плотные, слюдястые, часто глинистые. Песчаники мелко-среднезернистые, серые, светло-серые, преимущественно кварц-полевошпатовые, иногда глинистые и известковистые, Песчаные пласты по простиранию не выдержаны.
K <sub>1</sub> /ach	2790	2830	Алевролиты серые, плотные, слюдястые, часто глинистые.
J <sub>3</sub> /bg	2830	2855	Переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобных глин и алевролитов
J <sub>3</sub> /gr	2855	2860	Переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами, породы местами слюдястые и известковистые
J <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> /vs	2860	2935	Аргиллиты слабо песчаные
J <sub>1</sub> /tm	2935	3000	В нижней части аргиллиты с прослоями битумизированных алевролитов, в верхней части песчаники и алевролиты с прослоями и линзами аргиллитов

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность,	Химический состав воды в мг/л						Минерализация, г/л	Cl <sup>-</sup>	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (да, нет)
	от	до			анионы			катионы					
					Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
P3/nm	80	180	поровый	1	—	—	—	—	—	—	0.1-0.4	ГКН	Нет
K1/pkr	1175	1900	поровый	1,01	92	—	8	88	3	9	14	ГКН	Нет



Таблица А.4 – Осложнения

Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Имеется ли потеря циркуляц. (Да, Нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см <sup>2</sup> /м		Условия возникновения
от (верх)	до (низ)			при вскрытии	после изоляционных работ	
0	100	0,5–2	нет	нет	не определены	Геологические: Создание репрессии на верхнележащие водоносные горизонты, кавернообразование.
80	325	5	нет	нет	не определены	Технологические: Превышение плотности бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, несоответствие параметров ПЖ проектным; нарушения режимов бурения.
1175	1900	5	нет	нет	не определены	

Продолжение таблицы А.4

Интервал по вертикали, м		Буровые растворы применявшиеся ранее			Мероприятия по ликвидации последствий (шаблонировка, промывка и т.д.)
от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup>	Причины возникновения осложнения	
0	325	Глинистый	1130-1200	Снижение плотности и противодавления бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза	Сокращение времени бурения, соответствие плотности бурового раствора ГТН
1175	1900	Глинистый	1100-1120		

## Приложение Б

### Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под направление (0–50 м)							
1	Ш 393,7 Волгбур- маш	0.40	393,7	—	3-171	Ниппель	0,180
2	Переводник М171хМ161	0,44	225	100	3-171	Муфта	0,037
					3-161	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	24.6	203	100	3-161	Ниппель	7.213
					3-161	Муфта	
4	Переводник М133хН161	0,529	225	76	3-161	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
5	СБТ 127х9,2	9,86	127	108,6	3-133	Ниппель	19,27
					3-133	Муфта	
6	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
7	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
8	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–790 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под кондуктор (50–790 м)							
1	PDC БИТ 295,3 В 616 УМ.38 (6х12,7мм)	0,4	295,3	—	3-152	Ниппель	0,163
2	ДГР-240 3/4.56	10,225	240	—	3-152	Муфта	2,703
					3-171	Муфта	
3	КЛС 295,3 СМ	0,25	240	—	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
5	Переводник М177хН171	0,54	241	80	3-171	Ниппель	0,045
					3-177	Муфта	
6	8К 393,7 МС	1,27	393,7	80	3-177	Ниппель	0,45
					3-177	Муфта	
7	Переводник М171хН177	0,54	229	100	3-177	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	47,25	178	80	3-147	Ниппель	7,063
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127х9,2	617,86	127	108,6	3-133	Ниппель	19,27
					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.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (790-2980 м)							
1	PDC БИТ В 713 УМ(4х12мм)	0,37	215,9	—	3-117	Ниппель	0,042
2	ДГР-172 7/8.56	8,735	195	—	3-117	Муфта	1,666
					3-147	Муфта	
3	Клапан обрат- ный 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	УБТ 178х90 Д	18,9	178	80	3-147	Ниппель	2,83
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,54	178	78	3-147	Ниппель	0,045
					3-117	Муфта	
7	КЛС 215,9 СТ	1,10	215	70	3-117	Ниппель	0,17
					3-117	Муфта	
8	Переводник М147хН117	0,40	178	58	3-117	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	28,35	178	80	3-147	Ниппель	4,24
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравличе- ский ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127х9,2	2836,2	127	108,6	3-133	Ниппель	88,461
					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.4 – КНБК для отбора керна (2925–2955 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (2925–2955 м)							
1	БИТ 215,9/100 В 913 Е.02	0,224	215,9	101,6	3-171	Муфта	0,023
2	СК1 172/100РС	29,38	172	100	3-171	Ниппель	2,878
					3-133	Муфта	
3	Переводник М147хН133	0,5	171,5	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС-178	28,35	178	80	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	2806,2	127	108,6	3-133	Ниппель	87,53
						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

## Приложение В

### Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица В.1 – Расчет потребного количества бурового раствора

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	5,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,3
Объём циркуляционной системы						8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						3,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,1
Объём раствора в емкостях						4,9
Объем раствора в конце бурения интервала						4,9
Объем раствора к приготовлению:						21,2
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					
50	790	740	295,3	306,9	1,32	109
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						68
Объём циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,3

Продолжение таблицы В.1

Общая потребность бурового раствора на интервале:						305
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						305
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						135
Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности $k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
Интервал бурения, м.						
от	до					
1580	2890	2890	215,9	228,7	1,075	113
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						32
Объём циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						7
Объём раствора в емкостях						113
Объем раствора в конце бурения интервала						113
Общая потребность бурового раствора на интервале:						279
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						279
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						
Общая потребность бурового раствора на интервале:						305
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						305
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						135



Таблица В.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Тех. Колонна		Экс. Колонна		Итого	
		кг	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	17	1	163	7	100	4	169	7	450	18
Структурообразователь: Глинопопшонок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	1176	1	13028	13	8023	8	—	—	22227	22
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	17	1	390,84	15	241	10	406	16	1055	42
ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируе- мой твердой фазы	25	22	1	—	—	—	—	—	—	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	4565	5	102487	102	34079	34	—	—	141130	141
Высоковязкий понизитель филь- трации: POLIPAK-R	Стабилизатор, регулятор филь- трации и реологических свойств	25	—	—	163	6	100	4	—	—	263	10
Понизитель фильтрации: M-I PAC UL	Стабилизатор, регулятор филь- трации, инкапсулятор	25	—	—	1628	65	1003	40	—	—	2631	105

### Продолжение таблицы В.3

Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	—	—	1628,48	65,14	1003	40	7445	298	10077	404
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	—	—	—	—	—	—	33841,96	33,84	33841,96	33,84
Понизитель фильтрации: FLO-TROL	Регулятор фильтрации	25	—	—	—	—	—	—	6091,55	243,66	6091,55	243,66
Утяжелитель: CaCO <sub>3</sub>	Регулирование плотности	1000	—	—	—	—	—	—	84500,77	84,50	84500,77	84,50
Бактерициды: M-I-CIDE	Защита от микробиологической деструкции	25	—	—	—	—	—	—	169,21	6,77	169,21	6,77
Пеногасители: DEFOAM-X	Предотвращение пенообразования	25	—	—	—	—	—	—	169,21	6,77	169,21	6,77

## Приложение Г

### Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Г.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото,	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	393.	350	11	24	0-50	0,0121	0,242
II	50-790	295.3	290	11	24	50-100 100-200 200-300 300-400 400-500 500-600 600-790	0,0122 0,0133 0,0146 0,0146 0,0146 0,0155 0,0158	0,976 1,33 1,46 1,46 1,46 1,55 1,264
III	790-2980	215,9	3200	12	32	790-800 900-1000 1100-1200 1300-1400 1500-1600 1700-1800 1900-2000 2100-2200 2300-2400 2400-2500 2500-2600 2600-2700 2700-2800 2800-2980	0,0210 0,0230 0,0233 0,0240 0,0246 0,0249 0,0252 0,0255 0,0256 0,0258 0,0258 0,0260 0,0261 0,0263	0,42 2,30 2,33 2,40 2,46 2,49 2,52 2,55 2,56 2,58 2,58 2,60 2,61 2,367
Итого								60,125

Таблица Г.2 - Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч Рублей
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пу-ти, трубопроводов, линий передач.	78 997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12 364
Итого по подготовительным работам			93 665
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11 351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			204 924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	222 483
9	3.2	Крепление скважины	255 894
Итого по бурению и креплению			478 377
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	71 904
11	4.2	Испытание объекта	42 595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3 418
Итого по испытанию			53 203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	58 474
Итого по промыслово-геофизическим работам			58 474
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель-ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	16 124
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 321
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной уста-новки	30 610
Итого по разделу VI			50 055
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	207 542
Итого по разделу VII			207 542
1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог пря-мых за-трат по разделам I-VII	57 312

## Продолжение Таблицы Г.2

Итого по разделу VIII			57 312
ИТОГО с накладными и плановыми			1 203 552
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	294 870
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	52 956
21	9.3	Северные льготы 2,98%	35 866
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 805
23	9.5	Авиатран спорт	43 447
24	9.6	Транспортировка вахт	9 618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18 623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4 500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32 632
Итого прочих затрат и работ			525 517
ИТОГО по разделам I-IX			1 729 069
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	41 498
ИТОГО			1 770 567
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 541
Итого по подрядным работам			3 541
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 774 108
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			383 118 623
НДС 20%			68 961 352
ВСЕГО с учетом НДС			452 079 975

Таблица Г.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 324,0 мм		Кондуктор 244,7 мм		ЭК 177,8 мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%			–	256,99	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	–	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			–	0,00	-	2,07	-	88,31	-	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%			–	13,92	–	0,11	-	4,46	-	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,03	0,43	1,28	18,43	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			–	–	-	0,13	-	5,53	-	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	–	–	–	–	–	–
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	–	–	–	–	1,28	287,49	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	–	–	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,28	118,61	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	3,44	828,87
Эксплуатация ДВС	сут.	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	–	–	0,03	0,69	1,28	29,26	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	–	–	0,03	4,48	1,28	191,34	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	–	–	–	–	–	–
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	–	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	3,44	116,69

### Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	2,03	203,81	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	2,03	11,23	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	2,03	394,06	3,44	667,77
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	–	–	1,17	88,22	13,03	982,46	8,03	605,46	–	–
Сода каустическая	т	875,20	–	–	0,02	17,50	0,16	140,03	0,10	87,52	0,17	148,78
Сода кальцинированная	т	183,30	–	–	0,02	3,67	0,40	7,33	0,24	43,99	0,41	75,15
KCl	т	215,60	–	–	–	–	–	–	–	–	33,84	7295,90
Polypac R, MI-PAC UL, ПАЦ НВ	т	983,00	–	–	0,22	216,26	1,79	1759,57	1,1	1081,3	–	–
Dril-Free	т	1054,10	–	–	–	–	1,63	1718,18	1,00	1054,10	–	7863,59
Барит	т	168,30	–	–	4,56	767,45	102,49	17249,07	34,08	5735,66	–	–
Мраморная крошка	т	198,60	–	–	–	–	–	–	–	–	84,5	16781,70
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	–	–	–	–	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	–	–	27,53	552,80	32,84	659,43	25,50	512,04	20,50	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	1730,87	–	26675,48	–	15597,46	–	43889,06
Затраты зависящие от объема работ												
III 490 МЗ-ЦГАУ	шт.	2686,40	–	–	1,00	2686,40	–	–	–	–	–	–
III 393,7 НьюТек Сервисез	шт	3852,70	–	–	–	–	2,00	7705,4	–	–	–	–
Бит 295,3 ВТ 419 CP IADC S123	шт	5234,40	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613 Т	шт	8845,60	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8845,60
Калибратор 393,7	шт.	495,40	–	–	–	–	1,00	495,40	–	–	–	–
Калибратор 295,3	шт.	458,90	–	–	–	–	–	–	1,00	458,90	–	–
Калибратор 215,9	шт.	428,60	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	428,60
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	1268,0										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	–	0,00	–	0,00	–	2783,35	–	8335,79	–	5938,54	–	9579,83
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	–		–	10721,23	–	4514,22	–	35011,27	–	21536	–	53468,89
Всего по сметному расчету, руб	126519,61											

Таблица Г.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		ЭК 177,8 мм	
			кол-во	Сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,03	434,75	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		130,43		145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,03	23,55	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,07		7,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,03	44,98	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,03	513,31	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креп-лении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,03	2908,99	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,03	851,38	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,03	281,95	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,03	204,71	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,03	18,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,03	203,81	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,03	343,66	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,03	301,05	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,03	360,53	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-426	шт	100,50	1,00	100,50	–	–	–	–	–	–
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	–	–	1,00	85,50	–	–	–	–
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	–	–	–	–	1,00	65,00	–	–
Башмак колонный БК-178	шт	45,50	–	–	–	–	–	–	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-426/490	шт	31,20	2	62,40	–	–	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,40	–	–	19	482,60	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,70	–	–	–	–	37	691,90	–	–
Центратор ЦЦ-178/216	шт	14,90	–	–	–	–	м	–	65	968,50
ЦОКДУ-324	шт	125,60	–	–	1,00	125,60	-	–	–	–
ЦКОДУ-245	шт	113,10	–	–	–	–	1,00	113,10	–	–
ЦКОДУ-178	шт	108,10	–	–	–	–	–	–	1,00	108,10



Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ППП-426	шт	90,30	1,00	90,30	–	–	–	–	–	–
Продавочная пробка ППП-324	шт	80,50	–	–	1,00	80,50	–	–	–	–
Продавочная пробка ППП-245	шт	59,15	–	–	–	–	1,00	59,15	–	–
Продавочная пробка ППП-178	шт	30,12	–	–	–	–	–	–	1,00	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-426	шт	4530,00	1,00	4530,00	–	–	–	–	–	–
Головка цементируочная ГЦУ-324	шт	3960,00	–	–	1,00	3960,00	–	–	–	–
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	3320,00	–	–	–	–	1,00	3320,00	–	–
Головка цементируочная ГЦУ-178	шт	2980,00	–	–	–	–	–	–	1,00	2980,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорни- ровки вахт, руб				7509,87		10718,54		11008,75		8313,88
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х11,0	м	44,67	21,0	938,07	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	–	–	714,00	26567,94	–	–	–	–
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	–	–	–	–	1659,00	47331,27	–	–
Обсадные трубы 177х9,2	м	21,47	–	–	–	–	–	–	2652,00	56938,44
Обсадные трубы 177х10,4	м	26,67	–	–	–	–	–	–	384,00	10241,28
Портландцемент тампонажный ПЦТ-111-Об(4-6)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	–	–	18,14	486,88
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - I - 100	т	29,95	–	–	–	–	14,10	422,30	9,05	271,05
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01	28,30	170,08
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	2,00	72,80
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	–	–	–	–	1,00	80,60	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	–	–	–	–	1,00	40,80	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	74,57	1398,93	112,33	2107,31
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,00	6351,60							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			1809,32		29792,95		51949,49		72410,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	193513,10									
Всего по сметному расчету, руб	199846,70									

## Приложение Д

## ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Предприятие:

**Месторождение:**

**Оборудование:**

Буровая установка: БУ 3000/200 ЭУК -1М

Лебедка: ЛБ - 750

Талевая система: 5x6

Ротор: 3 - 560 Насосы: УНБ-950

Геологическая часть

Глубина, м	Степень разбитости	Система	Легенда	Результат бурения	Отбор керна
1	2	3	4	5	6
100		Турфяная		0,0098	Отбор керна производится на интервале 2925-2955 м. Способ бурения: роторный, частота вращения 20-40 об/мин, нагрузка 2-5т, расход 15-20 л/мин.
200		Альпийская		0,0098	
300		Четкая		0,0098	
400		Лесная		0,0098	
500		Горная		0,0098	
600		Песчаная		0,0098	
700		Песчаная		0,0098	
800		Песчаная		0,0098	
900		Песчаная		0,0098	
1000		Песчаная		0,0098	
1100		Песчаная		0,0098	Возможны скважины с обвалом стенок, для ликвидации скважины бурового раствора, для ликвидации скважины.
1200		Песчаная		0,0098	
1300		Песчаная		0,0098	
1400		Песчаная		0,0098	
1500		Песчаная		0,0098	
1600		Песчаная		0,0098	
1700		Песчаная		0,0098	
1800		Песчаная		0,0098	
1900		Песчаная		0,0098	
2000		Песчаная		0,0098	
2100		Песчаная		0,0098	Возможны скважины с обвалом стенок, для ликвидации скважины бурового раствора, для ликвидации скважины.
2200		Песчаная		0,0098	
2300		Песчаная		0,0098	
2400		Песчаная		0,0098	
2500		Песчаная		0,0098	
2600		Песчаная		0,0098	
2700		Песчаная		0,0098	
2800		Песчаная		0,0098	
2900		Песчаная		0,0098	
3000		Песчаная		0,0098	

песок -

алевролиты -

газоносность -

песчанник -

-архипиты-

глины -

Техническая часть

Конструкция скважины	Исполнение	Плотность	УР	Ф	СНС	ПТ	ФН
124 мм	245 мм	178	8	50	50-790	0-50	III 393,7 Болт бурения III
245 мм	178	8	50	50-790	0-50	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
178	8	50	50-790	0-50	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
8	50	50-790	0-50	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
50	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
50-790	0-50	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
0-50	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III
III 393,7 Болт бурения III	III 393,7 Болт бурения III	III 393,					