

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2900 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2900)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Гусейнов Илгар Шахин оглы		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		03.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

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

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

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
----------------------------

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

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б62Т	Гусейнов Илгар Шахин оглы

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 № 59-116/с

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

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
1. Горно-геологические условия бурения	
2. Технологическая часть	
3. Ловильный инструмент типа GS и JDC	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Гусейнов Илгар Шахин оглы		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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 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)
22.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения	5
12.04.2020	2. Технологическая часть	40
26.04.2020	3. Ловильный инструмент типа GS и JDC	15
03.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
10.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	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, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б62Т	Гусейнов Илгар Шахин оглы

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

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

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

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

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

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б62Т	Гусейнов Илгар Шахин оглы		29.02.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б62Т	Гусейнов Илгар Шахин оглы

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

Тема ВКР:

<b>«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2900 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	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном 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 противовибросное"
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе</li> <li>- Повышенные уровни шума</li> <li>- Повышенные уровни вибрации</li> <li>- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны</li> <li>- Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами</li> <li>- Поражения электрическим током</li> <li>- Пожаровзрывоопасность</li> </ul>

<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>	Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Гусейнов Илгар Шахин оглы		29.02.2020

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страницы, 8 рисунков, 59 таблиц, 25 литературных источников, 6 приложений.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2900 метров.

Целью работы подразумевается – проектирование технологического решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2900 метров на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ цементных составов для многолетнемерзлых пород при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. 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.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофт-Проект», 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:

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**КНБК**– компоновка низа бурильной колонны;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементируемый агрегат.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062–81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019–2009 Электробез-

опасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029–80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

## Оглавление

Введение .....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважин .....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения .....	16
1.3 Зоны возможных осложнений.....	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	19
2.1 Обоснование конструкции скважины .....	19
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины .....	19
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	20
2.1.4 Выбор интервалов цементирования .....	21
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	22
2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	22
2.2 Проектирование процессов углубления скважины .....	23
2.2.1 Выбор способа бурения .....	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	25
2.2.4 Расчет частоты вращения долота .....	26
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	26
2.2.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя.....	28
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	29
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ....	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....	34
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	36
2.3.1 Расчет обсадных колонн .....	36
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	40
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	41

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	44
2.4 Выбор буровой установки .....	45
3 Ловильный инструмент типа GS и JDC.....	47
3.1 Принцип работы .....	47
3.2 Ловильный инструмент типа GS и JDC.....	48
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	54
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	54
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	54
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	56
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....	57
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента .....	58
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки..	58
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	60
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	61
4.2 Линейный календарный график выполнения работ .....	61
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	62
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	62
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей .....	64
5 Социальная ответственность.....	66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	66
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства .....	66
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	67
5.2 Производственная безопасность .....	68
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов .....	69
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата .....	69
5.2.1.2 Превышение уровня шума.....	70

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света.....	70
5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	71
5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека .....	71
5.2.1.6 Критические значения тока. ....	72
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия .....	72
5.3.1.1 Электробезопасность .....	72
5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность.....	73
5.4 Экологическая безопасность.....	75
5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны.....	75
5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы.....	75
5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	76
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	77
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>79</b>
<b>Список использованных источников.....</b>	<b>82</b>
<b>Приложение А.....</b>	<b>85</b>
<b>Приложение Б.....</b>	<b>94</b>
<b>Приложение В.....</b>	<b>95</b>
<b>Приложение Г .....</b>	<b>100</b>
<b>Приложение Д.....</b>	<b>104</b>
<b>Приложение Е.....</b>	<b>110</b>

## **Введение**

Оптимальные проектные решения при строительстве разведочных скважин позволяют Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

В процессе анализа горно-геологических условий бурения проектируемой скважины были отображены особенности разреза. Разрез представлен нефтяным пластом, который сложен порово-трещино-каверновым коллектором. На протяженности всей скважины преимущественно выделяются мягкие и средние по твердости породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов и алевролитов. В интервале 0-2900 наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности и стоит отметить, что продуктивный пласт, находится вблизи с водоносным горизонтом, это учитывается для дальнейшего недопущения межпластовых перетоков, за счет качественного цементирования интервала. Коллектор представлен нормальным поровым давлением с давлением насыщения 11 МПа. Техническая колонна не спускается, так как интервалов не совместимых по условию бурения не наблюдается.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2900 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

В специальной части был проведен анализ использования и особенности технологии ловильного инструмента типа GS и JDC. Отражены достоинства и недостатки.

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

## **1 Горно-геологические условия бурения скважины**

### **1.1 Геологическая характеристика разреза скважин**

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2900 м представлена в большей степени глинами, аргиллитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Нефтегазоводоносности предоставлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см <sup>2</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Pz, D <sub>3</sub>	2865	2875	Трещинокавернозно поровый	760	50 - 300	110	–
Водоносность							
Q+P	0	312	Поровой	1000	–	–	Да
K <sub>1-2</sub> pk	675	1515	Поровой	1010	–	–	Нет
K <sub>1</sub> tr	2140	2232	Поровой	1020	–	–	Нет
J <sub>2-3</sub> vs	2495	2570	Поровой	1020	–	–	Нет
J <sub>2</sub> tm	2570	2794	Поровой	1012	–	–	Нет
Pz, D <sub>3</sub>	2835	2845	Трещинокавернозно поровый	1048	–	–	Нет

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 6 водоносными и 1 нефтеносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2865-2875 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом от 50-300 м<sup>3</sup> /сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.



Таблица 2 - Давление и температура по разрезу скважины

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

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, Г.4 и Г.5.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

### **2.1 Обоснование конструкции скважины**

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

#### **2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины**

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

#### **2.1.2 Построение совмещенного графика давлений**

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

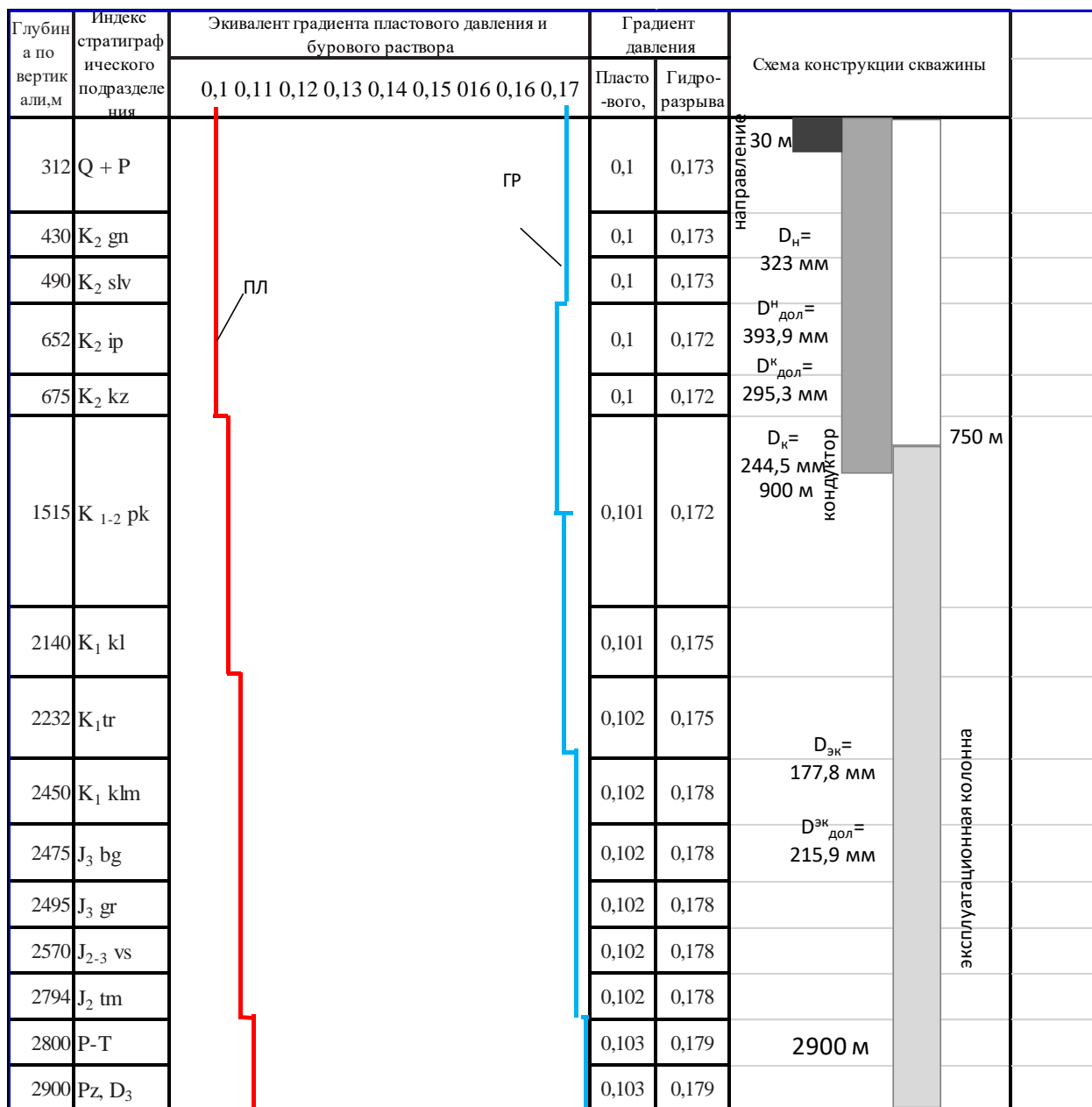


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

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

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины.

Направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия четвертичных

отложений на 10 м. Таким образом, глубину спуска направления проектируется на глубину 30 м.

Кондуктор спускается на глубину 900 м с целью максимального перекрытия неустойчивого интервала разреза и возможных осложнений на начальном этапе бурения: исключение возможных осыпей и обвалов, а также перекрытие прихватоопасных зон интервала.

Расчет производится согласно методике, представленной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1]. Исходные данные и результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета минимальных глубин спуска кондуктора

Имя пласта	D <sub>3</sub>
Глубина кровли продуктивного пласта L <sub>кр</sub> , м	2865
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта Г <sub>пл</sub> , кгс/см <sup>2</sup> /м	0,103
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора Г <sub>грп</sub> , кгс/см <sup>2</sup> /м	0,179
Плотность нефти ρ <sub>н</sub> , кг/м <sup>3</sup>	760
Расчётные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	29,51
Минимальная глубина спуска кондуктора L <sub>конд min</sub> , м	900
Минимальный запас	1,08
Принимаемая глубина спуска кондуктора, м	900

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2900 м.

С учетом вскрытия продуктивного пласта 2865-2875 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

#### 2.1.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [26] предусматриваются следующие интервалы

цементирования:

Направление цементируется на всю длину: 0-30 м;

Кондуктор цементируется на всю длину: 0-900 м;

Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 750-2900 м.

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

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным  $D_{эк}=178,8$  мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

#### **2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн**

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{му}$ :

$$P_{му} = 8,15 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-178x245 К1 ХЛ.**

2. ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5- 280/80x21.**

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями.

Для строительства скважины под направление целесообразно выбрать роторный способ бурения, так как направление имеет малую глубину спуска, и бурение осуществляется по мягким породам с вертикальным направлением. Так что выбор ВЗД не целесообразен, так как он не покажет эффективность бурения при всех экономических и трудовых затратах.

Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну выбираем ВЗД, так как на данных участках требуется высокие показатели бурения, а также избежание изнашивающих нагрузок на бурильную колонну, для чего целесообразно применять ВЗД.

Для интервала отбора керна выбираем ротор, так как не требуются высокие обороты, которые дает ВЗД. Запроектированные способы бурения [1] приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	30	Роторный
30	900	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
900	2900	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2865	2875	Роторный (Отбор керна)

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота шарошечного для интервала

бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–30	30–900	900-2900
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сервисез	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	PDC БИТ В 713 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.40	0,441	0,4
Масса, кг		163	82	24
G, тс	Рекомендуемая	3-8	9–15	5-15
	Предельная	25	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180
	Предельная	200	250	220

где G – осевая нагрузка на долото, тс;

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 мм марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 мм марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 мм марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми



горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна.

### 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы [1]:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Данные по результатам проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-30	30-900	900-2900
Исходные данные			
Диаметр долота, см	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс	25	15	15
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка в процессе бурения, тс	20	12	12
Проектируемая нагрузка, тс	3	8	12

## 2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике [1], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление меньшее значение частоты вращения, так как при фактическом бурении значения частот вращения обычно меньше рассчитанных

Результаты проектирования частоты вращения долота по интервалам горных пород представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-30	30-900	900-2900
Исходные данные				
$V_{л}$ , м/с		3,3	2,0	1,2
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
$n_1$ , об/мин		160	129	104
$n_{стат}$ , об/мин		60	140	180
$n_{проект}$ , об/мин		60	140	180

где  $V_{л}$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$n_1$  – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$  – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому  $n_{проект}$  применяются такими.

## 2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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 расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-30	30-900	900-2900
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,65	0,5	0,4
$K_k$	1,3	1,3	1,5
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,12	0,1
$V_m$ , м/с	0,011	0,0083	0,0042
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$ , м	0,203	0,235	0,166
$d_{нмах}$ , м	0,0254	0,0127	0,0111
$n$	3	5	9
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,2	1,15	1,08
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	38	11
$Q_2$ , л/с	78	42	11
$Q_3$ , л/с	59	68	36
$Q_4$ , л/с	79	42	17
Области допустимого расхода бурового раствора	59-79	38-68	11-36
Запроектированные значения расхода бурового раствора	70	60	36

где  $D_d$  – диаметр долота, м;

$K$  – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м<sup>2</sup> забоя;

$K_k$  - коэффициент каверзости;

$V_{кр}$  – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

$V_m$  – механическая скорость бурения, м/с;

$d_{бт}$  – диаметр бурильных труб, м;

$d_{нмах}$  – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

$n$  – число насадок (промывочных отверстий);

$V_{кмин}$  – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

- $V_{\text{кпmax}}$  – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;
- $\rho_{\text{п}}$  – плотность разбуриваемой породы, г/см<sup>3</sup>;
- $\rho_{\text{р}}$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;
- $\rho_{\text{см}}$  – плотность раствора со шламом, г/см<sup>3</sup>;
- $S_{\text{max}}$  – максимальная площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup>;
- $Q_1$  – 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, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;
- $Q_4$  – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

### **2.2.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя**

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

Для интервала бурения 30–900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-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 ДРУ2-172РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения предоставлены

в приложение В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	30-900	240	9,975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	900-2900	172	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

### 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. Компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в приложение Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0-30	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
Бурение	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	1,3	–	0,473	0,630	–	–	–
КНБК №1	УБТ	203,0	80,0	–	д	–	12	0,2150	2,580	3,210	–	–	–
–	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	16,3	0,0312	0,509	3,719	–	>10	–

## Продолжение таблицы 9

Кондуктор													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
30-900	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,076	0,076	–	–	–
Бурение	Калибратор	203,0	90,0	–	–	–	1,3	–	0,313	0,389	–	–	–
КНБК №2	Двигатель	240,0	–	–	–	–	7,25	–	1,775	2,164	–	–	–
–	ЗТС	229,0	120,0	–	–	–	12	–	0,220	2,384	–	–	–
–	УБТ	203,0	90,0	–	Д	–	36	0,2150	7,740	10,12	–	–	–
–	УБТ	178,0	80,0	–	Д	–	36	0,1560	5,616	15,74	–	–	–
–	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	807,05	0,0312	25,20	40,94	–	5,84	–
Эксплуатационная													
2860-2880	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,043	0,043	–	–	–
Отбор керна	Калибратор	146,0	78,0	–	–	–	0,44	–	0,049	0,092	–	–	–
КНБК №4	УБТ	178,0	80,0	–	Д	–	16	0,1770	2,832	2,924	–	–	–
–	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	2863	0,0312	89,39	92,31	–	2,59	–
900-2900	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,041	0,041	–	–	–
Бурение	Калибратор	215,9	85,0	–	–	–	0,44	–	0,049	0,090	–	–	–
КНБК №3	Двигатель	172,0	–	–	–	–	6,72	–	0,830	0,920	–	–	–
–	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,620	–	–	–
–	УБТ	172,0	89,0	–	–	–	72	0,1560	11,23	12,85	–	–	–
–	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2811	0,0319	89,78	102,63	–	2,33	–

### 2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

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

1. Направление, интервал 0-30 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 \cdot 3 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 30} = 1192,66 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

2. Кондуктор, интервал 30-900 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 \cdot 900 \cdot 0,102 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 900} = 1174,92 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (2)$$

3. Эксплуатационная колонна, интервал 900-2900 м:

$$\rho_{бр} \frac{1,08 \cdot 2900 \cdot 0,103 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2900} = 1122,94 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-30 м представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Направление	
		кг	кг	уп
1	2	3	5	6
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	48	2
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3410	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	48	2
Понижитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	465	1

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 30-900 м представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 30-900 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов	
			колонна эксплуатационная	
		кг	кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	296	12

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	21105	22
Барит	утяжелитель	25	476	20
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	211	9
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	422	17
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	63	3
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	232	10
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1266	2
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	423	17

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 900-2900 м представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 900-2900 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Эксплуатационная колонна	
		кг	кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	583	24
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	41654	42
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	406	16
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	833	34
Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	690	30



Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	2500	100
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	1408	2
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25	169	7
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	169	7

Технологические показатели растворов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,193
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,175
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,123
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2900 м. представлен в приложение Г, таблица Г5.

## 2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Результаты расчетов приведены в таблицах 14, 15, 16.

Таблица 14 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	30	Бурение	0,556	0,0067	Периферийная	2	22,2	104,6	585,8
Под кондуктор									
30	900	Бурение	0,692	0,084	Периферийная	5	17x2; 17,5x3	49	93,1
Под эксплуатационную колонну									
900	2900	Бурение	0,639	0,067	Периферийная	5	14;15,9 x4	36,8	29,7
Отбор керна									
2860	2880	Отбор керна	0,829	0,087	Периферийная	3	14;15,9 x4	11	126,1

Таблица 15– Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					К П Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	30	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	95	180	184,3	1,0	110	40,48	80,96
30	900	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	95	160	232,7	1,0	100	28,8	57,6
900	2900	БУРЕНИЕ	УНБ-950	1	95	150	266,0	1,0	125	32	32
2860	2880	Отбор керна	УНБ-950	1	95	140	309,7	1,0	110	24,64	24,64

Таблица 16 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в					
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки	
				насадках долота	забойном двигателе				
от (верх)	до (низ)								
0	30	БУРЕНИЕ	90,1	72,4	0	7,6	0,2	10	
30	900	БУРЕНИЕ	224,5	16,2	116,3	72,3	9,6	10	
900	2900	БУРЕНИЕ	265,8	9,3	89,1	96,6	60,8	10	
2860	2880	Отбор керна	248,9	51,2	0	108,4	81,5	7,9	

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

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2860-2880	Бурильная головка БИТ 215,9/100	2-5	20-40	15-20

## 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.3.1 Расчет обсадных колонн

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн. Расчеты данного раздела выполнены по методикам, приведенным в [2].

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

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.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

Результаты расчета [2] наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	800	890	900
Наружное избыточное давление, МПа	0	4,32	5,067	5,067

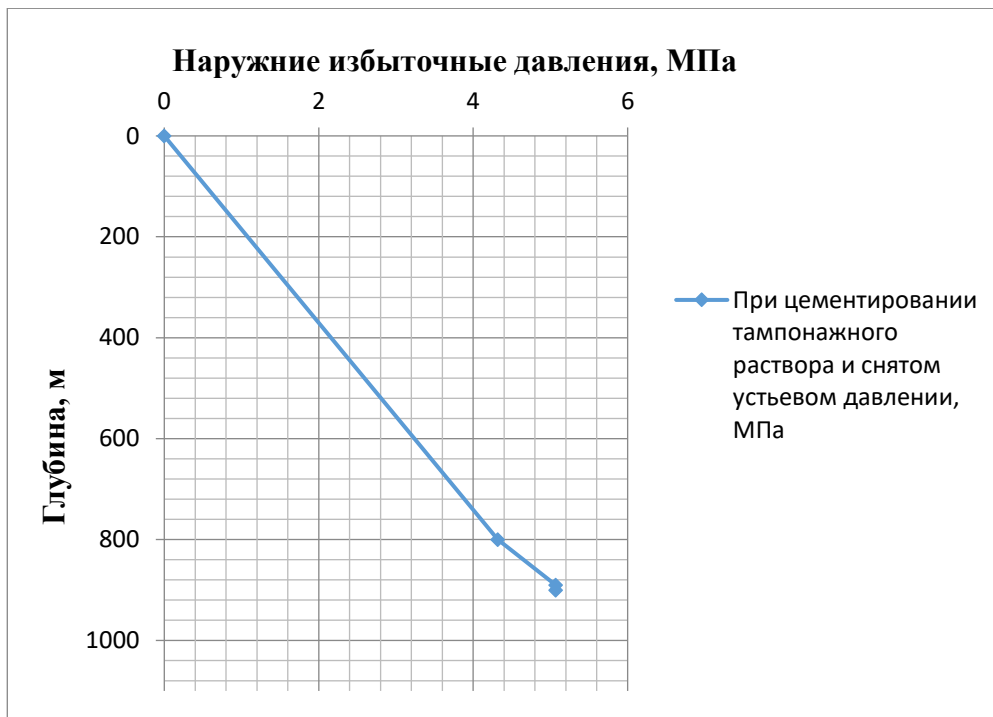


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации нефтяной скважины представлены на рисунке 3.

Наружное избыточное давления в случае эксплуатации превышает избыточное давление во время прокачки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

Результаты расчета [2] наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 19, 20.

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений во время эксплуатации.

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	750	1933	2890	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,09	20,28	22,65	23,45

Таблица 20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	750	2765	2890	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,74	8,64	9,66	9,66



Рисунок 3 – Эпюры наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

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

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 4.

Результаты расчета [2] внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	800	890	900
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	7,28	2,97	2,22	2,22
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	9	8,33	8,05	8,04



Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

Результаты расчета [2] внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	750	2765	2890	2900
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	14,92	14,18	6,28	5,27	5,27
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	9,856	9,12	8,13	7,68	7,68

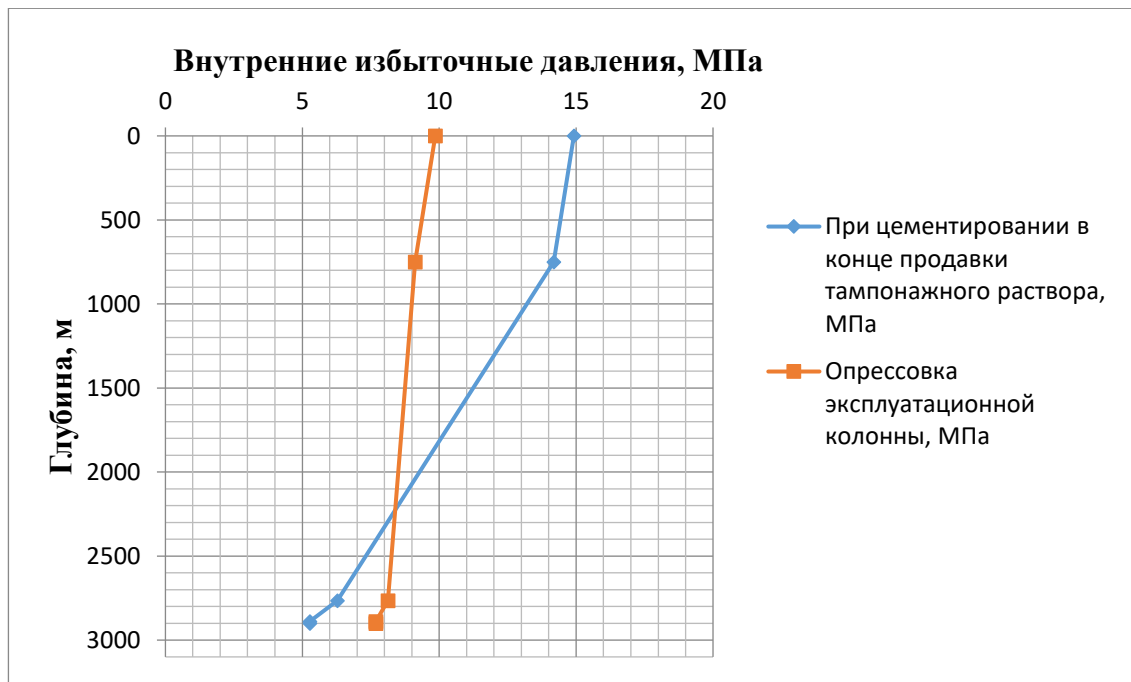


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 23.

Таблица 23 – 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	30	67,2	2016	2016	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	900	47,2	42480	42480	0-900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	85	42,8	3638	111452,5	2815-2900
2	ОТТМ	Д	9,2	2815	38,3	107814,5		0-2815

### 2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 24.



Таблица 24 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, диаметр условный, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	20	20	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	30	5	5
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	30	2	2
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	20	20	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	900	900	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	890	890	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	30	2	31
		30	900	29	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	30	900	44	44
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	890	890	1	1	
Эксплуатационная, 178	БКМ-178 «Нефтемаш»	2900	2900	1	1
	ЦКОДУ-178 «Нефтемаш»	2890	2890	1	1
	ЦПЦ 178/216 «Нефтемаш»	0	900	18	68
		900	2900	50	
	ЦТ 178/216 «Нефтемаш»	900	2900	100	100
	ПРП-Ц-В 178 «Нефтемаш»	2880	2880	1	1
ПРП-Ц-Н 178 «Нефтемаш»	2890	2890	1	1	

### 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

$$36,03\text{МПа} \leq 43,39\text{МПа}.$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 2.

Таблица 25 – 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	7,089	1,77	1100	6,465	1,62	МБП-СМ	124
		5,32	1100		4,845	МБП-МВ	80
Продавочная жидкость	59,319		1000	59,319		–	–
Облегченный тампонажный раствор	50,77		1400	18,97		ПЦТ-III-Об(4-6)-150	41836
						НТФ	20,82
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,666		1820	1,662		ПЦТ - II - 150	3665,8
						НТФ	1,5

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (5)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 20,49. \quad (6)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

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

$$m = G_{сyx} / G_б. \quad (7)$$

Для цемента нормальной плотности:

$m = 4,18$ .

Для облегченного:

$m = 0,28$ .

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 6.

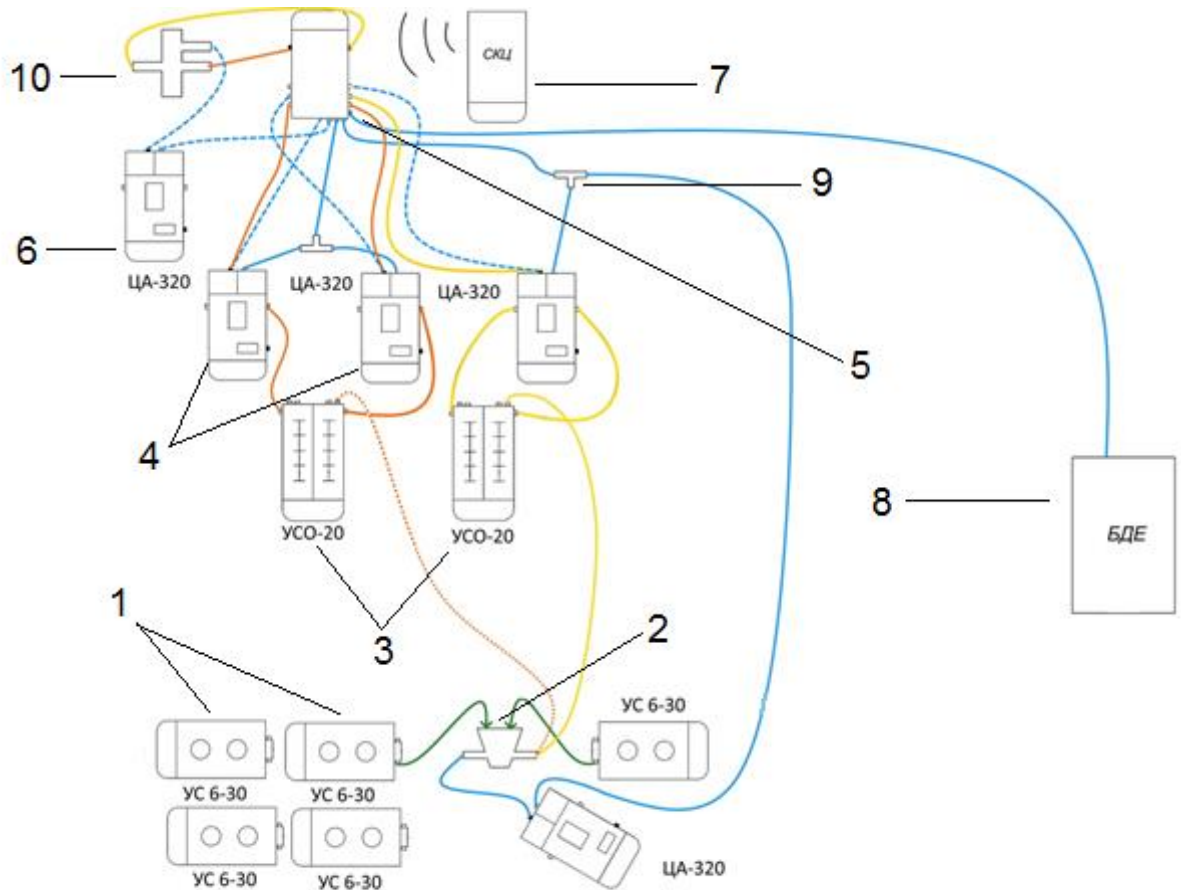


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – гидроворонка; 3 – осреднительная емкость УСО-20; 4 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 5 – блок манифольдов СИН-43; 6 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей; 9 – тройник; 10 – цементировочная головка; 11 – подводящая линия; 12 – автоцистерна

### 2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1102,5 \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

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

Согласно пункта 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.

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

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 57,79) = 115,58 \text{ м}^3 \quad (5)$$

где  $V_{внхв}$  – внутренний объем хвостовика, м<sup>3</sup>;

$V_{внэк}$  – внутренний объем ЭК, м<sup>3</sup>.

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты проектирования перфорации скважины

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

В базовые функции пластоиспытателя входит:

1. построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
2. глубинный анализ пластового флюида;
3. отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

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.

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

Принимаем арматуру фонтанная **АФ1-80/65x21**.

## 2.4 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимальный вес обсадной колонны, была выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М. Результаты расчетов приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	101,33	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,184
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	111,5	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,61
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	131,7	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,52
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### **3 Ловильный инструмент типа GS и JDC**

Под ловильными работами понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем бурения.

Для ловильных работ используют специальные (ловильные) инструменты самых различных типов и назначений. В данной работе остановимся на ловильных инструментах типа GS и JDC.

#### **3.1 Принцип работы**

Труболовки и штангоголовки наружного захвата цанговые, неосвобождающиеся обеспечивают захват и извлечение из скважин насосно-компрессорных труб (НКТ), скважинных насосов, забойных двигателей и насосных штанг при ликвидации аварий.

Труболовки и штангоголовки, благодаря своей высокой надежности, обусловленной простотой конструкции, неприхотливости и простоте обслуживания, завоевали большую популярность среди потребителей.

Сборку труболовок и штангоголовок производят согласно приведенных таблиц в зависимости от ловимого объекта и вида захвата.

При спуске в скважину ловильного инструмента направляющая воронка за счет своего скоса залавливает объект и направляет его внутрь труболовки (штангоголовки), цанга ловимым объектом поднимается вверх до упора в переводник, разжимается и пропускает внутрь ловимый объект.

При движении ловильной колонны вверх цанга вместе с ловимым объектом опускается на коническую поверхность корпуса и заклинивается. В результате осуществляется надежный захват ловимого объекта.

При захвате ловимого объекта за муфту устанавливается ограничивающая втулка, которая, упираясь одним концом в переводник, ограничивает ход ловимого объекта. При захвате ловимых объектов под буртик или под муфту

заклинивание цанги происходит между конической опорной поверхностью и нижней кромкой буртика или муфты ловимого объекта.

Наличие сменных цанг значительно расширяет возможности штанголок и труболочек и позволяет извлекать ловимые объекты различного диаметра и конфигурации одним типоразмером инструмента.

Труболочки и штанголки изготавливаются с правой и левой резьбой, в обозначении инструмента с левой резьбой добавляется буква «Л».

### 3.2 Ловильный инструмент типа GS и JDC

Подъемный инструмент GS используется, чтобы разблокировать и вытащить различное оборудование из скважины с внутренними ловильными шейками. Эти инструменты предназначены для сдвига с действием ударного инструмента. С добавлением GU-адаптера полная сборка заменяется на инструмент GR.

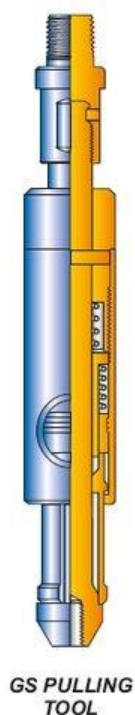


Рисунок 7 – Инструмент подъемный ‘GS’

Подъемный инструмент, активируемый путем подачи гидравлической текучей среды, деактивируется, когда подача гидравлической текучей среды



прекращается. Таким образом, подъемный инструмент имеет пассивную отказоустойчивую систему, означающую, что подъемный инструмент всегда может быть расцеплен, когда он находится в деактивированном или пассивном состоянии, причем подъемный инструмент должен быть активирован для возможности его работы. Если, например, происходит повреждение гидравлической системы, подъемный инструмент всегда может быть расцеплен.

Секция основного элемента, прилегающая к дальнему концу кронштейнов, когда защелкивающийся механизм находится в деактивированном положении, может иметь уменьшенный диаметр так, что множество кронштейнов имеют возможность изгибаться вовнутрь, когда защелкивающийся механизм находится в деактивированном положении.

Кроме того, защелкивающийся механизм может быть активирован путем подачи к разжимной поршневой камере гидравлической текучей среды с расходом 0,1-1,0 литров в минуту, предпочтительно 0,2-0,4 литров в минуту.

Таким образом, подъемный инструмент может быть активирован путем использования очень низкого объемного расхода гидравлической текучей среды, по сравнению с известными подъемными инструментами, например, подъемными инструментами, работающими на колонне гибких труб, для которых требуется расход приблизительно 160 литров в минуту.

Также, ключевой элемент может быть выполнен с возможностью скольжения в продольном направлении к ближнему концу основного элемента, когда защелкивающийся механизм находится в активированном положении, причем основной элемент может быть выполнен с возможностью обеспечения изгиба кронштейнов вовнутрь, когда ключевой элемент смещен к ближнему концу основного элемента.

Инструменты 'JD' и 'JU' используются для захвата и извлечения оборудования с помощью внешних ловильных шеек.

Эти инструменты доступны в трёх различными типах:

1. JDC / JUC: длинный корпус, короткая резьба.
2. JDS / JUS: средний корпус, средняя резьба.

3. JDL / JUL: короткий корпус, длинная резьба.

Любой из вышеперечисленных типов может быть преобразован в другой тип путем изменения корпуса. Все остальные части остаются такими же.

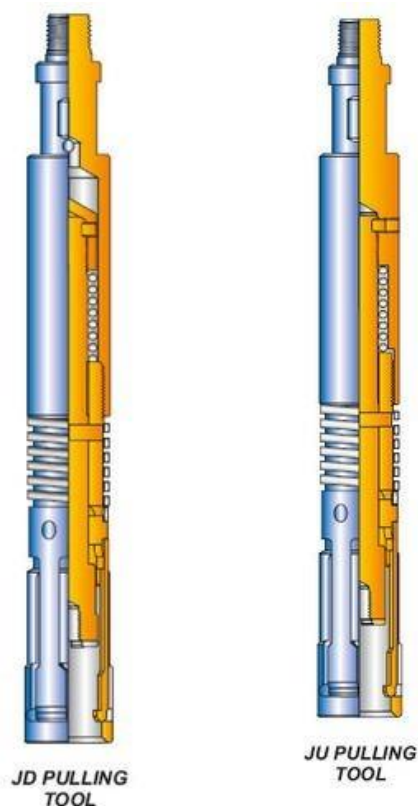


Рисунок 8 – Инструмент подъемный ‘JD’ и ‘JU’

Кронштейны ключевого элемента могут быть ограничены от изгибания вовнутрь фланцем, а также ограничены от перемещения в продольном направлении выступом основного элемента в одном направлении и выступами на кронштейнах ключевого элемента, попавшими в углубление скважинного объекта, в другом направлении. Таким образом, соединение подъемного инструмента со скважинным объектом механически блокируется, когда к подъемному инструменту прикладывают подъемное усилие. Таким образом, когда скважинный объект поднимают из скважины, нет необходимости в непрерывной подаче гидравлической текучей среды к подъемному инструменту для поддержания соединения между подъемным инструментом и скважинным объектом, при условии, что к подъемному инструменту прикладывается постоянное подъемное усилие.

Таким образом, поршневая пружина может воздействовать на поршневую муфту в направлении, противоположном направлению, в котором гидравлическая текучая среда воздействует на поршневую муфту, в результате чего обеспечивается отказоустойчивая система, гарантирующая, что защелкивающийся механизм переводится в деактивированное положение, если гидравлическое давление упало и напряжение на подъемном инструменте отсутствует.

Кроме того, поршневая пружина может примыкать к поршневой муфте и к основному элементу, тем самым перемещая поршневую муфту относительно основного элемента.

Также, поршневая камера может быть ограничена основным элементом и поршневой муфтой.

Защелкивающийся механизм может дополнительно содержать ключевую пружину, воздействующую на ключевой элемент в продольном направлении к ближнему концу основного элемента.

Дополнительно, пружина ключевого элемента может примыкать к поршневой муфте и к ближнему концу ключевого элемента, тем самым воздействуя на ключевой элемент в продольном направлении к дальнему концу основного элемента.

Более того, основной элемент может содержать верхний основной элемент и нижний основной элемент, соединенные посредством резьбы.

В результате использования общей гидравлической системы и при установке подъемного инструмента на штоке поршня можно уменьшить общую длину поисковой системы по сравнению с системами, в которых для ударного цилиндра и для подъемного инструмента используются отдельные гидравлические системы. Такое решение является предпочтительным, так как длина инструментального снаряда, то есть общая длина поисковой системы и поднимаемого объекта, часто является ограничивающим фактором. Общая длина инструментального снаряда ограничена противовыбросовым преентором (ВОР), поскольку длина инструментального снаряда не может превышать расстояние между предохранительными клапанами ВОР.

Скважинная поисковая система, описанная выше, может дополнительно содержать приводной модуль, предназначенный для продвижения вперед всей поисковой системы в наклонных секциях ствола скважины.

Наконец, данное изобретение относится к способу соединения поисковой системы, описанной выше, со скважинным объектом, и отсоединения от него, содержащему следующие этапы:

- активация подъемного инструмента путем подачи гидравлической текучей среды к подъемному инструменту, в результате чего защелкивающийся механизм перемещается в продольном направлении,
- защелкивание подъемного инструмента на объекте,
- создание тягового усилия в подъемном инструменте,
- прекращение подачи гидравлической текучей среды к подъемному инструменту,
- расцепление подъемного инструмента с объектом.

В упомянутом способе этап защелкивания подъемного инструмента на объекте может содержать следующие этапы:

- введение дальнего конца подъемного инструмента в скважинный объект до примыкания ключевого элемента к скважинному объекту,
- дальнейшее воздействие на подъемный инструмент в направлении к скважинному объекту, в результате чего ключевой элемент прижимается к ближнему концу основного элемента, в связи с чем происходит сжатие пружины ключевого элемента, а кронштейны входят в положение, в котором они имеют возможность изгиба в сторону, и
- перемещение подъемного инструмента еще дальше в скважинный объект, в результате чего выступы на кронштейнах ключевого элемента проходят через ловильную шейку скважинного объекта и входят в углубление скважинного объекта.

Вывод

Ловильные инструменты относятся к подъемному инструменту, предназначенному для защелкивания на объекте, например на пробке, находящейся в

стволе скважины. Подъемный инструмент содержит основной элемент, вытянутый в продольном направлении от ближнего конца, предназначенного для соединения с кабельным инструментом, к дальнему концу, выполненному с возможностью сцепления с объектом, и защелкивающийся механизм, окружающий основной элемент и выполненный с возможностью перемещения в продольном направлении между деактивированным положением и активированным положением, содержащий поршневую муфту, ключевой элемент, предназначенный для защелкивания на скважинном объекте, и поршневую пружину, воздействующую на поршневую муфту в продольном направлении к ближнему концу основного элемента. Причем ключевой элемент размещен с возможностью скольжения внутри поршневой муфты и вытянут от конца поршневой муфты к дальнему концу основного элемента. Кроме того, данное изобретение относится к скважинной поисковой системе, предназначенной для подъема объекта в стволе скважины, и к способу соединения со скважинным объектом и отсоединения от него данной поисковой системы.

## 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 26 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2900
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 900 м
- эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2900 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 0-30 м	80,96
- в интервале 30-900 м	57,6
- в интервале 900-2900 м	32,0
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 12 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-900 м	ДГР-240.7/8.55
- в интервале 900-2900 м	ДРУ2-172РС
- при отборе керна	PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т
Бурильные трубы: длина свечей, м	36

#### 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 представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,037	560
2	30	900	870	0,046	1120
3	900	2900	2000	0,062	1640

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1].

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

$$N = T \cdot H, \quad (6)$$

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

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,037 = 1,11 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,037	1,11
900	0,046	40,02
2900	0,062	124
<b>Итого</b>		<b>165,13</b>

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

$$n = H / П, \quad (7)$$

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

Для направления:

$$n = 30 / 560 = 0,043$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты

расчета сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
30	560	0,054
900	1120	0,78
2900	1640	1,22
<b>Итого на скважину</b>		<b>2,054</b>

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{СПО}, \quad (8)$$

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

П – длина интервала, м.



Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 31.

Таблица 31 – 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 прохода долота на	Номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-30	393,7	560	11	24	0-30	0,0121	0,48
II	30-900	295,3	1120	12	32	30-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,47
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0162	1,63
<b>ИТОГО</b>								11,32
III	900-2900	215,9	1640	12	32	900-1000	0,0160	1,6
						1000-1100	0,0166	1,66
						1100-1200	0,0177	1,77
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0190	1,90
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0199	1,99
						1600-1700	0,0210	2,10
						1700-1800	0,0230	2,30
						1800-1900	0,0233	2,33
						1900-2000	0,0240	2,40
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
						2200-2300	0,0252	2,52
						2300-2400	0,0255	2,55
						2400-2500	0,0256	2,56
2500-2600	0,0258	2,58						
2600-2700	0,0260	2,6						
2700-2800	0,0262	2,62						
2800-2900	0,0267	2,65						
<b>Итого</b>								44,84

#### 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 составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление:  $4 \cdot 1 = 4$  мин;
- кондуктор:  $24 \cdot 1 = 24$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $69 \cdot 1 = 69$  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 свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 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:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (9)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 10 = 20 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (10)$$

Для направления:

$$L_T = 20 - 15 = 5 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (11)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 900 - 10 = 890 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 890 - 25 = 865 \text{ м};$$

$$N = 865/36 = 24,03 \approx 24 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 24 \cdot 2 + 5 = 53 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2900 - 10 = 2890 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2890 - 25 = 2865 \text{ м};$$

$$N = 2865/36 = 79,58 \approx 80 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 80 \cdot 2 + 5 = 165 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 26 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:

$$\Sigma = 7 + 53 + 165 + 3 \cdot (7 + 26 + 47) = 465 \text{ мин} = 7,75 \text{ ч.}$$

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 18 ч.

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,41 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). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. 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 324,3 часов или 13,513 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 7,4 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$324,3 \times 0,074 = 24 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 324,3 + 24 + 18 = 366,3 \text{ ч} = 15,263 \text{ суток.}$$

#### **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 место рождения осуществляется авиа- и автотранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 32.

Таблица 32– 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 эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 33.

Условные обозначения к таблице 33:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

Таблица 33 - Линейно-календарный график работ

бригады, участвующие в строительстве скважины		затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы								
			1	2	3	4					
Вышкомонтажные работы											
Буровые работы											
Освоение											

### 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:

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (12)$$

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

$k$  – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (13)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими 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, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах 1 и 2.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	2,55	2,78	0,11
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
направление	3,56	3,92	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

### 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

$$V_M = H/T_M, \quad (14)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_P$ , м/ч

$$V_P = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (15)$$

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

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_h, \quad (16)$$

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

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/p, \quad (17)$$

где  $p$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (18)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 35.

Таблица 35 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
1	2
Глубина скважины, м	2740
Продолжительность бурения, сут.	11,36
Механическая скорость, м/ч	17,01
Рейсовая скорость, м/ч	12,71



Продолжение таблицы 35

1	2
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра	54638

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 [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле:  $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$ ,

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций, рубль;

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих, рубль;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов, рубль.

## **5 Социальная ответственность**

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] относится к опасным производственным объектом.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

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

#### **5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [2]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК

РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [3].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

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

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

– буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;

- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;
- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

## **5.2 Производственная безопасность**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2900 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 36.

Таблица 36 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [4])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработ-ка	Изготов-ление	Эксплуа-тация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [5]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [6] СНиП 23-05-95[7]
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [7] ГОСТ 12.4.026-2001[8]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [9]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [10] ТК РФ Статья 109[3].

## 5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

### 5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 37.

Таблица 37 – Климатические нормативы

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

### 5.2.1.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [11], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противозумный шлем).

### 5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света.

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

#### 5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[12].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 38.

Таблица 38 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-50. Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-30 .	100
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров.	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 метров.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров.	75
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров.	100

#### 5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока  $I$  (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения  $U$  (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

### **5.2.1.6 Критические значения тока.**

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [13] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

## **5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

### **5.3.1.1 Электробезопасность**

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

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 неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [14]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [15].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

### **5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность**

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанно-

сти. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

## **5.4 Экологическая безопасность**

### **5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны**

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

### **5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы**

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [16] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

### **5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы**

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [17].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

## **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2900 м на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать одноколонную конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонн. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа. Схема обвязки №5 является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Для рентабельного и эффективного строительства скважины одноколонной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Значимую часть занимает разработка программы промывки, позволившая подобрать количество и оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав, параметры бурового раствора и свести к минимуму гидравлические потери в циркуляционной системе. Необходимо учитывать возможные осложнения при бурении интервалов, для этого были спроектированы определенные типы буровых растворов под каждый интервал. Под направление бентонитовый раствор для разбуривания четвертичных отложения, с необходимостью контроля водоотдачи возлежание набухания, осыпей и обвалов. Под кондуктор был спроектирован полимер-глинистый раствор обеспечивающий все необходимые требования, а именно: поддержание стенок скважины, контроль водоотдачи, смазывающая способность, вынос шлама, контроль толщины

фильтрационной корки, создание репрессии на пласт и т.д. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Для разведочной скважины особая роль отводится керноотборным снарядам и бурильным головкам, так как от них будет зависеть качество и объем выноса керна. При проектировании скважины проектируются бурильная головка БИТ 215,9/100 и трехсекционный керноотборный снаряд, способные отбирать керн в один рейс, что экономит время на СПО.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. В силу требуемой герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки и моющей способности. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель КИИ-95/146, спускаемый на НКТ.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-178x245 К1 ХЛ, ОП5- 280/80x21, АФ1-80/65x21.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.



Более подробно рассмотрено применение ловильного инструмента типа GS и JDS. Подъемный инструмент используется, чтобы разблокировать и вытаскивать различное оборудование из скважины с внутренними ловильными шейками и может применяться там, где привычные ловильный инструмент не справиться с такого рода задачей или ловильные работы займут больше времени, чем с технологией типа GS и JDC.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

## Список использованных источников

1. Байков Н.М. Опыт внедрения новых технологий для бурения нефтяных скважин –2011 –С. 130-133
2. Симонянц С.Л. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков –2011 – С. 7–9
3. Бесон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота–2002 –С. 28
4. Журнал Baker Hughes (том 1, номер 1, 2010г.)
5. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент. –2003 –С. 25–38
6. Libed.ru: [сайт]. URL: <http://libed.ru/knigi-nauka/352751-13-ministerstvo-obrazovaniya-nauki-rossiyskoy-federacii-nacionalniy-issledovatel'skiy-tomskiy-politehnicheskii-univ.php>
7. Studwood.ru: [сайт]. URL: [https://studwood.ru/1288797/geografiya/gibridnaya\\_sistema\\_burovyh\\_dolot](https://studwood.ru/1288797/geografiya/gibridnaya_sistema_burovyh_dolot)
8. Medlec.org: [сайт]. URL: <https://medlec.org/lek2-101205.html>
9. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил.  
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732>
10. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с.364-365.  
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C228081>

11. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>

12. СанПиН 2.2.4.548-96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

13. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».

14. ГОСТ 12.1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

15. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.

16. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы.

18. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

19. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.

20. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.

21. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирование скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

22. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс] URL:

<https://docplan.ru/Index2/1/4293743/4293743268.htm>.

23. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые.

24. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.

25. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018–12ти «Обиндексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

## Приложение А

### Горно-геологические условия бурения скважины

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

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

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Название стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и тд.)
	От (кровля)	До (подошва)	% в интервале	Краткое название	
1	2	3	4	5	6
Четвертичное отложения	0	20	50 50	Песок Глина	Почвенно-растительный слой, глины и суглинки, желтовато-серые пески и супеси
Некрасовская серия	20	157	40 60	Глина Песок	Пески светло-серые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями глин темно-серых, зеленовато-серых
Чегановская свита	157	223	10 90	Песок Глина	Глины серые, плотные с пропластками и линзами бурых углей, светло-серые пески
Люлинворская свита	223	278	100	Глина	Глины зеленовато-серые, опоковидные, алевритые с тонкими прослоями песчанников
Талицкая свита	278	312	95 5	Глина Песчаник	Глины серые, с прослоями алевролитов и песаников
Ганькинская свита	312	430	5 95	Алевролит Глина	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые с прослоями мергелей, песчанников и алевролитов
Славгородская свита	430	490	100	Глина	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, иногда алевролитовые или опоковидные
Ипатовская свита	490	652	90 10	Песчаник Глина	Песчаники глауконито-кварцевые с резко подчиненными прослоями алевролитов и глин
Кузнецовская свита	652	675	100	Глина	Глины темно-серые с редкими линзочками песка
Покурская свита	675	1515	60 20 20	Глина Песчаник Алевролит	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно серые, слюдистые с гнездами песка. Алевролиты серые, слюдистые, слабоупроченные. Песчаники серые, желто-серые, разнозернистые
Киялинская свита	1515	2140	20 20 60	Песчаник Алевролит Глина	Глины пестроцветные, бурые плотные с прослоями песчаников и алевролитов серых, слюдистых, разнозернистых

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Тарская свита	2140	2232	40 50 10	Аргилит Песчаник Алевролит	Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, известковистые, крепкоцементированные, с прослоями алевролитов серых до темно-серых, крепких и аргиллитов темно-серых, плонных, слюдистых
Куломзинская свита	2232	2450	50 20 30	Аргиллит Алевролит Песчаник	Аргиллиты темно-серые, слоистые и массивные, плотные с растительными остатками; песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, известниковые
Баженовская свита	2450	2475	100	Аргиллит	Темно серые, битуминозные, слоистые с ихтиодетритом
Георгиевская свита	2475	2495	100	Аргиллит	Темно серые, морского происхождения битуминозные аргиллиты
Васюганская свита	2495	2570	20 20 60	Песчаник Алевролит Песчаник	Аргиллиты серые и темно-серые, слоистые с тонкими прослойками и линзами песчаников и алевролитов серых, массивных и слоистых, мелкозернистых, полимиктовых и кварц полевошпатовых, известковистых, крепкоцементированных
Тюменская свита	2570	2794	50 40 10	Аргиллит Алевролит Песчаник	Аргиллиты темно-серые, с прослоями алевролитов серых и светло-серых, мелкозернистых песчаников
Пермо-триасовая система	2794	2800	6 14 80	Сидерит Боксит Аргилит	Глинисто-сидерит-бокситовые породы, участками ожелезненные
Палеозой, Девон	2800	2900	100	Известняк	Известняки органогенные, сгустково-комковатые, слоистые нефтенасыщенные

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Короткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Кабинетность, %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	От (верх)	До (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	Песок Глина	2,0 1,9	25-30 30	2500 0	10 100	0 0	0 10	1 2	10 4	Мягкая
P <sub>3</sub> nk	20	157	Глина Песок	2,1 1,9	30 30	0 1000	95 20	0 0	10 0	2 1	4 10	Мягкая
P <sub>3</sub> chn	157	223	Песок Глина	2,1 1,9	30 30	0 1000	95 20	0 5	10 0	2 1	4 10	Мягкая
P <sub>2</sub> ll	223	278	Глина	2,2	20	0	100	0	10	4	4	Мягкая
P <sub>1</sub> tl	278	312	Глина Песчаник	2,2 2,1	30 22	0 30	95 10	0 3	10 30	5 2	10 10	Мягкая
K <sub>2</sub> gn	312	430	Алевролит Глина	2,1 2,3	20 25	50 0	10 95	3 0	20 15	2 3	10 4	Мягкая
K <sub>2</sub> slv	430	490	Глина	2,3	25	0	100	0	15	3	4	Мягкая
K <sub>2</sub> ip	490	652	Песчаник Глина	2,1 2,3	22 20	30 0	10 95	3 0	30 10	2 3	10 4	Мягкая
K <sub>2</sub> kz	652	675	Глина	2,3	25	0	95	5	10	4	4	Мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	675	1515	Глина Песчаник Алевролит	2,1 2,1 2,4	22 20 20	30 50 0	10 10 95	3 3 0	30 20 20	2 2 3	10 10 4	Мягкая Средняя
K <sub>1</sub> kl	1515	2140	Песчаник Алевролит Глина	2,0 2,2 2,4	22 20 14	10-30 10 0	10 15 95	3 10 5	25 25 20	3,5 3,5 3,5	10 10 3	Средняя



Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K <sub>1</sub> tr	2140	2232	Аргиллит Песчаник Алевролит	2,4 2,1 2,3	5 20 16	0 20-50 10-15	90 10-20 20-30	0 10 10	40 20 25	2 3 3	4 4 6	Средняя
K <sub>1</sub> klm	2232	2450	Аргиллит Алевролит Песчаник	2,4 2,3 2,3	5 15 10	0 10-15 9-300	90 30 25	0 5 0	40 30 70	2 3 3	4 6 6	Средняя
J <sub>3</sub> bg	2450	2475	Аргиллит	2,4	5	5	90	0	10	1,5	10	Средняя Твердая
J <sub>3</sub> gr	2475	2495	Аргиллит	2,4	5	5	90	0	10	1,5	10	Средняя Твердая
J <sub>2,3</sub> vs	2495	2570	Песчаник Алевролит Песчаник	2,4 2,3 2,3	5 16 15	0 0 50	90 30 20	5 5 5	80 40 65	3 3 3	4 6 10	Твердая
J <sub>2</sub> tm	2570	2794	Аргиллит Алевролит Песчаник	2,4 2,3 2,3	15 5 10	0 5 5-20	90 30 20	1 0 3	100 40 70	1,5 2 1,5	4 6 10	Твердая
P-T	2794	2800	Сидерит Боксит Аргиллит	2,9 2,8 2,4	10 10 5	30 30 30	30 30 100	5 3 3	150 150 100	– – 2,5	8 8 6	Твердая
Pz, D <sub>3</sub>	2800	2900	Известняк	2,8	3	200	10	80	120	–	–	Твердая

Таблица А.4 – Возможные осложнения

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

Таблица А.5 – Прихватопасные зоны

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

Таблица А.6 – Поглощения бурового раствора

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

Таблица А.7 – Осыпи и обвалы стенок скважины

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

Таблица А.8 – Нефтегазоводопроявления

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

**Приложение Б**  
**Параметры забойных двигателей по интервалам бурения**

Таблица Б.1- Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-900	900-2900
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G <sub>ос</sub> , кН		175	120	104
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		–	262,48	191,37
M <sub>р</sub> , Н*М		–	2635	2249
M <sub>о</sub> , Н*М		–	147,65	107,65
M <sub>уд</sub> , Н*М/кН		–	36,93	27,33

## Приложение В

### Компановка низа бурильных колонок по интервалам бурения

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–30 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–30 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез (6х9мм)	0,40	393,7	–	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,147
					3-133	Муфта	
8	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Муфта	0,03
						Ниппель	

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	4	–	82,6	3-133	Ниппель	0,228

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30–900 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30–900 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	295,3 (11 5/8) FD419SM Волга-бурмаш	0,441	295,3	–	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	–	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	



Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,424
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0.35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	21,764
					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 В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (900–2900 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (900–2860; 2880–2900 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	PDC БИТ 295,3 В 713	0,4	215,9	–	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	–	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	8,3	178	90	3-147	Ниппель	1,593
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	66,4	178	90	3-147	Ниппель	9,628
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	74,652
					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 В.4 – КНБК для отбора керна (2680–2880 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2860–2880 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Бурильная головка БИТ215,9/100	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	33,2	178	90	3-147	Ниппель	4,814
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	74,808
						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 Г

### Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	103

Таблица Г.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	150,4

Таблица Г.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица Г.4 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «0–2900 м»

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент каверности.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
0	30	30	393,7	-	1,3	4,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 3,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 5,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 53,9$
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
30	900	870	295,3	306,9	1,33	82,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 16,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 54,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 90,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 200,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 110,8$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
900	2900	2000	215,9	228,7	1,32	142,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 61,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 96,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 9,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 113,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 457,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 343,7$

Таблица Г.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		колонна		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	48	2	295	12	583	23	927	37
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	3409	3	21105	21	41654	42	66168	67
Барит	утяжелитель	1000	464	1	476	1	468	1	1408	2
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	0	0	211	8	417	17	628	25
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	0	0	422	17	833	33	1255	50
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	63	3	125	5	188	8
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	0	0	233	9	458	18	690	27
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0	1266	51	2499	100	3765	151
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	422	17	833	33	1255	51

## Приложение Д

### Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52



Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,31		2350,2		12579,36		24600,27
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

## Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		2520,14		13327,24		29788,05		
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица Д.2 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292

Продолжение таблицы Д.2

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8) Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9422
	256
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>	<b>147524237</b>

# Приложение Е

## ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2900 м

Предприятие: ОАО "Востокгазпром"

Месторождение:

Оборудование:

Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУК 1М

Лебедка: ЛБ - 750

Талевая система: 5х6

Ротор: 3 - 560

Насосы: УНБТ - 950

Геологическая часть						Техническая часть															
Глубина, м	Стратиграфия			Литологическое описание	Температура	Отбор зерна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов	Параметры промывочной	Примечание				
	Система	Слита	Пласт					324 мм	245 мм	178 мм											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16						
100	палеоген	Недрасавская			10	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихватопасность, желобобразование и посадки при спуске буровой колонны	30 м	900 м	393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм	353,7 Ньюте и Сер.	-	до 3	40-60	70	Плотность=1,175 г/см3, УВ=40-60 сек, ПВ=12-35 сПа, ДНС=50-90 дПа, СНС=10-40/20-60 дПа, ф-6, песок<0,5 %, рН = 8-9				
200																		Чеганская			11
300																					
400		Ганьинская			20																
500																		Славгородская			45
600	Илатовская			46																	
700					Кузнецовская			50													
800				85																	
900								86													
1000	Меловая	Покурская							87												
1100								94													
1200				99																	
1300								103													
1400				2865																	
1500								2880													
1600	Киялинская			86																	
1700								87													
1800				94																	
1900								99													
2000				103																	
2100								2865													
2200	Тарская			2880																	
2300								86													
2400				87																	
2500								94													
2600				99																	
2700								103													
2800				2865																	
2900								2880													
	юра	Васюганская							86												
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	
								99													
				103																	
								2865													
				2880																	
								86													
				87																	
								94													
				99																	
								103													
				2865																	
								2880													
				86																	
								87													
				94																	