

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Шамановский горизонт нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Адылбеков Аманбек Адылбекович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Адылбеков Аманбек Адылбекович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Шамановский горизонт нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Тип профиля: наклонно-направленный 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 700 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 35 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 6. Способ цементирования (выбрать): одно/двухступенчатый
---	---

	<p>7. Способ перфорации: кумулятивный 8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Негерметичность обсадных колонн	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Адылбеков Аманбек Адылбекович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Негерметичность обсадных колонн	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Адылбекову Аманбеку Адылбековичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</i>	<i>2. Нормативная карта строительства скважины; Линейный график проведения работ.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</i>	<i>3. Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<i>1. Линейный календарный график выполнения работ</i>
<i>2. Нормативная карта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Адылбеков Аманбек Адылбекович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Адылбекову Аманбеку Адылбековичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Шамановский горизонт нефтегазоконденсатного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Буровая вышка на нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область). Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины. Основная рабочая зона, стол ротора.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021). – Постановление правительства Российской Федерации от 25.02.2000 N 162 – Федеральный закон "О трудовых пенсиях в Российской Федерации" от 17.12.2001 N 173-ФЗ. - Статья 27. – ГОСТ 12.2.033-78. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» – ГОСТ 12.2.032-78. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы <ul style="list-style-type: none"> – Неудовлетворительные погодные условия – Неудовлетворительная освещённость – Повышенный шум и вибрации – Насекомые, животные. Опасные факторы <ul style="list-style-type: none"> – Механический травматизм – Ядовитые вещества. – Электрический травматизм. – Пожаро-взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	<i>В процессе бурения скважины может происходить:</i> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферного воздуха; – нарушение гидрогеологического режима; – загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод; – повреждение почвенно-растительного покрова.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных чрезвычайных ситуаций; – мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Адылбеков Аманбек Адылбекович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 страницы, 10 рисунков, 28 таблиц, 37 литературных источников, 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: нефть, газ, буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, скважина.

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина на нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область).

Цель работы – проектирование технологического решения на строительство нефтяной эксплуатационной наклонно – направленной скважины на Шамановский горизонт нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 2971 метров.

Область применения: данный технологический проект, может быть, применен сервисными буровыми компаниями.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГТН** – геолого-технический наряд;
- СНС** – статическое напряжение сдвига;
- ДНС** – динамическое напряжение сдвига;
- СПО** – спуско-подъемные операции;
- КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ** – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ** – толстостенная бурильная труба;
- СВП** – система верхнего привода;
- РУС** – роторная управляемая система;
- ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;
- ГНВП** – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;
- ПЦН** – пробка цементирующая нижняя;
- СКЦ** – станция контроля цементирования;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ПВО** – противовыбросовое оборудование;
- БУ** – буровая установка;
- ЦА** – цементируемый агрегат

Оглавление

Введение.....	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	14
1.2 Геологические условия бурения.....	15
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади).....	16
1.4 Зоны возможных осложнений.....	16
1.5 Исследовательские работы.....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	18
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	18
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	22
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	23
2.3 Проектирование процессов углубления.....	24
2.3.1 Выбор способа бурения.....	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	30
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	30
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	35
2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность.....	35
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины.....	40
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	40
2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	41
2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей.....	41
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	42
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	43
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	44
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения.....	44
2.5 Выбор буровой установки.....	48
3 НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ ОБСАДНЫХ КОЛОНН.....	49

3.1 Понятие негерметичности обсадных колонн	49
3.2 Причины возникновения негерметичности обсадной колонны	49
3.3 Условия работы при ремонте обсадных колонн на газовых скважинах	49
3.4 Методы устранения негерметичности обсадных колонн на газовых скважинах	50
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «Нафтогаз-Бурение»	56
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	56
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	56
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	57
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	57
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	59
4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ	60
4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины	61
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	63
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	63
5.2 Производственная безопасность	64
5.2.1 Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по защите персонала от их действия.....	65
5.2.2 Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
5.3 Экологическая безопасность	72
5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	72
5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.....	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	75
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	77
Заключение.....	79
Список использованной литературы.....	80
Приложения А.....	84
Приложение Б	96
Приложение В.....	99
Приложение Г	101
Приложение Д.....	107
Приложение Е	114

Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин является одним из наиболее сложных и трудоемких технических процессов в нефтегазовой отрасли, который связан с огромным числом рисков и прочих факторов, способных вызвать осложнения и/или аварии.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

Также в проект включены разделы «Финансовый менеджмент», в котором рассчитывается приблизительная стоимость строительства скважины, и «Социальная ответственность», описывающий вредные и опасные факторы производства, а также способы защиты персонала и окружающей среды от их негативного влияния.

Запроектированные технологические решения соответствуют современным нормам и правилам промышленной безопасности, а выбранные технические средства для реализации проекта будут в полном объеме соответствовать требованиям потенциальных заказчиков.

Специальная часть дипломного проекта содержит описание основных видов негерметичности обсадных колонн, а также методов их устранения. Выбранная тема является одной из наиболее актуальных на сегодняшний день.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1.1.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тундра
Заболоченность	Низкая
Административное - республика; - область (край)	расположение: РФ Иркутская область
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -10 +30 -50
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	186
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	124
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	-
Геодинамическая активность	Средняя



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.4.

Разрез скважины сложен породами мягкими, средне твердыми и твердыми горными породами, следовательно необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт 2760-2785 м сложен песчаниками, алевролитами, сланцами и аргиллитами.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 735-905 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 0,189 кгс/см² на м.

1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности, газоносности и водоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2, Б.3 (приложение Б).

Разрез представлен одним нефтеносными, четырьмя газоносными и шестью водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации газоносного интервала 2760-2785 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.5. приложения А.

В интервале 0-415 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины, в интервале 785-855 м – прихватоопасные зоны. Рекомендуется в данных интервалах спроектировать буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин, а также в состав бурового раствора включить высокоэффективные смазочные добавки.

В интервалах 415-2600 м, 1285-1300 м, 2170-2785 м и 2170-2785 м ожидаются нефтегазопроявления. Согласно геолого-техническим условиям, предполагаемые осложнения не требуют проведения дополнительных мероприятий по их ликвидации, поэтому достаточно поддерживать свойства бурового раствора в запроектированном диапазоне

1.5 Исследовательские работы

Характеристика исследовательских работ, проводимых в скважине представлена в таблице А.6 приложения А.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа профиля, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 700 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 35 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 35°. Руководствуясь этим, выбираем S-образный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице В.1 приложения В. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке В.1.

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Выбираем закрытый тип забоя скважины для избирательного вскрытия целевого пласта и предотвращения заколонных перетоков. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.1.

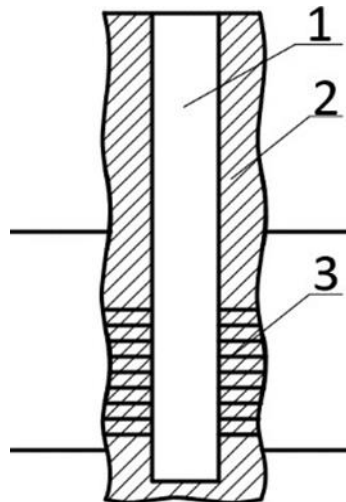


Рисунок 2.1 – Конструкция закрытого забоя:

1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

На рисунке 2.2 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного месторождения.

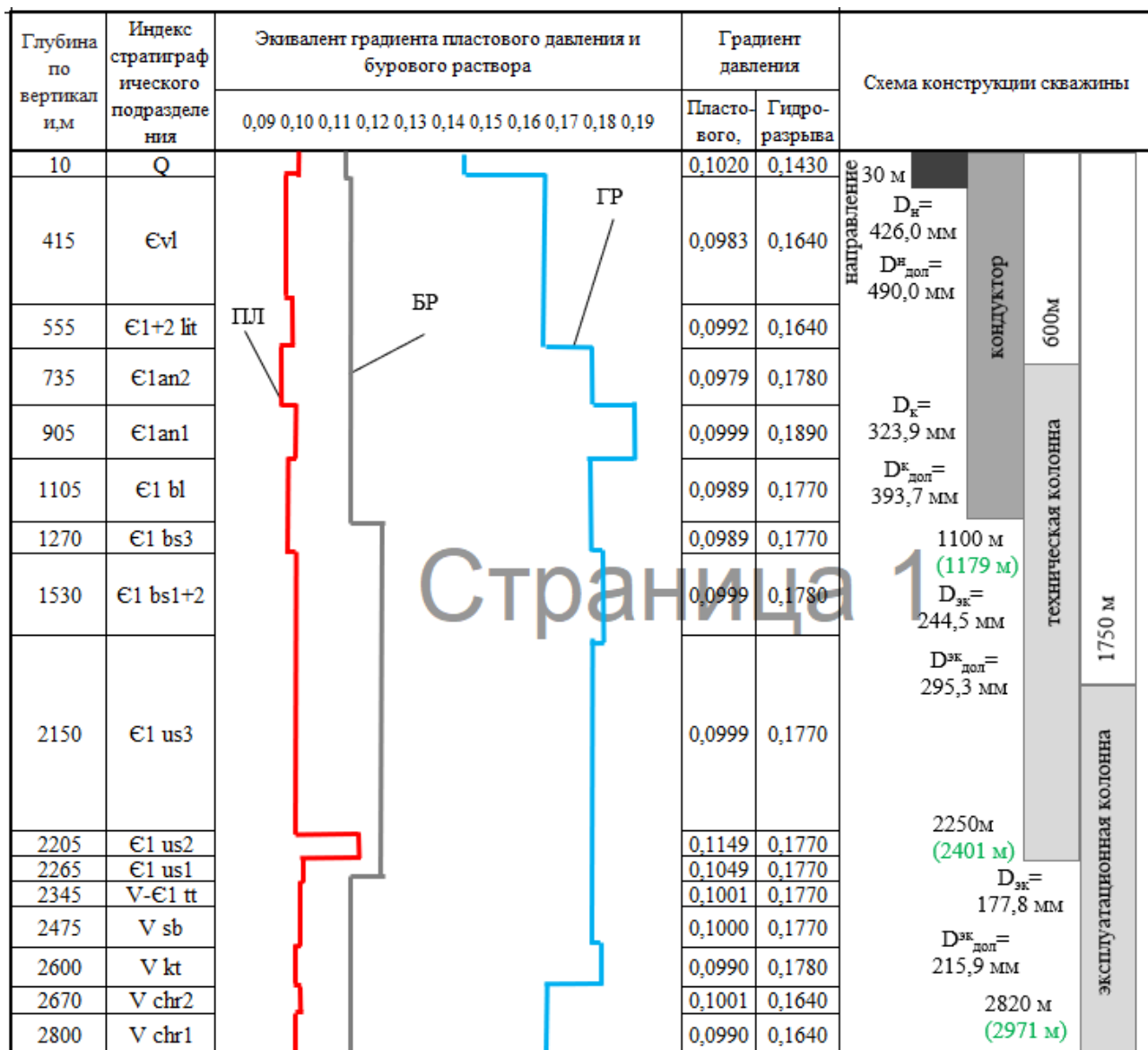


Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Но для перекрытия интервала возможных осложнений проектируем спуск промежуточной (технической) колонны на глубины 2250 м (2401 м).

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор.

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 10 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 30 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 2.1) и ожидаемых осложнений было принято решение спускать кондуктор на 1100 м (1179 м).

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	V chr1 (шамановский)	V chr (парфеновский)	Є1 us2 (осинский)	Є1 bs1+2 (атовский)
$L_{кр}$	2760	2650	2170	1285
$\Gamma_{пл}$	0,0999	0,1001	0,1149	0,0999
$\Gamma_{грп}$	0,177	0,178	0,178	0,189
$y=$	0,74	0,72	0,84	0,8
Расчетные значения				
$P_{пл}$	275,724	265,265	249,333	128,3715
$P_{гр}$	274,35	267	258,1	134,19
e^s	1,09	1,09	1,06	1,05
$P_{пл} / e_s$	252,09	244,17	234,70	122,60
$L_{конт\ min}$	1550	1500	1450	710
Требуемый запас	1,09	1,09	1,10	1,09
Принимаемая глубина	1550			

Промежуточную (техническую) колонну спускаем до глубины 2250 м (2401 м), для перекрытия интервалов возможных осложнений и водоносных горизонтов.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2820 м (2971 м).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Так как скважина газовая, то в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» принимаем следующие интервалы цементирования колонн [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 30 м и 0–1179 м соответственно;
- техническая колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 500 м: 679-2401 м.
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее чем на 500 м: 1901-2971 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх в программном продукте Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3]. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по	расчетная по стволу	запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	30	30	30	30	0-30	0-30	426	490
Кондуктор	1100	1100	1179	1179	0-1100	0-1179	323,9	393,7
Техническая колонна	2250	2250	2401	2401	600-2250	679-2401	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2820	2820	2971	2971	1750-2820	1901-2971	177,8	215,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При подборе колонной обвязки и противовыбросового оборудования необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (2.1)$$

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

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

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2.2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (2.3)$$

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

s – степень основания натурального логарифма

Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Значение параметра			
	Є1 bs1+2 (атовский)	Є1 us2 (осинский)	V chr (парфеновский)	V chr (шамановский)
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	12,85	24,93	26,55	27,6
Глубина залегания кровли ПП, м	1285	2170	2655	2760
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	11,6	20,8	21,96	22,53
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	12,76	22,88	24,15	24,79
Давление опрессовки колонны, МПа	14,04	25,17	26,57	27,26

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП6-350/80x35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа и параметров породоразрушающего инструмента, типов бурового раствора, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны выбирается способ бурения с применением винтового забойного двигателя для создания необходимой частоты обеспечения максимальной механической скорости. Данные по способам бурения предоставлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	30	Роторный
30	1179	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1179	2401	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2401	2971	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Проанализировав физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны, шарошечное долото для интервала бурения под направление и кондуктор. PDC долота для интервалов бурения под техническую и эксплуатационную колонну обеспечат максимальную механическую скорость бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристика долот и буровой головки приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра			
		0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Интервал, м		1	2	3	4
Шифр долота		Ш 490 С- ЦВ (115) Глубур	393,7 GRDP545	TD-295,3 SVD 616-X1. 1	TD-215,9 SVD 816-X1. 3
Тип долота		Шароше чное	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		С	С+СТ	С+СТ	СТ+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 177	3 152	3 117
	API	6 5/8 FH	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,64	0,64	0,64	0,35
Масса, кг		300	300	300	170
G , тс	Рекомендуемая	17-34	21-33	2-10	2-10
	Максимальная	34	33	14	12
n , об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	40-300	40-300
	Максимальная	600	300	300	300

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
	0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Интервал, м	0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Исходные данные				
D_{∂} , см	49	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, Т	34	33	14	12
Результаты проектирования				
$G_{дон}$, Т	27,2	26,4	11,2	9,6
$G_{проект}$, Т	6	4	11	9

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот необходимо произвести расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет производим по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_{\partial}}, \quad (2.4)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_{∂} – диаметр долота, м.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1], которые обеспечат требуемую линейную скорость долота, а также эффективность разрушения горных пород. Результаты представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета частоты вращения долота.

Параметр	Значение параметра			
	0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Интервал, м	0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Исходные данные				
V_l , м/с	2,2	1,5	1,4	1,2
D_{∂}	м	0,49	0,3937	0,2953
	мм	490	393,7	295,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	86	73	91	106
$n_{стат}$, об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200
$n_{проект}$, об/мин	60	100	100	140

где $n_{стат}$ – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;
 $n_{проект}$ – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{д}. \quad (2.5)$$

Требуемый крутящий момент, который должен развивать двигатель определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{yd} \cdot G_{oc}, \quad (2.6)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

M_{yd} – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{д} \quad (2.7)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{yd} = Q + 1,2 \cdot D_{д}, \quad (2.8)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 2.8 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра			
		2	3	4	5
1		0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Интервал, м		0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Исходные данные					
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
G_{oc} , кН		59	59	39	108

Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4	5
Q , Н·м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{з\partial}$, мм	-	315	236	173
M_p , Н·м	-	2110	4133	2528
M_o , Н·м	-	197	148	108
$M_{y\partial}$, Н·м/кН	-	49	37	27

Для интервала бурения 30–1179 метра (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС, который позволяет бурить интервалы с заданным углом, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-240РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну выбирается винтовой забойный двигатель МВР-176Т, благодаря которому будет обеспечена высокая механическая скорость проходки, а также момент для разрушения горной породы. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, Н·м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	30-1179; 1179-2401	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
МВР-176Т	2401-2971	176	8,6	1230	19-38	105-210	8,88	162

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны подбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Г.1 приложения Г.

В таблице Г.2 приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате и коэффициенты запаса прочности бурильных труб

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Сервисные услуги по сопровождению буровых растворов осуществляются компанией Schlumberger (M-I SWACO).

Направление

При бурении интервала под направление (0-30 м) выбираем бентонитовый буровой раствор. Верхняя часть разреза скважины представлена

слабосцементированными песками, глинами и песчаниками. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку.

Кондуктор

Интервал бурения под кондуктор (0-1179 м) сложен долеритами и каменной солью (Галит). Для его бурения выбираем соленасыщенный буровой раствор.

Соленасыщенные буровые растворы применяются при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых отложений. Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса.

Техническая колонна

Интервал бурения под техническую колонну (1179-2401 м) сложен долеритами и каменной солью. В интервале бурения под техническую колонну возможны размывы каменной соли и интенсивный намыв каверн в случае применения недонасыщенных жидкостей.

Подходит минерализованный буровой раствор, он позволит снизить влияние на солевой пласт, а также, зашламованность ствола скважины, также стоит добавить реагенты для снижения фильтроотдачи и для ликвидации поглощений и солесодержащий реагент для ликвидации промыва солевых отложений.

Эксплуатационная колонна

Интервал бурения эксплуатационной колонны (2401-2971 м) сложен песчаниками, аргиллитами,

Кроме того, в разрезе высокие забойные температуры. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет KCL/полимерный (биополимерный).

Биополимерный буровой раствор используется для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

В таблице 2.10 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 2.10 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см ³
0-30	1,17	0,3	30	1,18
30-1179	1,13	10,88	1100	1,14
1179-2401	1,09	25,85	2250	1,12
2401-2971	1,055	28,2	2820	1,1

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 2.11-2.13.

Таблица 2.11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-30.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
SODA ASH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
M-I GEL† SUPREME	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
M-I WATE	Регулирование плотности	164,9

Применение утяжелителя не требуется, так как буровой раствор обеспечивает необходимую плотность.

Таблица 2.12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов минерализованного раствора для бурения интервала 30-2401 м.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
SODA ASH	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
M-I GEL† SUPREME	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	80-100
POLYPAC- R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	3-5
POLYPAC† SUPREME UL	Регулятор фильтрации	8-10
ULTRAFREE-L	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
SALT(натрий хлор)	Предотвращение растворения солей	30
M-I WATE	Регулирование плотности	136,5
BUBBLE BUSTER	Предотвращение пенообразования	0,2

Таблица 2.13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов биополимерного раствора для бурения интервала 2401-2971 м.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
SODA ASH	Регулирование кислотности среды	2-2,1
DUO-TEC†	Придание раствору тиксотропных свойств,	3,4-3,6
K-52†	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30-50
POLYPAC† SUPREME UL	Регулятор фильтрации	16-18
SILDRIL-L	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
ULTRAFREE-L	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	40-52
Септор БДУ-500	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
BUBBLE BUSTER	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Технологические параметры используемых буровых растворов приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра			
	Бентонитовый	Минерализованный	Минерализованный	Биополимерный
Тип бурового раствора				
Плотность, г/см ³	1,18	1,14	1,12	1,1
СНС 10 сек/10 мин, дПа	-	24-90/36-135	24-90/36-135	30-40/40-70
Условная вязкость, с	30-40	25-60	25-60	40-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	-	3-5	3-5	< 6
рН	-	8-9	8-9	8-10
Сод. песка, %	< 2	< 0,5	< 0,5	< 0,5
ДНС, дПа	-	40-80	40-80	60-100
ПВ, сПз	-	10-25	10-25	10-15

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

В таблице Д.1 приложения Д представлены результаты проектирования расхода бурового раствора.

В таблице Д.2 приложения Д представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

В таблице Д.3 приложения Д представлены результаты расчета потребного количества хим. реагентов.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для поддержания требуемого расхода бурового раствора выбираем два трехпоршневых насоса УНБТ-950. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Д.4-Д.6 приложения Д соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/ м}^3$).

Согласно РД 39-00147001-767-2000[4], при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{\text{б.ж.}} = 1030 \text{ кг/ м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – 1450 кг/ м^3 .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – 1850 кг/ м^3 .

Таблица 2.15 – Интервалы цементированя тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементированя облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементированя тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-30	0-30
Кондуктор	0-1000	0-1079	1000-1100	1079-1179
Техническая колонна	600-2050	600-2201	2050-2250	2201-2401
Эксплуатационная колонна	1750-2620	1897-2771	2620-2820	2771-2971

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 2.16. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.3. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 2.16 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1750	2580	2810	2820
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,85	4,11	5,96	5,96
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	18,03	26,57	-	29,79

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 2.4.

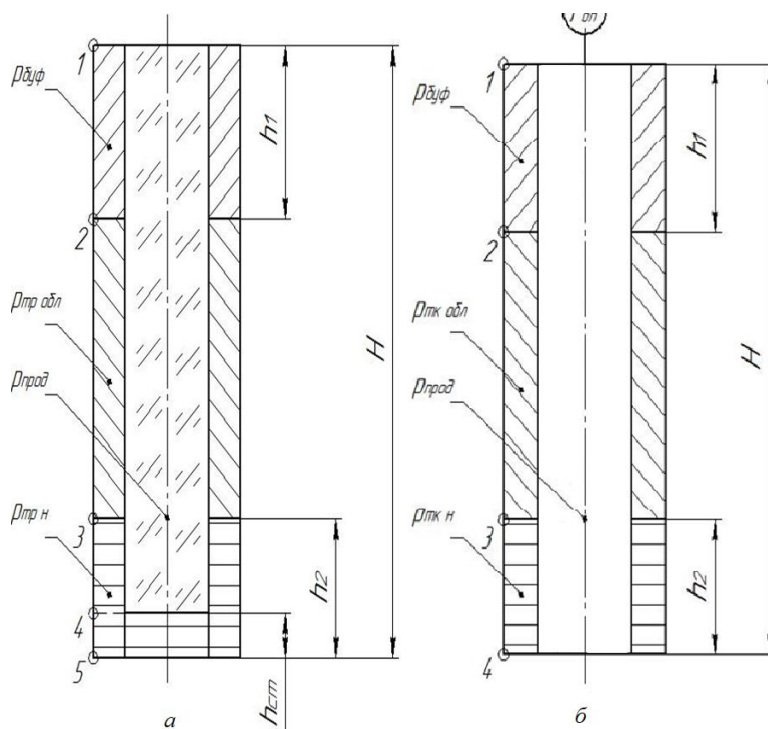


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении;
- б) в конце эксплуатации газовой скважины

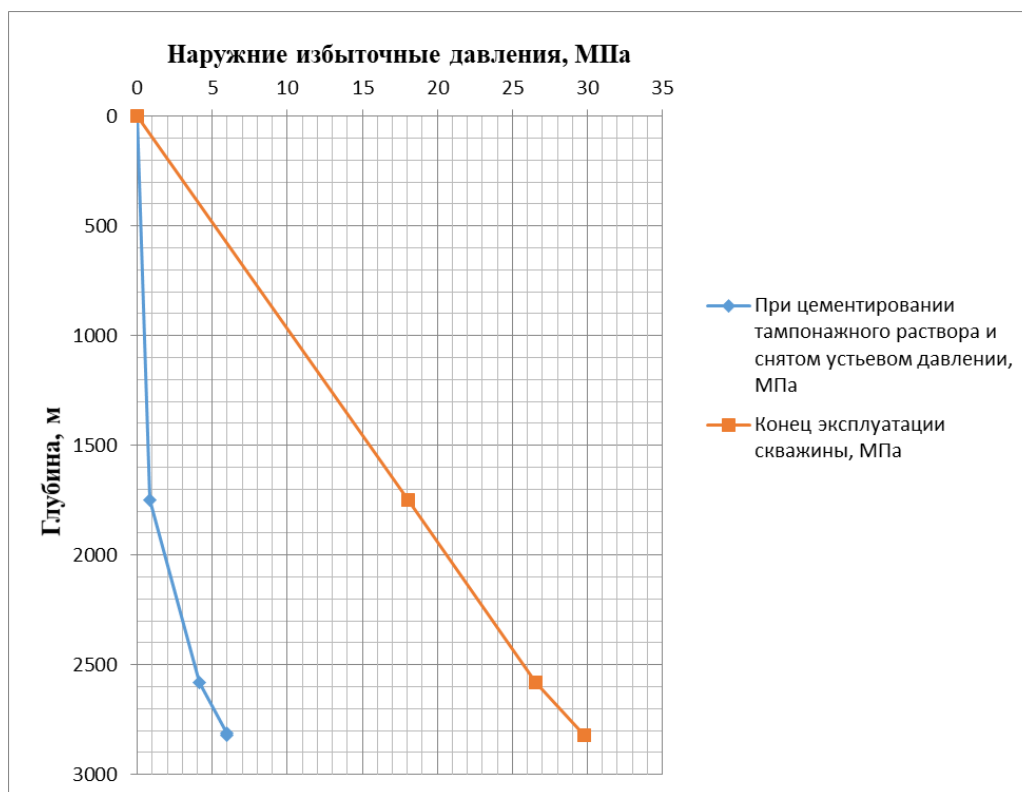


Рисунок 2.4 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.5. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 2.6.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Ехсел» и представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1750	2580	2810	2820
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	11,13	10,27	7	5,16	5,16
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	27,26	26,4	25,99	-	25,17

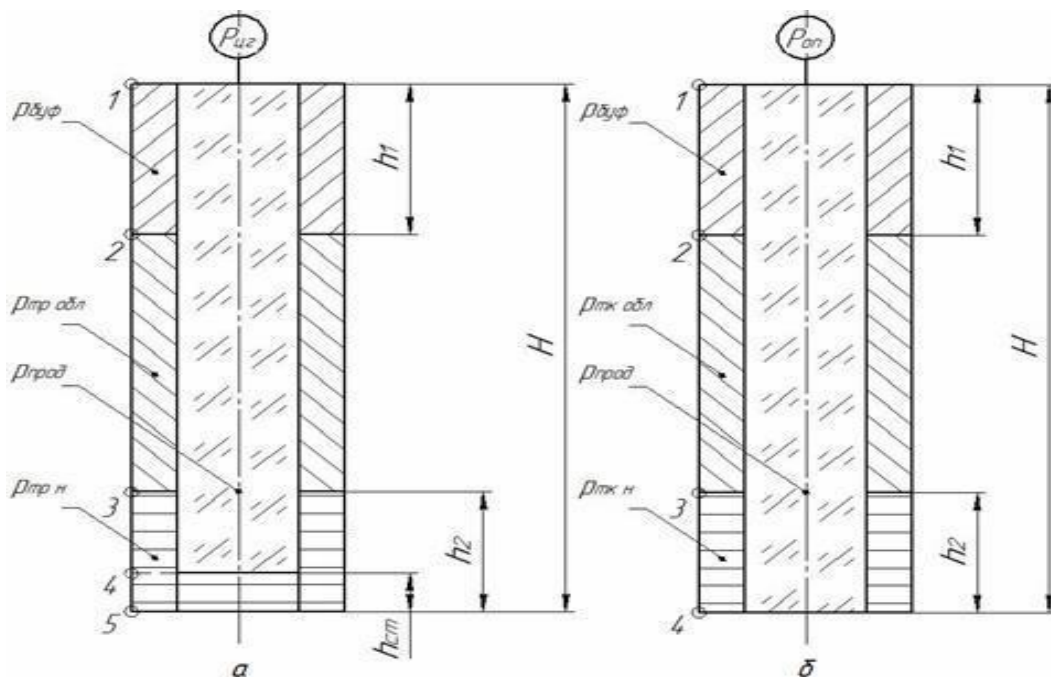


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

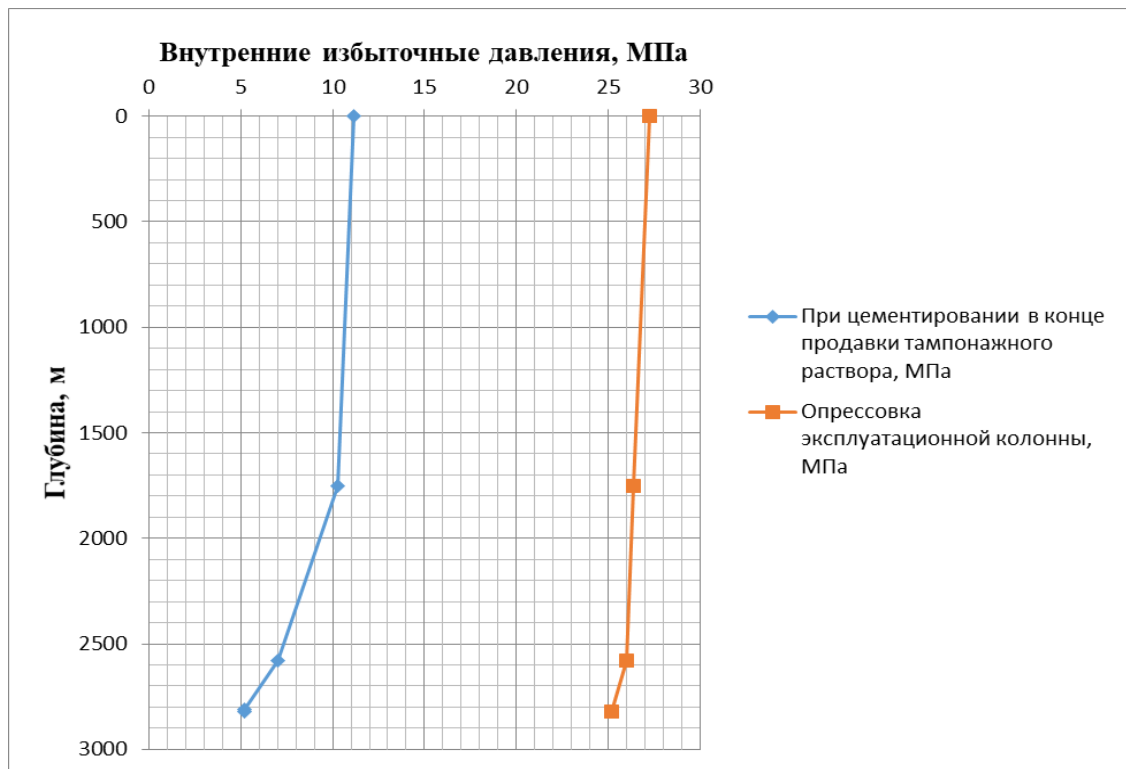


Рисунок 2.6 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	30	104,4	3132	3132	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	1179	67	78993	78993	0-1179
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	2401	47	112847	112847	0-2401
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	11,5	110	47	5170	127334,7	2861-2971
2	ОТТМ	Д	10,4	2861	42,7	122164,7		0-2861

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.10)$$

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

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

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (2.11)$$

$$P_{гс кп} = 35,78 \text{ МПа}$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{тр н}$, $\rho_{тр обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

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

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (2.12)$$

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 2971 = 3,86 \text{ МПа}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$35,78 + 3,86 \leq 0,95 \cdot 2971 \cdot 0,0164$$

$$39,64 \leq 46,28$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ-II-50 с водоцементным отношением $m_n = 0,48$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-III-Об(4-6)-50 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1,17$.

Расчеты объема тампонажных растворов, количества компонентов, формирующих их, проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»» [1]. Результаты расчета приведены в таблице 2.19.

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м^3 . В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1020 кг/м^3 [4].

Таблица 2.19 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,63	1,13	1050	1,13	МБП-СМ	1187
		4,50		2,25	МБП-МВ	4725
Продавочная жидкость	55,94		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	15,86		1400	13,31	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	22204
					НТФ	6,50
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,79		1820	3,14	ПЦТ-II-50	8718
					НТФ	1,96

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементировании скважины

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементирующих агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементировании скважины.

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится одна цементосмесительная машина для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементирующей техники представлена на рисунке 2.7.

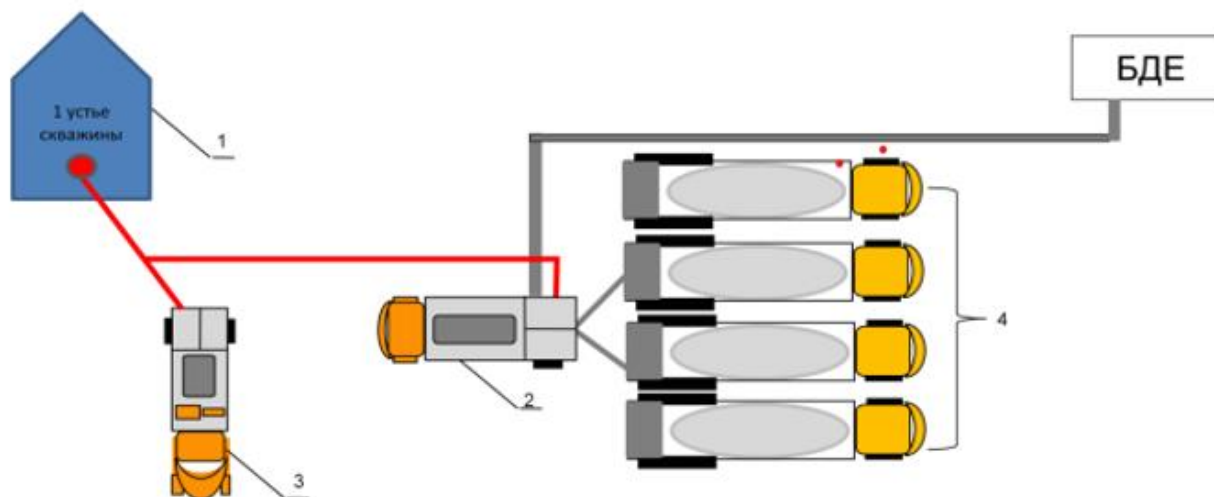


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Название колонны, $D_{ус}$, мм	Наименование, типоразмер, производитель	Интервал установки, м		Количество элементов в интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178	БКМ-178 «Нефтемаш»	2971	2971	1	1
	ЦКОДУ-178 «Нефтемаш»	2961	2961	1	1
	ЦПН 178/216 «Нефтемаш»	2401	2971	23	55
	ЦПН 178/245 «Нефтемаш»	1179	2401	32	
	ЦТГ 178/216 «Нефтемаш»	2401	2971	40	40
	ПРП-Ц-В 178 «Нефтемаш»	2961	2961	1	1

Продолжение таблицы 2.20

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178	ПРП-Ц-Н 178 «Нефтемаш»	2971	2971	1	1
Техническая колонна, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	2401	2401	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	2391	2391	1	1
	ПЦ 245/324 «Нефтемаш»	30	1179	22	58
	ЦПН 245/295 «Нефтемаш»	1179	2401	36	
	ПРП-Ц-245 «Нефтемаш»	2400	2400	1	1
	ПРП-Ц-Н-245 «Нефтемаш»	2401	2401	1	1
Кондуктор, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	1179	1179	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	1169	1169	1	1
	ЦТГ-324/394 «Нефтемаш»	0	1179	52	52
	ПРП-Ц-324 «Нефтемаш»	1178	1178	1	1
	ПРП-Ц-Н-324 «Нефтемаш»	1169	1169	1	1
Направление, 426	БКМ-426 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦКОДМ-426 «Нефтемаш»	20	20	1	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия КС1.

Плотность жидкости глушения определяется для нефтяного пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.13.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (2.13)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,01 \cdot 2760}{9,81 \cdot 2760} = 1070 \text{ кг/м}^3$$

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.14.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}), \quad (2.14)$$

где $V_{вн}^{168,3}$ – внутренний объём 1 секции ЭК;

$V_{вн}^{139,7}$ – внутренний объём 2 секции ЭК.

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,026 \cdot 2861 + 0,024 \cdot 110) = 120,99 \text{ м}^3.$$

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

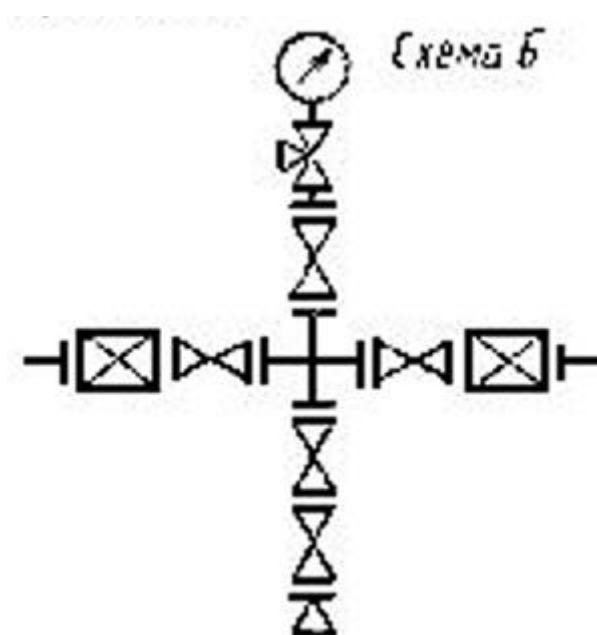


Рисунок 2.8 – Арматура фонтанная АФ6-80/65х35

2.4.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию. В соответствии с ТЗ принимаем тип перфоратора – гидropескоструйный.

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

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы предоставлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
25	НКТ	Кумулятивная	Скорпион-114	20	12

2.4.4.4. Выбор пластоиспытателя

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют

пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИ 3-146**.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ – 3000 ЭУК-1М.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ – 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны с учетом веса СВП, тс (Q _{бк})	102,8	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	120 > 102,8
Максимальный вес обсадной колонны с учетом веса СВП, тс (Q _{об})	127,3	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 127,3
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	165,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/165,55 = 1,2 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

3.1 Понятие негерметичности обсадных колонн

Негерметичность обсадных колонн состоит в изоляции сквозных участках обсадных труб и повторной герметизации их соединительных узлов (резьбовых соединений, стыковочных устройств, муфт ступенчатого цементирования) [5].

3.2 Причины возникновения негерметичности обсадной колонны

Существуют различные причины, приводящие к разгерметизации.

Вот некоторые из них [7]:

- разрыв, возникающий по причине сильного давления;
- ошибки, допущенные при свинчивании, приводят к утечкам по резьбе;
- коррозия НКТ;
- наличие монтажных и ремонтных отверстий.

Анализируя причины можно прийти к следующему выводу: утечка происходит в большинстве случаев через резьбовые соединения [7].

3.3 Условия работы при ремонте обсадных колонн на газовых скважинах

На сегодняшний день имеющаяся глубина скважины в нашей стране приблизилась к отметке 5000-7000 м. Данные параметры напрямую влияют на осевые нагрузки в обсадных трубах [8].

На обсадные трубы в скважине действуют следующие нагрузки [6]:

- 1) влияние веса конструкции на ее растяжение;
- 2) процесс сжатия при частичной загрузке;
- 3) влияние горных пород на давление;

4) большое давление внутри конструкции по причине цементирования;
5) трение, дополнительные осевые нагрузки в момент установки (вкручивания);

б) влияние температурных нагрузок в процессе эксплуатации конструкции.

Существуют также и дополнительные причины, вызывающие напряжение;

3) деформация конструкции при неправильном бурении скважины.

Предусмотреть все моменты заранее не представляется возможным, по такой причине вводится коэффициент запаса прочности [7].

При спуске обсадной колонны на клиньях производят проверку в обязательном порядке на процент смятия.

Ошибочным является мнение, что увеличение толщины стенки промежуточных труб сможет защитить от разгерметизации.

3.4 Методы устранения негерметичности обсадных колонн на газовых скважинах

Для исправления *негерметичности обсадной колонны* используются тампонирующие составы и металлические пластыри.

Важным моментом при возникновении негерметичности является устранение излишнего давления в цементировочной головке.

Данная операция эффективно и оперативно восстанавливает герметичность.

Если интервал *негерметичности обсадной колонны* не определен, применяется метод тампонирования под давлением с постоянной прокачкой тампонирующей смеси в затрубном пространстве.

Метод тампонирования применяется при неустановленном интервале.

Цементирование под давлением. Данный метод является одним из самых распространенных и действенных. Происходит проникновение раствора в негерметичное пространство, и спрессовка после схватывания [7].

Использование предлагаемого способа позволяет ликвидировать *негерметичность обсадной колонны скважины* и, как следствие, устранить межколонные давления и утечки углеводородов в сопредельные с пластом-коллектором геологические горизонты.

Гофрированные пластыри. Использование труб со сварными швами в отличие от резьбовых исключает возникновение *негерметичности обсадных колонн*, межколонных проявлений и грифонообразования, что важно при монтаже нефтегазовых и газоконденсатных скважин с большим пластовым давлением.

Суть в том, что негерметичный участок изнутри прикрывается гофрой, как пластырем.

Характерные недочеты современных методов устранения негерметичности обсадных колонн удастся устранить с помощью применения вязкоупругого материала в качестве изоляционного покрытия, свойства и использование которого учитываются при цементировании и очистке ствола скважины.

Водонефтяные эмульсии разных горизонтов могут быть смешаны и в эксплуатационной скважине из-за негерметичности обсадной колонны, и во время транспортировки продукта к площадке его подготовки.

Исследования скважин при помощи термометров применяются в основном для определения положения участков *негерметичности обсадной колонны*. В случае негерметичности труб обсадной колонны при изливе скважин напротив участков негерметичности будут получены температурные аномалии.

Проведенные исследования определили технологическую и экономическую эффективность ОГР в устранении негерметичности обсадных колонн и изоляционных зон поглощения.

Пакеры для ремонта скважин типа ПРС применяют в случае *негерметичности обсадной колонны*.

Технические причины:

- авария с подземным оборудованием и отсутствие возможности ее устранения,
- большая обводненность продукции;
- *негерметичность обсадной колонны*;
- некачественное цементное кольцо и как следствие переток флюида из водонасыщенного пласта.

Данная технология предназначена для увеличения эффективности и сокращения времени, необходимого для ремонта и изоляции коллекторов, сложенных водоносными песчаниками, за счет обеспечения непроницаемой блокировки в месте *негерметичности обсадных колонн*.

Ремонт с помощью гофрированных стальных пластырей. Метод ремонта обсадных колонн стальными гофрированными пластырями и комплекс устройств для его реализации необходимы для перекрытия перфорационных отверстий и устранения *негерметичности обсадных колонн* в виде трещин и местной коррозии или негерметичности муфты [9].

Технические факторы связаны с возникновением канала между цементным камнем и обсадными трубами из-за их деформации при снятии внутреннего избыточного давления, а также с *негерметичностью обсадной колонны* и эксцентричным ее положением в стволе.

Считаем также, что руководитель уже выразил свое мнение по вышеперечисленным критериям, которое будет использоваться для оценки сложных вариантов ГИС для определения *негерметичности обсадных колонн* и НКТ и способен оценить их на основе данных аспектов.

Поршневание (свабирование) - наиболее эффективная форма разработки скважин, при которой возможно проведение гидродинамических исследований скважин (в комплексе с изучением пласта) и установление *негерметичности обсадной колонны*. Используют два типа сваб: самоуплотняющиеся и щелевые.

Свабирование может быть выполнено путем перемещения отсеченного столба жидкости до устья скважины с помощью сваба и в режиме работы глубинного насоса, а кроме того, сочетанием этих методов.

При планировании программ работ по снижению количества скважин на каком-либо месторождении важно провести четкое разграничение между факторами, вызывающими осложнения, связанные с перетоком флюидов по заколонному пространству и *негерметичностью обсадных колонн*.

При первичном цементировании, прежде всего в наклонно-направленных скважинах, по некоторым техническим, технологическим и организационным причинам, за колонной наблюдается неподъем цементного раствора до ожидаемой высоты, наблюдаются *негерметичность обсадных колонн*, оставление цементного раствора в колонне и т.д.

По ряду причин при проводке глубоких скважин требуется установка цементных мостов. Эта работа является дорогостоящей и трудоемкой, так как ухудшаются технико-экономические характеристики бурения скважин и продлевается период их строительства.

Успех и результаты ремонтных работ напрямую связаны с качеством подготовительной работы в скважине, которое включает в себя следующее:

- шаблонирование обсадной колонны;
- промывку скважины;
- обследование (поиск места) *негерметичности обсадной колонны*;
- очистку внутренней поверхности обсадной колонны в интервале ремонта;
- поинтервальную опрессовку обсадной колонны.

Анализ показывает, что большинство осложнений связано с утечкой. Как правило, из 200 скважин, расположенных в фонде, в 100 обнаружены утечки в корпусе. Изучение причин утечек в колоннах показало, что в большинстве случаев осложнения связаны с утечками в соединениях резьбы.

Коррозионные испытания колонн проводятся с целью оценки их коррозионного состояния, определения параметров электрохимической защиты,

определения причин утечек в колоннах при эксплуатации и контроля безопасности.

Они описывают методологию и технологию использования полимерных композитных систем при вскрытии и разделении пластов, комплексное воздействие на забой скважины, заглушении газовых скважин перед проведением геолого-технических мероприятий, изоляцию водозаборов и устранение течет в подкладке нитей. Приведены характеристики исходных материалов и состав композиционных систем, их геологические свойства и неравновесные эффекты. Разрабатывают технологию приготовления полимерных композиций.

Растворы пеноцемента используются для ограничения потока воды в скважины, фиксации призабойной зоны пласта, отключения верхнего заливаемого интервала фильтра и пласта, устранения утечки цементного кольца и даже устранения утечки в обсадной колонне из-за ее поломки.

Гипс оседает в скважинах, в результате реакции хлоридов кальция в пластовых водах с сульфатами в воде, которые попадают в добывающие скважины вследствие утечек в обсадных колоннах.

Заключение:

Управление целостностью ствола скважины для газовых скважин играет жизненно важную роль на протяжении всего типичного срока службы скважины.

Утечки обсадных колонн в газодобывающих скважинах существенно влияют на их мелководный горизонт, окружающую среду и ресурсы пресной воды. Кроме того, утечки в скважинных обсадных колоннах могут привести к просачиванию токсичных газов в зоны пресной воды и на поверхность через кольцевые кольца обсадных колонн.

Прогнозирование таких утечек и упреждающие меры по их предотвращению помогут устранить их последствия и, в свою очередь, лучше защитить окружающую среду.

Особенно важной является разработка эффективной, надежной и точной модели прогнозирования скорости коррозии металлической обсадной колонны с использованием методов искусственного интеллекта (ИИ).

Использование было бы весьма экономично с точки зрения сокращения числа последовательных обследований и проводимых экспериментов. Тем более, что новшество может быть использовано без использования двигателя искусственного интеллекта. Разрабатываемая модель и эмпирическая корреляция очень перспективны и могут служить удобным инструментом для инженеров -коррозиов, стремящихся определить скорость коррозии без обучения модели искусственного интеллекта.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «Нафтагаз-Бурение»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «Нафтагаз-Бурение» – буровое предприятие компании «НафтаГаз», выполняющее полный спектр работ по бурению нефтяных и газовых скважин глубиной до 6 500 м всех назначений и любой сложности. Основные регионы присутствия – ЯНАО, ХМАО, Тюменская и Томская области. В 2017 году пробурен первый миллион метров с начала деятельности и более 600 000 метров за календарный год. «НГ-Бурение» имеет развитые производственные мощности и современную технологическую базу в городах Ноябрьске и Муравленко Ямало-Ненецкого автономного округа [8].

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

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

1. Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
2. Подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
3. Подразделение главного геолога;
4. Подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
5. Подразделение заместителя генерального директора по строительству;
6. Подразделение заместителя генерального директора по МТО;

7. Подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;

8. Подразделение заместителя генерального директора по бурению;

9. Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;

10. Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

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

– Главное управление добычи нефти и газа;

– Управление по подготовке нефти и газа;

– Управление поддержания пластового давления (ППД);

– Управление эксплуатации трубопроводов.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

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

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 3000 ЭУК-1М.

В вышкомонтажные работы включается нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока (64,0 часа), на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 часа), на сборку вышки (305,5 часов),

на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений (219,8 часов), на сборку оснований насосного блока (258,0 часов), на монтаж буровой установки (79,6 часов). Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1080 часа или 45 суток [1].

$$T_{\text{ВМ}}=64,0+153,1+305,5+219,8+258,0+79,6=1080 \text{ часов}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 96 часов или 4 суток [2].

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [2].

При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Учитывается время затраченное на все осуществляемые технологические операции и их составляющие, например, спускоподъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (1):

$$T_{\text{Б1}} = T_{\text{Б1}} * h, \quad (4.1)$$

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

h – величина нормативной пачки, м.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (4.2) и (4.3):

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} T_{1\text{СВ}})}{60}, \quad (4.2)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{N_{\text{ПОД}} * T_{1\text{СВ}}}{60}, \quad (4.3)$$

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

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

$T_{1\text{СВ}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице Е.1 приложения Е.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_{\text{Мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}} = \frac{3689,1}{224,6} = 16,42 \frac{\text{м}}{\text{ч}}. \quad (4.4)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.5):

$$V_{\text{Мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}} + t_{\text{СПО}}} = \frac{3689,1}{224,6 + 16,44} = 15,3 \frac{\text{м}}{\text{ч}}. \quad (4.5)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (4.6):

$$V_{\text{Мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3689,1 \times 720}{543} = 4891,5 \frac{\text{м}}{\text{ст.мес}}. \quad (4.6)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (4.7):

$$V_{\text{Мех}} = \frac{H}{\tau} = \frac{3552}{4} = 888 \text{ м}. \quad (4.7)$$

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает 30 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 30 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала. Количество работников вахт и обслуживающего персонала приведено таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Состав буровой бригады

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
Электромонтер 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Вышкомонтажные работы, согласно нормативной карте, составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 543 часа или 22,6 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 4.2.

Вид работ	Сутки	Месяцы					
		1	2	3	4	5	6
1. Вышкомонтаж	45	■					
2. Бурение	22,6		■				
3. Испытание	10,4			■			

Рисунок 4.2 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [3], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [4] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ. Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах Е.2 и Е.3 приложения Е.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на декабрь 2020 года 222,89 [5].

Сводная смета на строительство скважины представлена в таблице Е.4 приложения Е.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{301\,694\,981 - 10\,149\,070}{3698,1} = 79\,030 \frac{\text{руб}}{\text{м}}. \quad (4.8)$$

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

$П$ – плановые накопления, руб;

H -длина ствола скважины, м.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [1].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [19].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. 89 Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [20].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [21]. Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [22].

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ						Нормативные документы
	Эксплуатация бурового оборудования	Механическое бурение	Спуско-подъемные операции.	Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование	Приготовление и обработка технологических жидкостей	Освоение скважины	
1. Неудовлетворительный микроклимат.	+	+	+	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [5]
2. Повышенные запыленность и загазованность.		+	+	+	+		ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [6]
3. Повышенные уровни шума и вибрации.	+	+	+	+		+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [7]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	+		+		ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [2] СНиП 2.04.05-91 [4]
5. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	+	+	+	+	+	+	ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [8]
6. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	+	+	+		+		Приказ от 12.03.2013 г. №101 Р 3.5.2.2487—09

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
7. Поражение электрическим током;	+	+	+			+	+
8. Расположение рабочего места на значительной высоте	+	+	+				РД 10-525-03 ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [12] РД 34.21.122-87
9. Пожаровзрывоопасность.	+	+	+	+	+	+	ПП РФ №316 [13] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [14]

5.2.1 Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по защите персонала от их действия

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона Иркутской области II (III), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [5]. Нормы приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [6] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [7]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [2] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [4]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [8].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНГП) и приведены в таблице 1.4 [9].

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп согласно СП 52.13330.2011 [3].

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [10].

5.2.2 Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

При бурении наклонно-направленных скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора, включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП, а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [11].

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько видов электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой

отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Непосредственными признаками электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам, контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением; - нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно-монтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электрического тока.

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

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [12];

- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте

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

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

Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;

- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [13].

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

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [14]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 5.5 [15].

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами.	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары.	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой.
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3
Недра	Некомплексное изучение недр.	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.	Организация рудных отвалов и складов.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных га-зов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.).	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками.	Оборудование скважин оголовками.
	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно- геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках.

5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

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

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы [16]:

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

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [17].

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

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;

- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе бурения, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного

инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины.

Основные причины, по которым возникают открытые фонтаны:

1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

2) некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;

3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;

4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях;

5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

6) неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жидкости, а также использование жидкостей низкого качества: плохо глинизирующие пласты, легко насыщающиеся газом и трудно освобождающиеся от него;

7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;

8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости);

9) снижение давления на вскрытие скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме бурильной колонны (в случае поршневания);

10) непринятие своевременных мер при ГНВП для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с ГНВП, обучение буровой бригады.

Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана – отсекаателя, а под ведущей трубой шарового клапана. При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно долиняться при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора, долитого в скважину. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

Действия буровой бригады при ГНВП в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [18]:

1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
2. загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
3. оповестить руководство предприятия о ГНВП; 4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

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

2. глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

Выводы по разделу:

В разделе «Социальная ответственность» для анализа производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях были выделены основные вредные и опасные производственные факторы, определены наиболее часто встречающиеся чрезвычайные ситуации и рассмотрено негативное влияние процесса бурения скважин на экологию. Определены мероприятия, которые следует предпринять для предотвращения негативного влияния данных факторов на персонал и экологическую обстановку.

На основании нормативных документов были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Заключение

Выпускная квалификационная работа состоит из четырех частей: геологической, технологической, специальной, раздела «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены географо-экономическая характеристика района работ, условия бурения, газонефтеводоносность, возможные осложнения и исследовательские работы.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В специальной части приведено описание основных видов негерметичности обсадных колонн, а также методов их устранения.

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

В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. Решение проблемы герметичности и надежности обсадных колонн [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://naukarus.com/reshenie-problemy-germetichnosti-i-nadezhnosti-obsadnyh-kolonn-v-poryadke-obsuzhdeniya> (дата обращения: 20.05.2021).
6. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.ngpedia.ru/id182389p1.html> (дата обращения: 20.05.2021).
7. Устранение негерметичности обсадной колонны [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://oilloot.ru/o-sajte/206-ustranenie-negermetichnosti-obsadnoj-kolonny> (дата обращения: 20.05.2021).
8. Система ликвидации негерметичности обсадных колонн [Электронный ресурс] Режим доступа: https://yandex.ru/patents/doc/RU2635805C1_20171116 (дата обращения: 20.05.2021).

9. Буровые установки и их узлы [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141526-ustranenie-negermetichnosti-obsadnykh-kolonn/mr/> (дата обращения: 20.05.2021).
10. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/ussr_13204.htm (дата обращения: 20.05.2021).
12. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
13. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года —О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1.
14. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2020 года».
15. Научно- технический вестник ОАО «НК» Роснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf (дата обращения 23.05.21).
16. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021).
17. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
20. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
21. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

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

24. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».

25. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.

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

27. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

28. ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

29. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

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

31. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".

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

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

34. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

35. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».
36. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
37. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда

Приложения А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол, град.	азимут, град	
0	10	четвертичная система	Q	до 5-10		2-3
10	415	верхоленская свита	Єv1	до 5-10		1,5
415	555	литвинцевская свита	Є ₁₊₂ lit	до 5-10		1,15
555	735	верхнеангарская свита	Є _{1an2}	до 5-10		1,1
735	905	нижнеангарская свита	Є _{1an1}	до 5-10		1,1
905	1105	булайская свита	Є ₁ bl	до 5-10		1,1
1105	1270	верхнебельская свита	Є ₁ bs ₃	до 5-10		1,4
1270	1530	нижне-среднебельская свита	Є ₁ bs ₁₊₂	до 5-10		1,1
1530	2150	верхнеусольская свита	Є ₁ us ₃	до 5-10		1,4
2150	2205	среднеусольская свита	Є ₁ us ₂	до 5		1,4
2205	2265	нижнеусольская свита	Є ₁ us ₁	до 5		1,4
2265	2345	тэтэрская свита	V-Є ₁ tt	до 5		1,1
2345	2475	собинская свита	V sb	гор-но		1,1
2475	2600	катангская свита	V kt	гор-но		1,15
2600	2670	верхнечорская свита	V chr ₂	гор-но		1,15
2670	2800	нижнечорская свита	V chr ₁	гор-но		1,15

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от	до	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	10	глины пески галечник гравий	100	Песчано-глинисто-щебенистые и гравийно-галечниковые отложения
Єv1	10	415	песчаники известняки мергели аргиллиты алевролиты	60 10 10 10 10	Песчаники известковистые, известняки, аргиллиты, слюдистые алевролиты, мергели
Є1+2 lit	415	555	доломиты ангидриты аргиллиты каменные соли	50 20 20 10	Доломиты и доломито-ангидриты, местами окремненные или кавернозные, с прослоями ангидритов, аргиллитов, карбонатных брекчий с подчиненными прослоями каменных солей.
Є1an2	555	735	каменные соли ангидриты доломиты	50 15 35	Преобладают каменные соли, чередующиеся с ангидрито-доломитами и доломитами

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є1an1	735	785	доломиты ангидриты известняки каменные соли аргиллиты	35 5 15 30 15	Доломиты, ангидрито-доломиты, ангидриты, известковистые доломиты, известняки, каменная соль, аргиллиты, гипсы
Є1an1 бильчирский	785	855	доломиты каменные соли гипсы	70 15 15	Доломиты с прослоями каменной соли и гипсов
Є1an1	855	905	доломиты ангидриты известняк каменные соли аргиллиты	35 5 15 30 15	Доломиты, ангидрито-доломиты, ангидриты, известковистые доломиты, известняки, каменная соль, аргиллиты, гипсы
Є1 b1	905	975	доломиты ангидриты	90 10	Доломиты, доломито-ангидритов, глинистые доломиты, известковистые доломиты
Є1 b1 биркинский	975	1055	доломиты	100	Доломиты, глинистые доломиты
Є1 b1	1055	1105	доломиты ангидриты	90 10	Доломиты, доломито-ангидритов, глинистые доломиты, известковистые доломиты
Є1 bs3	1105	1270	каменные соли доломиты аргиллиты песчаники	30 50 10 10	Каменная соль, доломиты, доломито-ангидриты прослой аргиллитов и песчаников

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є1 bs1+2	1270	1355	доломиты известняки	70 30	Доломиты с редкими прослоями ангидрито-доломитов, известняков
Є1 bs1+2 атовский	1355	1470	известняки доломиты ангидриты песчаники	15 55 15 15	Известняки, доломиты, доломито-ангидриты, ангидриты, песчаники
Є1 bs1+2 христоф- й	1470	1530	доломиты известняки ангидриты	50 40 10	Доломиты, известняки, доломито-ангидриты и ангидрито-доломиты
Є1 us3	1530	1565	каменные соли доломиты известняки	40 30 30	Каменная соль, доломиты, глинистые доломиты, доломито-ангидриты, известняки
Є1 us3 балыхтин с-й	1565	1575	известняки доломиты ангидриты	40 50 10	Известняки, доломиты засоленные, кавернозные, ангидриты соли в нижней части
Є1 us3	1575	2150	каменные соли доломиты известняки	40 30 30	Каменная соль, доломиты глинистые доломиты, доломито-ангидритов, прослои известняков.
Є1 us2 осинский	2150	2205	доломиты ангидриты	95 5	Доломиты, ангидрито-доломиты нередко кавернозные
Є1 us1	2205	2265	доломиты каменные соли	90 10	Каменная соль, доломиты, глинистые доломиты, ангидритизированные доломиты
V-Є1 tt усть- кутский	2265	2345	доломиты ангидриты	90 10	Доломиты, с подчиненными прослоями ангидритов, ангидрито-доломитов и глинистых доломитов

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
V sb	2345	2475	доломиты ангидриты	75 25	Доломиты, глинистые доломиты доломито-ангидриты, ангидриты.
V kt	2475	2600	доломиты ангидриты	80 20	Доломиты, глинистые доломито-ангидриты, ангидриты
Vchr2	2600	2655	аргиллиты алевролиты	50 50	Аргиллиты, алевролиты
Vchr2 парфенов ский	2655	2670	песчаники	100	Песчаники кварцевые, разномерные
V chr1	2670	2800	песчаники алевролиты сланцы аргиллиты	30 15 15 25	Песчаники, алевролиты, аргиллиты и глинистыми сланцами.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мдарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Соленость, %	Твердость	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	10	глины	2,4	0,16	0,01	0	0,5	0	1-4	2-5	М
			пески									
			галечник									
			гравий									
Єv1	10	415	песчаники	2,5	0,1	0,001	-	0,1	0	3-5	3-5	С
			известняки	2,6								С
			мергели	2,67								СТ
			аргиллиты	2,73								СТ
			алевролиты	2,65								С
Є1+2 lit	415	555	доломиты	2,74	0,29	-	-	-	-	4-7	3-5	СТ
			ангидриты	2,4	-	-	-	-	М			
			аргиллиты	2,73	-	-	-	-	СТ			
			каменные соли	2,2-2,3	-	-	-	-	100			М
Є1an2	555	735	каменные соли	2,2-2,3	-	-	-	-	100	2-5	1-4	М
			ангидриты	2,4	0,31	-	0	30,3	0			М
			доломиты	2,78	0,29	2,15	1,7	63,4	9			СТ
Є1an1	735	785	доломиты	2,78	0,29	2,15	1,7	63,4	9	2-5	1-4	СТ
			ангидриты	2,4	0,31	-	0	30,3	0			М
			известняки	2,68	0,14	-	23,3	92,1	-			СТ
			каменные соли	2,2-2,3	-	-	-	-	100			М
			аргиллиты	2,73	-	-	-	-	-			СТ
Є1an1 бильчирский	785	855	доломиты	2,78	0,29	2,15	1,7	63,4	9	3-5	3-4	СТ
			каменные соли	2,2-2,3	-	-	-	-	100			М
			гипсы	2,3	-	-	-	-	-			М

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Є1 an1	855	905	доломиты	2,78	0,29	2,15	1,7	63,4	9	3-5	3-4	СТ
			ангидриты	2,4	0,31	-	0	30,3	0			М
			известняк и	2,68	0,14	-	23,3	92,1	-			СТ
			каменные соли	2,2-2,3	-	-	-	-	100			М
			аргиллиты	2,73	-	-	-	-	-			СТ
Є1 bl	905	975	доломиты	2,76	0,12	21,5	6,7	97,9	-	3-5	3-4	СТ
			ангидриты	2,45	0,31	-	0	30,3	0			М
Є1 bl биркинский	975	1055	доломиты	2,76	0,12	21,5	6,7	97,9	-	3-5	3-4	СТ
Є1 bl	1055	1105	доломиты	2,76	0,12	21,5	6,7	97,9	-	3-5	3-4	СТ
			ангидриты	2,45	0,31	-	0	30,3	0			М
Є1 bs3	1105	1270	каменные соли	2,2-2,3	-	-	-	-	100	2-5	1-4	М
			доломиты	2,76	0,12	21,5	6,7	97,9	-			Т
			аргиллиты	2,73	-	-	-	-	-			СТ
			песчаники	2,6	-	-	-	-	-			С
Є1 bs1+2	1270	1355	доломиты	2,76	0,12	21,5	6,7	97,9	-	2-5	1-4	Т
			известняки	2,68	0,14	-	23,3	92,1	-			СТ
Є1 bs1+2 атовский	1355	1470	известняки	2,68	0,14	-	23,3	92,1	-	3-5	3-4	СТ
			доломиты	2,78	1,86	0,72	2,1	83	12			Т
			ангидриты	2,5	0,31	-	0	30,3	0			С
			песчаники	2,6	-	-	-	-	-			С
Є1 bs1+2 христоф-й	1470	1530	доломиты	2,78	1,86	0,72	2,1	83	12	3-5	3-4	Т
			известняки	2,68	0,14	-	23,3	92,1	-			СТ
			ангидриты	2,5	0,31	-	0	30,3	0			С
Є1 us3	1530	1565	каменные соли	2,3	-	-	-	-	100	2-5	1-4	М
			доломиты	2,67	4,34	3,07	6,7	75	12			СТ
			известняки	2,64	3,55	76,3	2,6	93,8	9			СТ

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
V-Є1 tt усть- кутский	2265	234	доломиты	2,81	1,2	0,01	6,7	39,6	-	3-6	3-4	Т
		5	ангидриты	2,91	147	0,02	0,7	10	-			Т
V sb	2345	247	доломиты	2,79	1,98	0,63	6,8	64,2	-	3-6	3-4	Т
		5	ангидриты	2,91	1,47	0,29	0,7	10	-			Т
V kt	2475	260	доломиты	2,73	2,66	1,71	9,5	56	-	3-6	3-4	Т
		0	ангидриты	2,91	1,47	0,29	0,7	10	-			Т
Vchr2	2600	265	аргиллиты	2,73	1,38	0,56	0,9	24,5	-	4-7	3-4	Т
		5	алевролиты	2,65	2,74	0,38	3,4	66,2	-			СТ
Vchr2 парфеновский	2655	267 0	песчаники	2,6	1,38	0,56	0,9	24,5	-	4-7	3-4	СТ
V chr1	2670	280 0	песчаники	2,6	1,38	0,56	0,9	24,5	-	4-7	3-4	С
			алевролиты	2,65	2,74	0,38	3,4	66,2	-			С
			сланцы	2,63	-	-	-	-	-			СТ
			аргиллиты	2,73	1,38	0,56	0,9	24,5	-			Т

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от	до	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного		С°	источник получения	
			кгс/см ² на м		Источ- ник получе- ния	кгс/см ² на м		Исто- чник полу- чени- я	кгс/см ² на м		Исто- чник получ- ения	кгс/см ² на м				
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	10	0,08	0,102	РФЗ	0,08	0,102	РФЗ	0,137	0,143	РФЗ	0,21 4	0,21 4	РФЗ	0	ПГФ
Єv1	10	415	0,098 3	0,098 3	РФЗ	0,098	0,098 3	РФЗ	0,143	0,164	РФЗ	0,21 4	0,22 5	РФЗ	5	ПГФ
Є1+2 lit	415	555	0,099 2	0,099 2	РФЗ	0,099	0,099 2	РФЗ	0,164	0,164	РФЗ	0,22 5	0,22 7	РФЗ	7	ПГФ
Є1an2	555	735	0,097 9	0,097 9	РФЗ	0,098	0,097 9	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22 7	0,22 6	РФЗ	10	ПГФ
Є1an1	735	905	0,099 9	0,099 9	РФЗ	0,1	0,099 9	РФЗ	0,189	0,189	РФЗ	0,22 6	0,22 5	РФЗ	12	ПГФ
Є1 bl	905	1105	0,098 9	0,098 9	РФЗ	0,099	0,098 9	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,22 5	0,22 6	РФЗ	14	ПГФ
Є1 bs3	1105	1270	0,098 9	0,098 9	РФЗ	0,099	0,098 9	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,22 6	0,22 6	РФЗ	17	ПГФ
Є1 bs1+2	1270	1530	0,099 9	0,099 9	РФЗ	0,1	0,099 9	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22 6	0,23	РФЗ	20	ПГФ
Є1 us3	1530	2150	0,099 9	0,099 9	РФЗ	0,1	0,099 9	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,23	0,22 8	РФЗ	28	ПГФ
Є1 us2 (осинск ий)	2150	2205	0,114 9	0,114 9	РФЗ	0,115	0,114 9	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,22 8	0,22 8	РФЗ	29	ПГФ
Є1 us1	2205	2265	0,104 9	0,104 9	РФЗ	0,105	0,104 9	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,22 8	0,22 8	РФЗ	29	ПГФ

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
V-€1 tt	2265	2345	0,100 1	0,100 1	РФЗ	0,1	0,100 1	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,22 8	0,23	РФЗ	30	ПГФ
V sb	2345	2475	0,1	0,1	РФЗ	0,1	0,1	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,23	0,23 3	РФЗ	32 34	ПГФ
V kt	2475	2600	0,099	0,099	РФЗ	0,099	0,099	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,23 3	0,23 3	РФЗ		ПГФ
V chr2 (парфен овский)	2600	2670	0,100 1	0,100 1	РФЗ	0,1	0,100 1	РФЗ	0,164	0,164	РФЗ	0,23 3	0,23 3	РФЗ	35	РФЗ
V chr1	2670	2800	0,099 9	0,099 9	РФЗ	0,1	0,099 9	РФЗ	0,164	0,164	РФЗ	0,23 3	0,23	РФЗ	36	РФЗ

Таблица А.5– Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	415	Осыпи и обвалы стенок скважины	–
415	1530	Нефтегазоводопроявления	вода
1285	1300		газ
1530	2600		вода
2170	2185		нефть
2170	2785		Газ+конденсат
785	855	Прихватопасные зоны	Заклинивание бурильного инструмента при бурении отложений гипса, подверженных набуханию

Таблица А.6 – Исследовательские работы

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал отбора керна, м		Метраж отбора керна
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Є1 bs1+2 (атовский)	80	15	1285	1355	70
Є1 us2 (осинский)	80	15	2150	2205	55
V chr (парфеновский)	80	13	2655	2670	15
V chr (шамановский)	80	13	2760	2785	25
				Итого:	165
Отбор шлама в процессе бурения					

Приложение Б

(обязательное)

Исходная информация по нефтегазоконденсатному месторождению (Иркутская область)

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на санти-пуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, нм ³ /м ³	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Є1 us2 (осинский)	2170	2185	трещинно-поровый	0,806	0,825	<0,03	0,19	1,34	4,7	93,8	отсут.	0,1	0,88	н/о	н/д

Таблица Б.2. – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды						Степень минерализации	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения	
	от	до					анионы			катионы						
							Cl ⁻	S O ₄ ⁻	НС O ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ₂₊	Ca ²⁺				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Q-Єv1	0	41 5	трещинный, порово-трещинный	1	8-1296	н.д	0,19 4- 0,4	0- 0,1 7	3,4- 4,74	0,06 -0,7	1,5 6- 3,1 5	1,9- 2,24	0,183- 0,25	ХК	да	
Є1+2 lit	41 5	55 5		-	-	н.д	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Є1an2 - Є1bs1+2	55 5	15 30		1216- 1395	43,2- 110	н.д	100 41	10, 6	10,8	693 2	940	222 5	506,7-577	-	нет	
Є1 us3	15 30	21 50		1387- 1406	192- 4500	н.д	947 2,9	0,2	9,4	623, 75	116 7	803 3,9	539,8- 595,2	-	нет	
Є1 us2 - V kt	21 50	26 00	1270- 1380	10-15	н.д	636 8,6	1,5 1	0,4	678, 75	175 0	400 0	349,08	-	нет		
Vchr2 - Vchr1	26 00	28 00	поровый	1260- 1280	до 10	н.д	223 65- 238 90	50 - 20 0	4- 6,1	376, 9- 426, 06	594 0- 836 0	814 12- 939 10	до 400	-	нет	

Таблица Б.3 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мД
	от	до			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Є1 bs1+2 (атовский)	1285	1300	трещинно- поровый	газ + конденсат	0	0,3	0,8	0,864	до 15-20	0,757	0,69	5-50
Є1 us2 (осинский)	2170	2185	трещинно- поровый	газ + конденсат	0	1,1	0,84	0,864	5	0,757	0,718	5-50
V chr (парфеновский)	2655	2670	трещинно- поровый	газ + конденсат	0,01	0,41	0,72	0,864	до 280	0,757	0,718	5-50
V chr1 (шамановский)	2760	2785	трещинно- поровый	газ + конденсат	н/д	1,1	0,74	0,864	до 3000	0,757	0,718	5-50

Приложение В

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

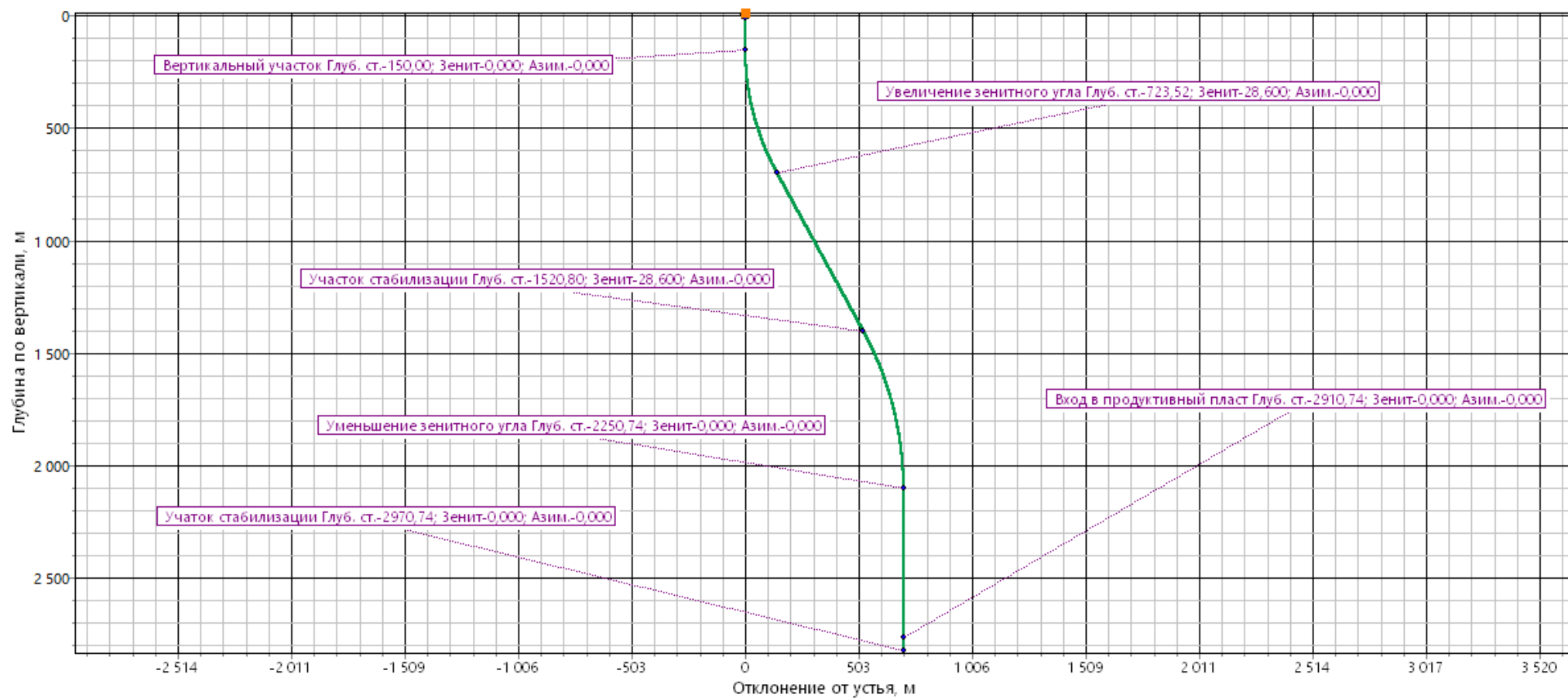


Рисунок В.1 – Проектный профиль скважины

Таблицы В.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Наклонно-направленная							
Исходные данные									
Глубина скважины по вертикали, м		2820		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				0,49	
Глубина кровли продуктивного пласта, м		2760/2911		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				0,39	
Отход скважины, м		700,27		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м				0,49	
Длина интервала бурения по пласту, м		25/25		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град				28,6	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град		28,6		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				0	
Расчетные данные									
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м		Зенитный угол, град		Отход, м	
	от	до	всего	интервала	всего	в начале	в конце	За интервал	всего
1	0	150	150	150	150	0	0	0	0
2	150	700	700	573,52	723,52	0	28,6	0	0
3	700	1400	1400	797,28	1520,80	28,6	28,6	140,19	140,19
4	1400	2100	2100	729,94	2250,74	28,6	0	381,66	521,85
5	2100	2760	2760	660,00	2910,74	0	0	178,42	700,27
6	2760	2820	2820	60,00	2970,74	0	0	0	700,27
Итого	Σ		2820	Σ	2970,74	–	–	Σ	700,27

Приложение Г
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Г.1 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-30 м)							
1	Ш 490 С-ЦВ (115)	0,64	490,0	-	3-171	Ниппель	0,300
2	Переводник М-171/171	0,4	203	127	3-171	Муфта	0,073
					3-171	Муфта	
3	К-490,0 МС	1,6	490	-	3-171	Ниппель	0,560
					3-171	Муфта	
4	УБТ-245	24	245	135	3-171	Ниппель	6,4176
					3-171	Муфта	
5	Переводник П-171/133	12	203	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19 Л	3	127,0	108,62	3-133	Ниппель	0,088
					3-163	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Бурение под кондуктор (30–1179 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	393,7 GRDP545	0,65	393,7	-	3-177	Ниппель	0,250
2	1-КА393,7	0,75	393,7	80	3-177	Муфта	0,112
					3-152	Муфта	
3	Д-240РС	10,1	240	-	3-152	Ниппель	2,547
					3-152	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,587	240	50	3-152	Ниппель	0,06
					3-152	Муфта	
5	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-152	Ниппель	0,05
					3-177	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	240	37	3-171	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
7	ЗТС МРТ	12	240	80	3-171	Ниппель	2
					3-171	Муфта	
8	УБТ НУБТ-172	10	172	80	3-171	Ниппель	1,6
					3-171	Муфта	
9	Переводник П-171/147	0,538	203	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
10	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/133	0,5	178	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	ПК-127х9,19 Л	1118	127,0	108,62	3-133	Ниппель	36,02
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Бурение под техническую колонну (1179–2401 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	TD-295.3 SVD 616-X1.1	0,4	295,3	-	3-152	Ниппель	0,095
2	2-КА295,3 СТ	0,6	295,3	80	3-152	Муфта	0,158
					3-152	Муфта	
3	Д-240РС	10,1	240	-	3-152	Ниппель	2,547
					3-152	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,6	240	80	3-152	Ниппель	0,1
					3-152	Муфта	
5	Переводник П-152/171	0,5	240	80	3-152	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,9	240	80	3-171	Ниппель	0,16
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-171/147	0,5	240	72	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
8	ЗТС МРТ	12	178	72	3-147	Ниппель	2
					3-147	Муфта	
9	УБТ НУБТ-178	12	178	72	3-147	Ниппель	1,6
					3-147	Муфта	
10	УБТС-203	24	203	80	3-147	Ниппель	4,63
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/133	0,5	178	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	ПК-127х9,19 Л	2340	127	108,3	3-133	Ниппель	75,4
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (2401-2971 м)							
1	TD-215,9 SVD 816-X1. 3	0,34	215,9	-	3-117	Ниппель	0,055
2	1-КА215,9 СТК	0,295	215,9	80	3-117	Ниппель	0,04
					3-117	Муфта	
3	Переводник П-117/133	0,5	240	80	3-117	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
4	МВР-176Т	8,6	176	-	3-133	Ниппель	1,23
					3-133	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-172РС	0,8	172	71	3-133	Ниппель	0,1
					3-133	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-172РС	0,9	172	71	3-133	Ниппель	0,1
					3-133	Муфта	
7	ЗТС ЗИС-4	9,6	178	71	3-133	Ниппель	0,7
					3-133	Муфта	
8	УБТ НУБТ-178	12	178	71	3-133	Ниппель	1,6
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-133/147	0,5	178	71	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
10	УБТС-178	12	178	71	3-147	Ниппель	1,872
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/133	0,5	178	71	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	ЯС гидрав. Jar-172	12	172	58	3-133	Ниппель	1,5
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
13	УБТС2-178	12	178	71	3-133	Ниппель	1,872
					3-133	Муфта	
15	ПК-127x9,19 Л	2900	127	108,6	3-133	Ниппель	93,45
					3-133	Муфта	

Таблица Г.2 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	30	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	16,2	0,516	7,45	1,54	7,85	21,0	22,1
бурение	30	1179	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	1133	36,18	44,75	1,40	3,73	3,50	3,68
бурение	1179	2401	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	2341	74,77	83,55	1,09	2,29	1,87	1,97
бурение	2401	2971	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	2916	93,14	100,09	1,07	1,88	1,56	1,64

Приложение Д

Таблица Д.1 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора				
Интервал	0-30	30-1179	1179-2401	2401-2971
Исходные данные				
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
К	0,55	0,45	0,4	0,35
K_k	1,83	1,25	1,33	1,10
$V_{кр}$, м/с	0,14	0,12	0,12	0,11
V_m , м/ч	40	30	28	20
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0222	0,0159	0,0119	0,0079
n	1	4	9	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,102	1,109	1,253	1,07
ρ_n , г/см ³	2,45	2,47	2,67	2,73
S заб	0,19	0,12	0,07	0,04
S max	0,18	0,11	0,06	0,02
Dc	0,95	0,70	0,63	0,49
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	104	55	27	13
Q_2 , л/с	166	82	44	20
Q_3 , л/с	88	55	42	24
Q_4 , л/с	13	37	63	37
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	20-45	55-70	55-70	32-40
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}$, л/с	45	70	63	37

Таблица Д.2 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м3.
от	до					
0	30	30	490,0	-	1,5	8,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,1
Объем раствора в конце бурения интервала						48,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						59,7
Объем раствора к приготовлению:						59,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						10,8
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м3.
от	до					
30	1179	1070	393,7	426	1,4	187,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						13,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,3
Объем раствора в конце бурения интервала						227,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						373,0
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						10,8
Объем раствора к приготовлению:						362,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						139,5
Техническая колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м3.
от	до					
1179	2401	1150	295,3	324	1,3	206,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,8
Объем раствора в конце бурения интервала						413,0
Общая потребность бурового раствора на интервале:						556,7
Объем раствора к приготовлению:						139,5

Продолжение таблицы Д.2

Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
2401	2971	570	215,9	244	1,15	138,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,8
Объем раствора в конце бурения интервала						277,0
Общая потребность бурового раствора на интервале:						373,9
Объем раствора к приготовлению:						373,9

Таблица Д.3 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов										
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого		
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
M-I WATE	утяжелитель	1000	11604	12	-	-	-	-	-	-	-	11604	12
SODA ASH	Регулятор Ph	25	78	4	213	9	530	22	245	10	1066	43	
DUO-TEC†	Структурообразователь	25	-	-	-	-	-	-	800	32	800	32	
M-I GEL† SUPREME	Структурообразователь	1000	4223	5	11594	12	28889	29	-	-	44706	45	
POLYPAC- R	Понизитель фильтрации ВВ	25	-	-	97	4	241	10	-	-	338	14	
POLYPAC† SUPREME UL	Понизитель фильтрации НВ	25	-	-	967	39	2408	97	1111	45	4486	180	
Септор БДУ-500	Бактерицид	50	-	-	-	-	-	-	111	3	111	3	
ULTRAFREE-L	ПАВ, смазывающая добавка	100	-	-	967	10	2408	25	4885	49	8260	83	
К-52†	Ингибитор глини	25	-	-	420	5	19812	199	13155	132	33387	334	
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	-	-	11102	12	11102	12	
BUBBLE BUSTER	пеногаситель	25	-	-	-	-	-	-	132	6	132	6	
SALT (натрий хлор)	Предотвращение растворения солей	25	-	-	10867	435	16060	643	-	-	26927	1078	

Таблица Д.4 – 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 ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0,081	0,024	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	20,6	135,1	573,5
Под кондуктор									
30	1179	БУРЕНИЕ	0,411	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	20	74,1	253,7
Под техническую колонну									
1179	2401	БУРЕНИЕ	0,754	0,092	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	14	67,9	194,8
Под эксплуатационную колонну									
2401	2971	БУРЕНИЕ	1,033	0,083	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	64,5	82,3

Таблица Д.5 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	30	Бурение	УНБТ-950	2	95	180	174,6	85	72	22,52	45,04
30	1179	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	220,5	97	125	34,92	69,84
1179	2401	Бурение	УНБТ-950	2	95	150	252,0	98	125	31,36	62,72
2401	2971	Бурение	УНБТ-950	1	95	150	252,0	95	125	30,4	30,4

Таблица Д.6 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	Бурение	138,6	127,3	0,0	1,2	0,0	10,0
30	1179	Бурение	220,3	36,3	41,8	131,1	1,0	10,0
1179	2401	Бурение	252,0	31,1	22,1	186,8	2,0	10,0
2401	2971	Бурение	172,9	27,1	57,3	58,3	20,2	10,0

Приложение Е

Таблица Е.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение под направление: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	Ш 490 С-ЦВ	0	30	400	0,02	30	0,1	0,8	0,18	0,98 0,03 0,18 0,23 0,44 0,47 0,08 22,60 1,25 0,30 26,56
Бурение под кондуктор: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	393,7 GRDP545	30	1179	3200	0,04	1149	0,24	30,64	2,13	32,77 0,47 5,68 0,23 0,44 0,47 0,08 61,34 4,98 5,2 1 112,66

Продолжение таблицы Е.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
Бурение под техническую колонну: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	TD-295,3 SVD 616-X1. 1	1179	2401	3200	0,06	1222	0,28	53,82	4,64	58,46 0,65 6,60 0,23 0,44 0,47 0,08 69,38 7,37 7,18 1,3 152,16
Бурение под эксплуатационную колонну: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	TD-215,9 SVD 816-X1. 3	2401	2971	3200	0,08	570	0,58	147,92	10,28	158,1 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 297,66
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,62

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	3,06	230,73	1,27	95,76	19,7	1485,40	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,04	35,00	0,64	560,13	0,25	218,8	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,001	0,12	-	-	0,25	53,9	-	-
КСІ	т	215,6	-	-	21,2	4570,7	-	-	-	-	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	3,32	3268,2	-	-	-	-
НТФ	т	586,1	-	-	-	-	0,008	4,97	0,09	52,75	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	12,6	3402	54,9	14823	52,7	14229	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	1,6	560,64	-	-	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	38,9	7725,54
ИКМУЛ	т	983,00	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,30
ИКСОРФ	т	810,00	-	-	-	-	-	-	-	-	9,24	9739,00
ИКТОН	т	1491,00	-	-	-	-	-	-	-	-	2,30	3429,30
Нефть	т	118,33	-	-	-	-	-	-	-	-	231	27327,30
Известь	т	55,24	-	-	-	-	-	-	-	-	9,3	7533,00
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9103,92		8530,44		24518,16		38669,85		76104,07	
Затраты, зависящие от объема работ												
Ш 490 С-ЦВ	шт.	3152,3	-	-	0,1	315,23	-	-	-	-	-	-
393,7 GRDP545	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,24	664,74	-	-	-	-
TD-295,3 SVD 616-X1. 1	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,29	1424,07	-	-
TD-215,9 SVD 816-X1. 3	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3035,95
К-490,0 МС	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
1-КА295,3 СТК	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	6,14	30,15	30,14	147,99	24,84	121,97	62,8	308,35
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт		1268										
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		0		351,99		968,11		1690,32		3616,47	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9103,92		8882,43		25486,27		40360,17		79720,54	
Всего по сметному расчету, руб		163288										

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			КОЛ-ВО	СУММА	КОЛ-ВО	СУММА	КОЛ-ВО	СУММА	КОЛ-ВО	СУММА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-426	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-324	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-178	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ПЦ-426/490	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ-324/394	шт.	32,5	-	-	33	1072,50	-	-	-	-
Центратор ЦПН 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	33	838,2	-	-
Центратор ПЦ 245/324	шт.	25,4	-	-	-	-	11	279,4	-	-
Центратор- турбулизатор ЦТГ 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	31	579,7
Центратор ЦПН 178/245	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	11	205,7
Центратор ЦПН 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-426	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-324	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-245	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-426	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ММЦ6.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт.	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		7032,67		11961,05		12524,85		21835,75	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 178х8,1	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 178х11,5	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	1,45	41,59	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	27,3	541,63
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт		1268								
Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		3917,85		36404,02		54357,16		91465,65	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.		10950,52		48365,07		66882,01		113301,4	
Всего по сметному расчету	руб.		239499,00							

Таблица Е.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 591 944
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 909 867
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	540 128
	Итого по главе 1	93 656	22 041 939
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	41 879 120
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 671 458
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 272 542
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	393 976
	Итого по главе 2	204 924	48 217 096
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	135 961	38 429 830
3.2	Крепление скважины	239 499	56 366 090
	Итого по главе 3	375 460	88 364 512
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 303 608
4.2	Консервация скважины	6 872	1 617 325
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 901 628
	Итого по главе 4	28 989	6 822 561
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	44 490	10 470 722
	Итого по главе 5	44 490	10 470 722
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 794 548
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	281 008
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	7 204 064
	Итого по главе 6	47 927	11 279 620
	ИТОГО прямых затрат	795 446	187 196 450
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	198 862	46 802 172
	Итого по главе 7	198 862	46 802 172

Продолжение таблицы Е.4

1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	79 545	18 720 916
	Итого по главе 8	79 545	18 720 916
	ИТОГО по главам 1-8	1 073 853	252 731 304
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 5,7%	61 210	14 405 774
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	49 250	11 590 988
9.3	Северные надбавки; 2,98%	32 001	7 531 436
9.4	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.5	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.6	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.7	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.8	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	142 461	38 646 498
	ИТОГО по главам 1-9	1 216 314	291 377 802
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 148	505 532
	Итого по главе 10	2 148	505 532
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	60 923	14 594 168
	Итого по главе 11	60 923	14 594 168
	ИТОГО	1 279 385	306 477 502
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	306 477 502	
	НДС, 20%	60 295 500	
	ВСЕГО с учетом НДС	366 772 002	