

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 параметрической наклонно-направленной скважины на Саргаевский горизонт нефтегазового месторождения УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Паньков Артём Александрович		12.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.х.н.		16.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		14.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		14.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		19.06.2021

Планируемые результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-6, УК-8, Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)

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
 _____ 11.02.2021 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	Паньков Артём Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства параметрической наклонно-направленной скважины на Саргаевский горизонт нефтегазового 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. Интервал отбора керна: все продуктивные пласты 4. Объект испытания в процессе бурения: все продуктивные пласты 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 2000 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 350 м, максимальный зенитный угол не более 25 град 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Способ цементирования (выбрать): одно/двухступенчатый
---	--

	<p>9. 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*(с указанием разделов)*

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. Разновидности технологии бурения с регулируемым давлением
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2021
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Паньков Артём Александрович		

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:	16.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Разновидности технологии бурения с регулируемым давлением	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 ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.х.н.		11.02.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.02.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Панькову Артему Александровичу

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<i>1. Организационная структура управления организацией</i>
<i>2. Линейный календарный график выполнения работ</i>
<i>3. Нормативная карта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Паньков Артем Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Панькову Артёму Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Проектирование нефтяной наклонно-направленной скважины 4303 метра	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина на нефтяном месторождении (Свердловская область), зона проведения буровых работ.
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 РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; – Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ. О трудовых пенсиях в РФ; – Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018). О промышленной безопасности опасных производственных объектов; – Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ. Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное; – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя; – СП 2.2.2.1327-03. О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил.
2. Производственная безопасность: <ul style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны;

	<p>- повышенная запыленность и загазованность;</p> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность;
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; - Выбросы при ГНВП. <p>Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Вырубка деревьев; - Повреждение или уничтожение почвенного слоя; - Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Пожары и взрывы на БУ; - Лесные пожары; - Взрывы ГСМ. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Газонефтеводопроявления (ГНВП)

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	Паньков Артём Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 120 страниц, 12 рисунков, 29 таблиц, 29 литературных источников, 7 приложений.

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

Цель работы – проектирование технологического решения на строительство параметрической наклонно-направленной скважины на Саргаевский горизонт нефтегазового месторождения.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству параметрической наклонно-направленной скважины на нефтегазовом месторождении Свердловской области, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены разновидности технологии бурения с регулируемым давлением.

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

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

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

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.....	14
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	15
1.2 Геологические условия бурения	16
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади).....	17
1.4 Зоны возможных осложнений.....	17
1.5 Исследовательские работы	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	19
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	19
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	20
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	20
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	24
2.3 Проектирование процессов углубления.....	25
2.3.1 Выбор способа бурения	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	26
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	27
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	34
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	35
2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность.....	36
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.....	42
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	43
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	44
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	45
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения.....	45
2.5 Выбор буровой установки	49

3	РАЗНОВИДНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ	50
3.1	Проблемы, возникающие при бурении обычным методом	50
3.2	Реализация метода бурения с регулируемым давлением, принципы работы метода	51
3.3	Особенности бурения на депрессии	52
3.4	Решение проблемы загрязнения и поглощений при АНПД с использованием системы управления давлением	53
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	56
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	58
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	58
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения	60
4.2.3	Линейных календарный график выполнения работ	61
4.3	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины	62
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	65
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	66
5.2	Производственная безопасность	67
5.2.1	Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	69
5.3	Экологическая безопасность	72
5.3.1	Защита атмосферы	72
5.3.2	Защита гидросферы	74
5.3.3	Защита литосферы	75
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
	Заключение	77
	Список использованной литературы	78
	Приложения А	81
	Приложение Б	91
	Приложение В	95
	Приложение Г	97
	Приложение Д	104
	Приложение Е	112
	Приложение Ж	120

Введение

В данное время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несёт большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородсодержащее сырьё.

Перед добывающими компаниями нашей страны открываются большие возможности: возможны крупные капиталовложения в развитие предприятий комплекса, применение новых более дорогостоящих технологий, научные исследования в сфере недропользования. Последние годы особо остро показывают на необходимость движения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья.

Применение новых технологий в добыче нефти предъявляет более жёсткие условия к бурящимся скважинам. Необходимость решения большего комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин требует изменения технологии бурения скважин.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации профиля ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения. Основная цель данного проекта – составление технологических решений для строительства параметрической скважины на нефтяном месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства параметрической наклонно-направленной скважины на нефтегазовом месторождении (Свердловская область). Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

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	Плоскогорье, равнина
Покров местности	Лесостепи
Заболоченность	Низкая
Административное - республика; - область (край)	расположение: РФ Свердловская область
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -15 +32 -52
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	176
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	130
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 25
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, средними и средне твердыми горными породами, следовательно необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

В целом разрез представлен переслаиванием известняков, доломитов, песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 0-100 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 0,0188 МПа 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 пятью нефтеносными, четырьмя газоносными и четырьмя водоносными пластами. Скважину бурят для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления; выявления наиболее перспективных районов для детальных геологопоисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований

1.4 Зоны возможных осложнений

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

Помимо представленных осложнений в скважине также могут наблюдаться кавернообразование из-за наличия в разрезе известняков и доломитов, а также желобообразование. Для предотвращения данных осложнений необходим контроль свойств бурового раствора и контроль спускоподъемных операций.

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 2000 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 350 м, максимальный зенитный угол не более 25 град.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 25°. Руководствуясь этим, выбираем J-образный 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.

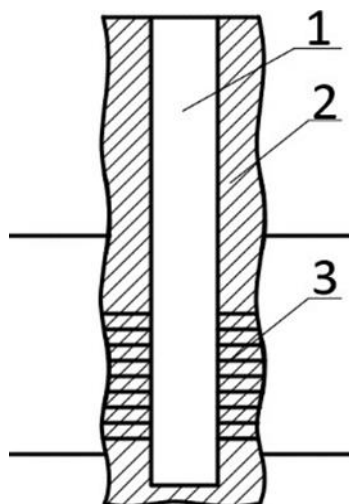


Рисунок 2.1 – Конструкция закрытого забоя:

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.

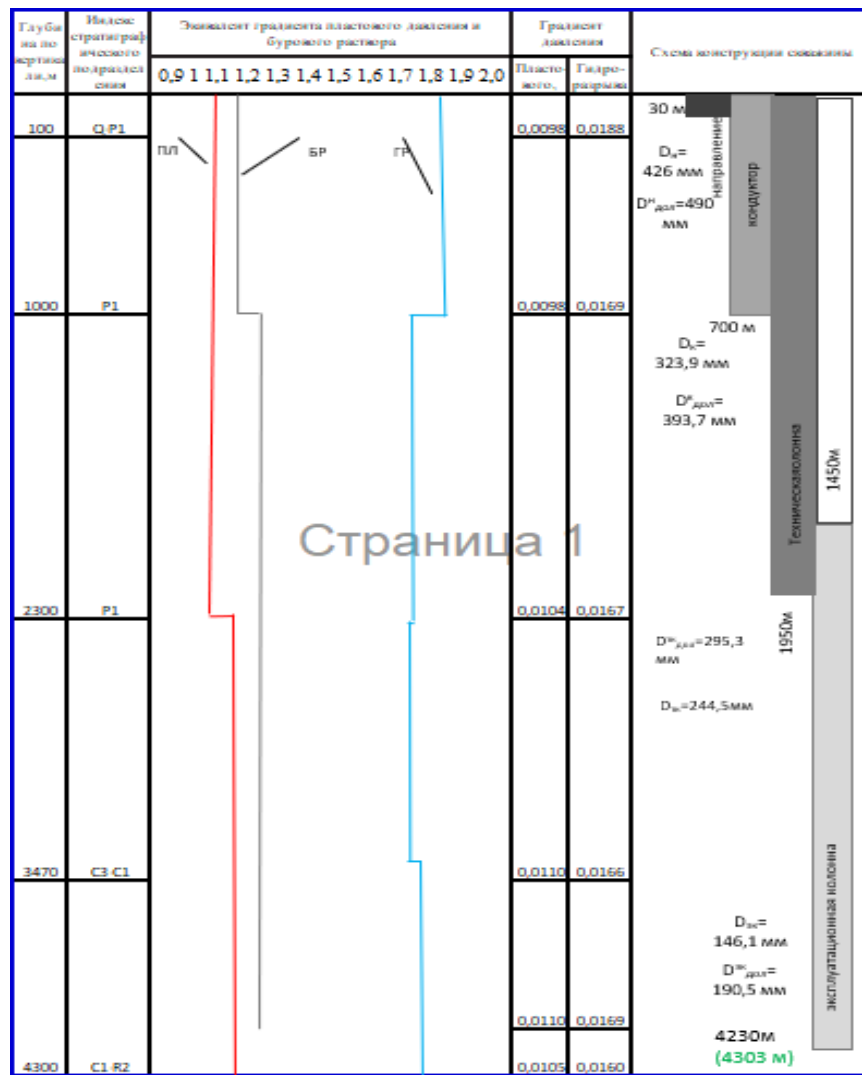


Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 глубину 1950 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 20 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), было принято решение использовать техническую колонну, а спускать кондуктор на 700 м в целях экономии металла.

Таблица 2.1 - Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	C2ks	C2vr	C1v	C1t	D3fm, D3ps
L _{кр}	2720	2790	3465	3570	4190
Г _{пл}	0,110	0,11	0,11	0,11	0,11
Г _{грп}	0,169	0,167	0,167	0,167	0,167
Р _н	837	837	834	834	874
Расчетные значения					
Пластовое давление	299,2	306,9	381,15	392,7	460,9
L _{конд min}	950	1000	1240	1270	1350
запас	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08
Принимаемая глубина	1350				

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 35 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 4230 м (4303 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 0–700 м соответственно;
- техническая колонна цементируется на всю длину 0-1950 м.
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее чем на 500 м, так как в скважине есть газоносные пласты: 1450-4230 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	700	700	700	700	0-700	0-700	323,9	393,7
Техническая колонна	1950	1950	1950	1950	0-1950	0-1950	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	4230	4230	4303	4303	1450-4230	1450-4303	146,1	190,5

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 максимального давления опрессовки колонны для нефтяных и газовых пластов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета давления опрессовки

Параметр	Значение параметра	
	Нефтяные пласты	Газовые пласты
Давление опрессовки колонны, МПа	12,31	31,62

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКО2-35-146x245x324 К2 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП6-350/80х35 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	700	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
700	1950	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
1950	4303	Совмещенный (Ротор + ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Проанализировав физико-механических 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. PDC долота для интервалов бурения под кондуктор, 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				
Интервал, м		0-30	30-700	700-1950	2720-2760; 2790-2850; 3465-3560; 3570-3610; 4190-4195; 2319-2409; 2409-2435; 2854-2944.	1950-4303
		1	2	3	4	5
Шифр долота		Волгабу рмаш GRD111	Буринтех 393,7 В 419 TCP	Буринтех БИТ 295,3 BT 419 CP	БИТ 190,5/100 В 913	Технодрил TD-190,5 SVD 416- T1.3
Тип долота		Шароше чное	PDC	PDC	Буровая головка	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	МС	МС	С-Т	С-Т
Присоеди- нительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-171	3 - 152	3-117	3-161	3-88
	API	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 ½ Reg	-	3 1/2 Reg
Длина, м		0,650	0,455	0,390	0,224	0,25
Масса, кг		300	180	160	150	15
G, тс	Рекоме ндуемая	5-12	2-10	2-12	2-5	2-8
	Максим альная	12	10	12	5	8
n, об/мин	Рекоме ндуемая	80-400	80-440	40-300	60-120	60-200
	Максим альная	400	440	300	120	200

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	30-700	700-1950	1950-4303
Исходные данные				
D_d , см	49	39,37	29,53	19,05
$G_{пред}$, Т	31	12	10	12
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, Т	24,8	9,6	8	9,6
$G_{проект}$, Т	8	5	7	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:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_n}{D_d}, \quad (2.4)$$

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

D_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			
Интервал, м		0-30	30-700	700-1950	1950-4303
Исходные данные					
V_d , м/с		3,4	2,8	2,8	1,8
D_d	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,2207
	490	393,7	295,3	190,5	220,7
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		133	136	181	180
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200
$n_{проект}$, об/мин		40	140	180	180

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:

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

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

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

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

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

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_d \quad (2.7)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

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

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			
		0-30	30-700	700-1950	1950-4303
Интервал, м		0-30	30-700	700-1950	1950-4303
Исходные данные					
D_{∂}	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
G_{oc} , кН		59	78	29	108
Q , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{з\partial}$, мм		-	315	236	152
M_p , Н·м		-	1631	4133	2485
M_o , Н·м		-	197	148	95
$M_{y\partial}$, Н·м/кН		-	49	37	24

Для бурения интервалов 30-700, 700-1950 м и 1950-4303 м будем применять ДР 286.3.60, RS240N355, и ДГР-165.7/8.49 соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а также подходят по остальным техническим характеристикам.

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	Мощность двигателя, кВт
ДР-286.3.60	30-700	286	13,2	3445	47-95	120-270	15,8	70-290
RS240N355	700-1950	240	9,14	2245	30-75	90-255	15,2	99-283
ДГР-165.7/8.49	1950-4303	166	8,7	1015	17-45	70-180	15,5	211

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 QTK 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 ООО «МИРРИКО».

Направление, кондуктор и техническая колонна

Для направления (0-30м), кондуктора (30-700 м) и технической колонны (700- 1950 м) выбираем полимерглинистый буровой раствор.

Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют слабосцементированные песчаные породы, алевролиты и аргиллиты, а также наблюдаются осыпи и обвалы стенок скважины.

Эксплуатационная колонна

В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1950-4303 м) наблюдается большое число осложнений. Разрез сложен преимущественно известняками, доломитами, склонными к кавернообразованию. Выбираем раствор на углеводородной основе (инвертная эмульсия), так как он инертен по отношению к активным глинистым породам и солям, а также имеет высокую термостабильность и обеспечивает минимальное воздействие на продуктивные пласты при их вскрытии.

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/см³
0-30	1,17	0,3	30	1,2
30-700	1,13	6,86	700	1,16
700-1950	1,09	21,45	1950	1,26
1950-4230	1,07	46,53	4230	1,2

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 2.11-2.12.

Таблица 2.11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерглинистого раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
NaOH	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8
Глинопорошок BENTOLUX API-AS	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30
Seurvey FL	Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3
Биолуб LVL	Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	3
Оснопак-НО	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Барит КБ-3	Утяжелитель	Регулирование плотности	219/162/306

Таблица 2.12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов раствора на углеводородной основе

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Углеводородная биоразлагаемая жидкость (УБЖ)	Углеводородная основа	Дизельное топливо	700
Ca(OH) ₂	Известь	Источник кальция	15

Продолжение таблицы 2.12

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Эмульгатор Cleave марки FM	Эмульгатор	Стабилизация эмульсии	2
Основа марки БР-4	Гидрофобизатор	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	2
Versamod	Регулятор реологии	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1,5
Гильсонит	Понизитель фильтрации	Контроль фильтрации	2
Органобентонит Основа Медиум марки Э	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	8
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	328

Технологические параметры используемых буровых растворов приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра			
	2	3	4	5
Тип бурового раствора	Полимерглинистый	Полимерглинистый	Полимерглинистый	РУО
Плотность, г/см ³	1,2	1,16	1,26	1,2
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/20-40	10-20/20-40	10-20/20-40	15-20/60-80
Условная вязкость, с	20-30	20-30	20-30	50-60

Продолжение таблицы 2.13

1	2	3	4	5
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-8	6-8	6-8	< 4
рН	8-9	8-9	8-9	-
Сод. песка, %	< 1,5	< 1,5	< 1,5	< 1,5
ДНС, дПа	40-60	40-60	40-60	40-60
ПВ, сПз	10-18	10-18	10-18	25-35
Электростабильность, В	-	-	-	> 250

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 УНБ-1250. 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.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала под отбор керна выбираем бурильную головку компании НПО «Буринтех» БИТ 190,5/100 В 913. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Наименование керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/с
2720-2760; 2790-2850; 3465-3560; 3570-3610; 4190-4195; 2319-2409; 2409-2435; 2854-2944.	СК-178/100 «Триас б»	3	30	20

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 цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-30	0-30
Кондуктор	0-600	0-600	600-700	600-700
Техническая колонна	0-1750	0-1750	1750-1950	1750-1950
Эксплуатационная колонна	1450-4060	1450-4103	4060-4230	4103-4303

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	1450	4095	4220	4230
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0	10,38	11,3	11,3
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации газовой скважины, МПа	0	14,2	41,47	-	43,28

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

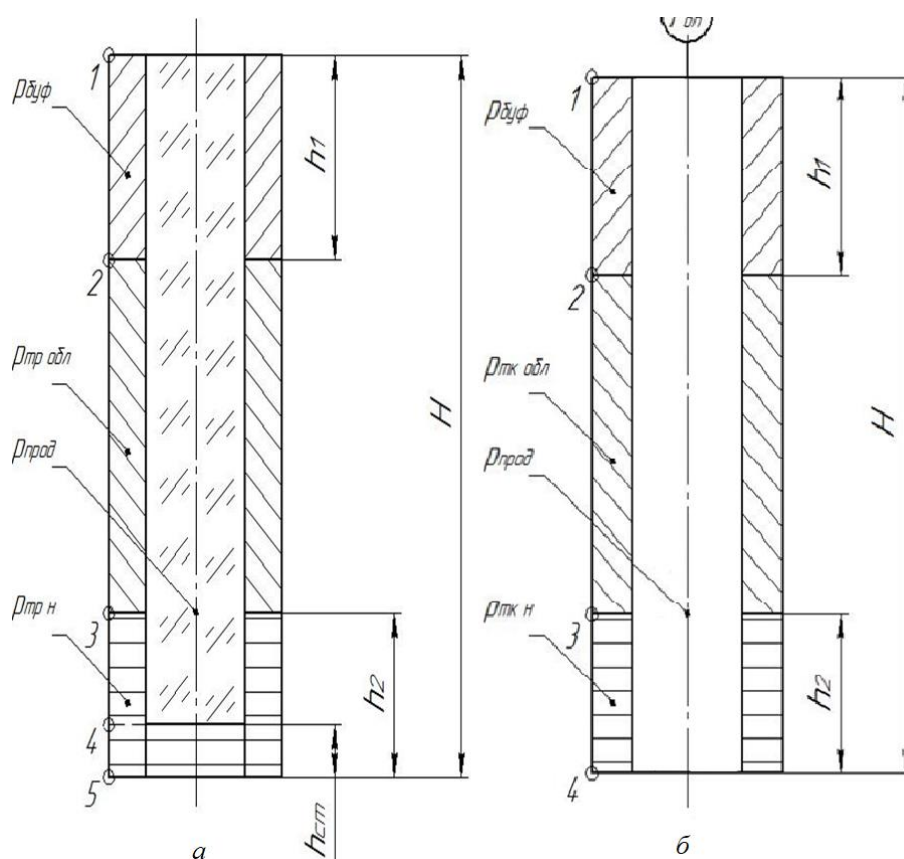


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

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

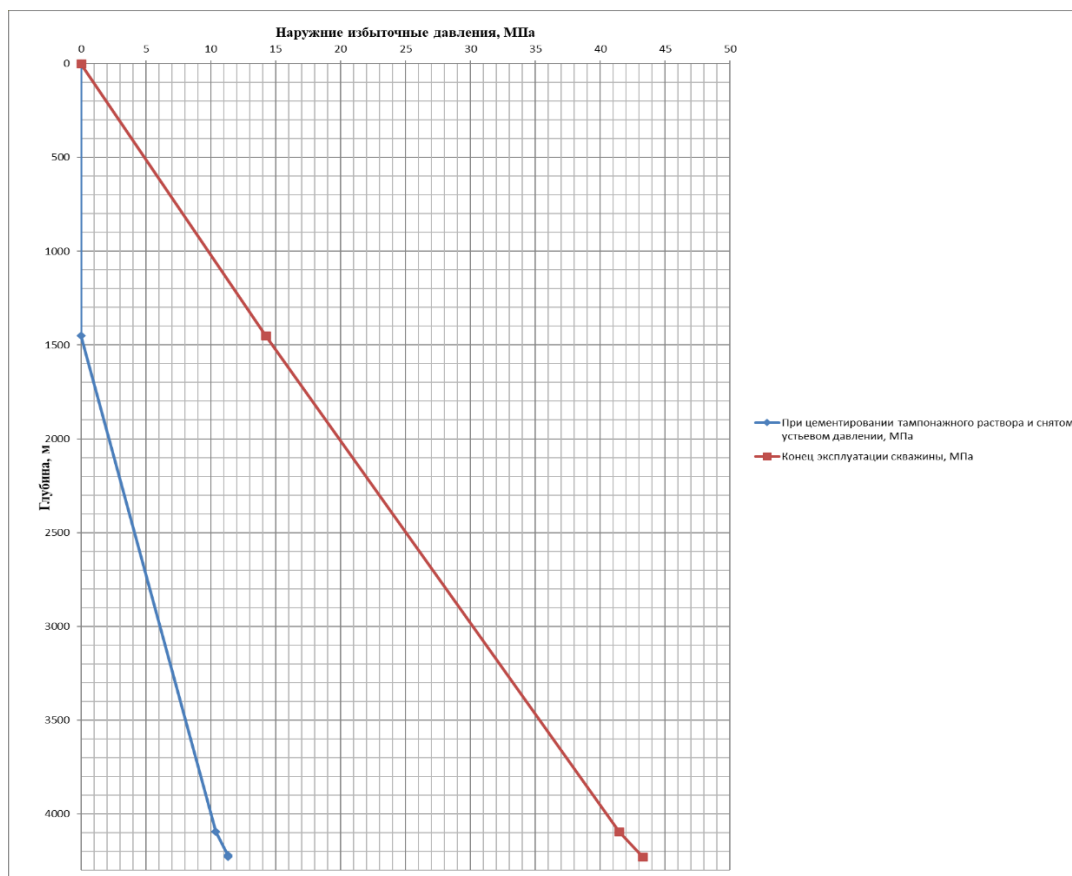


Рисунок 2.4 – Эпюры наружных избыточных давлений

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 «Excel» и представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1450	4095	4210	4230
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	18,3	18,3	7,9	7	7
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	31,62	31,62	30,32	-	29,9

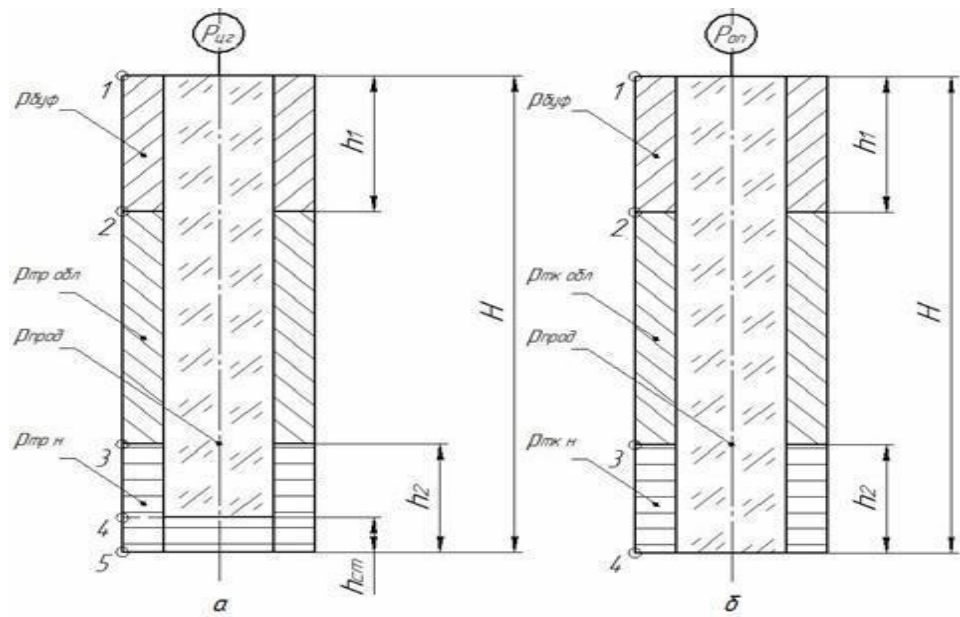


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

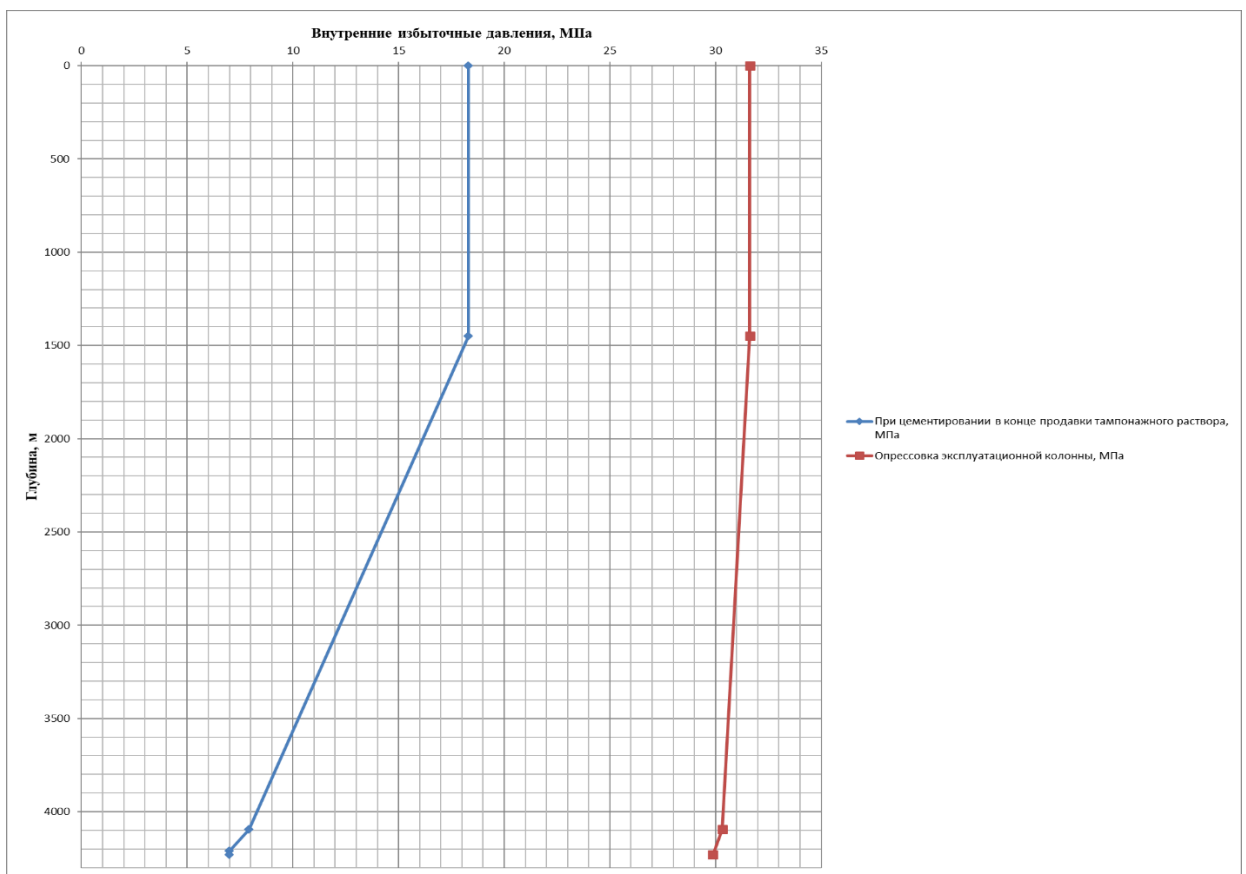


Рисунок 2.6 – Эпюры внутренних избыточных давлений

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

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	30	104,4	2088	2088	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	700	67,2	47040	47040	0-700
Техническая колонна								
1	ОТТГ	Д	7,9	1950	47,2	92040	92040	0-1950
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	М	9,5	1223	32,2	39380	129316	3080-4303
2	ОТТМ	М	8,5	3080	29,2	89936		0-3080

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:

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

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

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

$P_{зр}$ – 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:

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

$$P_{гс\ кп} = 53,96 \text{ МПа}$$

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:

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

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 4303 = 5,59 \text{ МПа}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$53,96 + 5,59 \leq 0,95 \cdot 4303 \cdot 0,0167$$

$$59,6 \leq 68,27$$

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/м³. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1020 кг/м³ [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	7,9	1,6	1100	1,6	МБП-СМ	112
	2	6,4		3,2	МБП-МВ	96
Продавочная жидкость	36,65		1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,43		1450	31,68	ПЦТ-III-Об (4-6)-50	25 072
					НТФ	14,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,68		1850	2,46	ПЦТ-II-50	4 737
					НТФ	1,5

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

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

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительные машины для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 2.7.

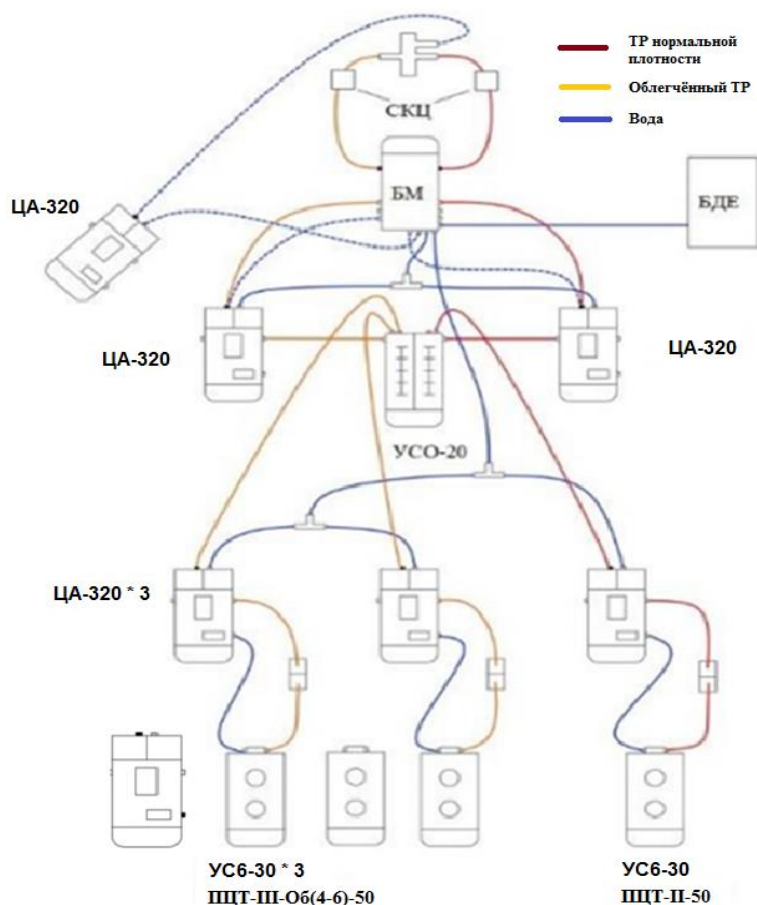


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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		
Эксплуатационная, 146	БКМ-146 «Нефтемаш»	4303	4303	1	1
	ЦКОДУ-146 «Нефтемаш»	4293	4293	1	1
	ЦПН 146216 «Нефтемаш»	1950	4303	102	123
	ЦПН 146/245 «Нефтемаш»	700	1950	21	
	ЦТГ 146/216 «Нефтемаш»	1950	4303	102	102
	ПРП-Ц-В 146 «Нефтемаш»	4293	4293	1	1
	ПРП-Ц-Н 146 «Нефтемаш»	4303	4303	1	1
Техническая колонна, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1950	1950	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	1940	1940	1	1
	ПЦ 245/324 «Нефтемаш»	30	700	14	54
	ЦПН 245/295 «Нефтемаш»	700	1950	40	
	ПРП-Ц-245 «Нефтемаш»	1939	1939	1	1
	ПРП-Ц-Н-245 «Нефтемаш»	1940	1940	1	1

Продолжение таблицы 2.20

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		
Кондуктор, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	700	700	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	690	690	1	1
	ЦТГ-324/394 «Нефтемаш»	0	700	28	28
	ПРП-Ц-324 «Нефтемаш»	689	689	1	1
	ПРП-Ц-Н-324 «Нефтемаш»	690	690	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 КСІ.

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.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,011 \cdot 4230}{9,81 \cdot 4230} = 1177 \text{ кг/м}^3$$

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.

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,0161 \cdot 1223 + 0,0166 \cdot 3080) = 111,49 \text{ м}^3.$$

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.

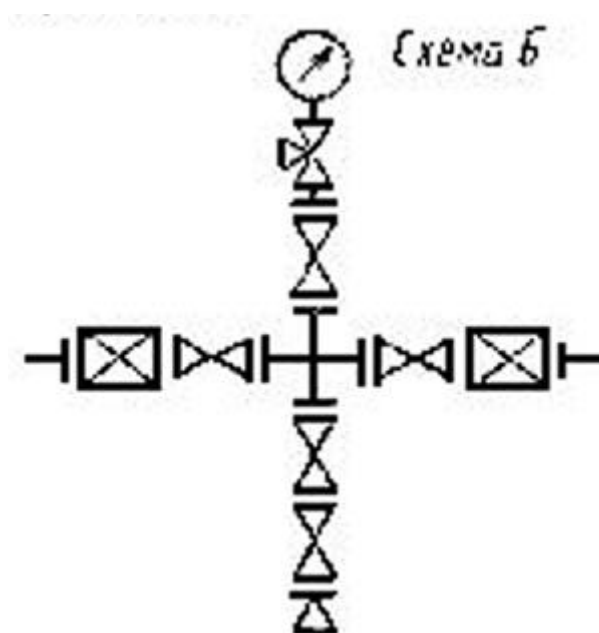


Рисунок 2.8 – Арматура фонтанная АФ6-80/65х35

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
5	Кабель	Кумулятивная	Скорпион-114	20	1

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 – 4000/250 ДЭП-БМ.

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 – 4000/250 ДЭП-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны с учетом веса СВП, тс (Q _{бк})	143,91	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	150 > 143,91
Максимальный вес обсадной колонны с учетом веса СВП, тс (Q _{об})	129,3	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	225 > 129,3
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	168	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	250/168 = 1,49 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		

3 РАЗНОВИДНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ

3.1 Проблемы, возникающие при бурении обычным методом

Технология бурения с регулируемым давлением делится на две составляющие:

- бурение с регулируемым давлением;

- бурение на депрессии (с непосредственной добычей флюида из пласта) Бурение с регулируемым давлением представляет собой бурение, при котором есть возможность регулировать противодействие на пласт. При стандартном процессе бурения гидростатическое давление бурового раствора на пласт должно превышать пластовое (в разных условиях на 5 и 10%). Тем самым при бурении происходит «задавливание» продуктивного пласта буровым раствором. В пласте образуется 3 зоны загрязнения:

- фильтрационная корка;

- проникновение бурового раствора в пласт;

- проникновение фильтрата бурового раствора в пласт.

Данные загрязнения в условиях слабопроницаемых коллекторов могут существенно снижать в последующем дебит скважины либо приводить к полному отсутствию отдачи нефти и газа из пласта (рис. 3.1).

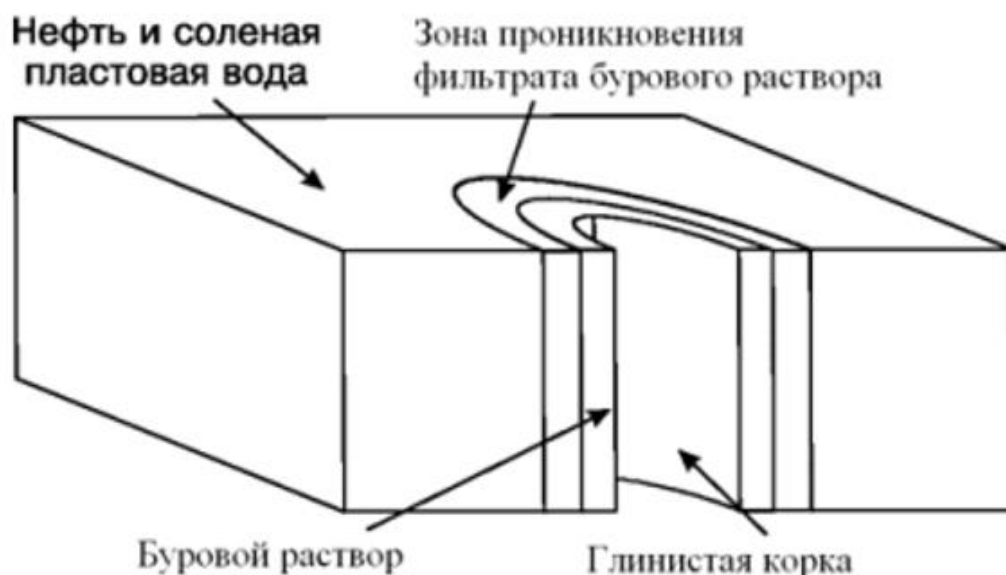


Рисунок 3.1 – Схема проникновения бурового раствора в пласт при бурении обычным способом

3.2 Реализация метода бурения с регулируемым давлением, принципы работы метода

При бурении с регулируемым давлением существует возможность регулирования противодействия на пласт. Для этого выбирается плотность бурового раствора, создающая гидростатическое давление на пласт меньшее или равное пластовому. Для реализации этого метода устье скважины оборудуется вращающимся превентором (рис 3.2), который герметизирует устье скважины. При этом выход промывочной жидкости из скважины производится через штуцерный манифольд, на котором можно управлять противодействием в затрубном пространстве скважины, приоткрывая либо прикрывая дроссель.

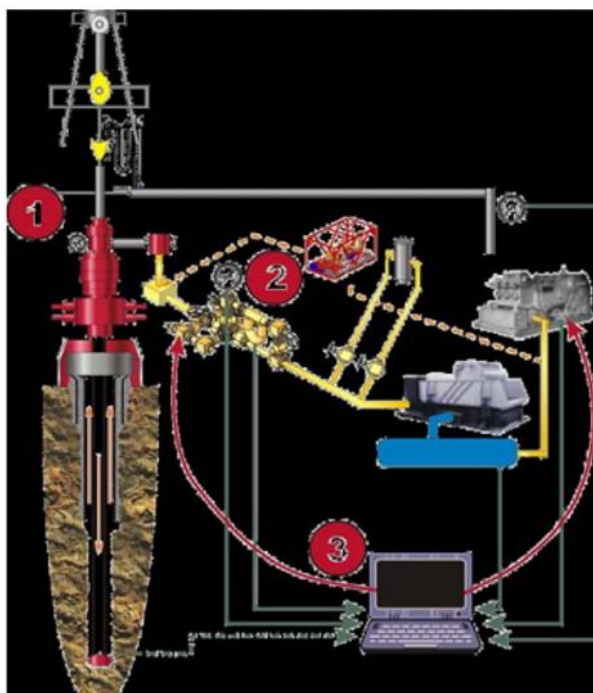


Рисунок 3.2 – Схема обвязки скважины:

1 – вращающийся превентор; 2 – штуцерный манифольд; 3 – автоматизированная система управления

Таким образом, мы имеем возможность регулировки забойного давления. При обычном бурении забойное давление определяется весом бурового раствора и эффективной плотностью циркуляции бурового раствора. Единственная регулировка производится путем включения – выключения и частоты работы насоса, что малорезультативно.

3.3 Особенности бурения на депрессии

При бурении с регулируемым давлением забойное давление определяется не только весом бурового раствора и эффективной плотностью циркуляции бурового раствора, но и противодействием. Эффективная величина забойного давления может быть существенно изменена путем гораздо меньшего вмешательства в процесс бурения на депрессии (рис. 3.3), тем самым можно исключать проявления из пласта и одновременно не «задавливает» пласт буровым раствором. Бурение на депрессии отличается

тем, что в процессе бурения противодействия на пласт не оказывается, а наоборот пласт находится под депрессией, в результате чего флюид из пласта поступает в буровой раствор, на поверхности буровой раствор и флюид разделяются и буровой раствор подается обратно в скважину. То есть при бурении с депрессией происходит непосредственно добыча пластового флюида и при первичном вскрытии загрязнение пласта (скин-фактор) практически остается на начальном уровне, когда пласт не был вскрыт.

3.4 Решение проблемы загрязнения и поглощений при АНПД с использованием системы управления давлением

В условиях слабопроницаемых коллекторов Восточной Сибири, а также коллекторов, сложенных сильнотрещиноватыми доломитами рифейских отложений, в условиях АНПД существует масса проблем, сопутствующих вскрытию пласта. Одной из самых главных проблем является качественное первичное вскрытие. При вскрытии пласта буровыми растворами с гидростатическим давлением, превышающим пластовое давление, неминуемо происходит первичное загрязнение пласта, описанное выше. Это приводит в дальнейшем к сниженным дебитам по многим факторам (буровой раствор – неинертная к пласту и пластовым флюидам жидкость), долгому выходу на режим скважины при испытании, связанном с очисткой пласта от бурового раствора, занижению коэффициента извлечения нефти в конкретной скважине. Другой не менее важной проблемой, с которой столкнулись при разработке Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ), является наличие поглощений при бурении горизонтальных участков по продуктивному стволу скважины. Дело в том, что в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения найти оптимальную плотность бурового раствора не представляется возможным.

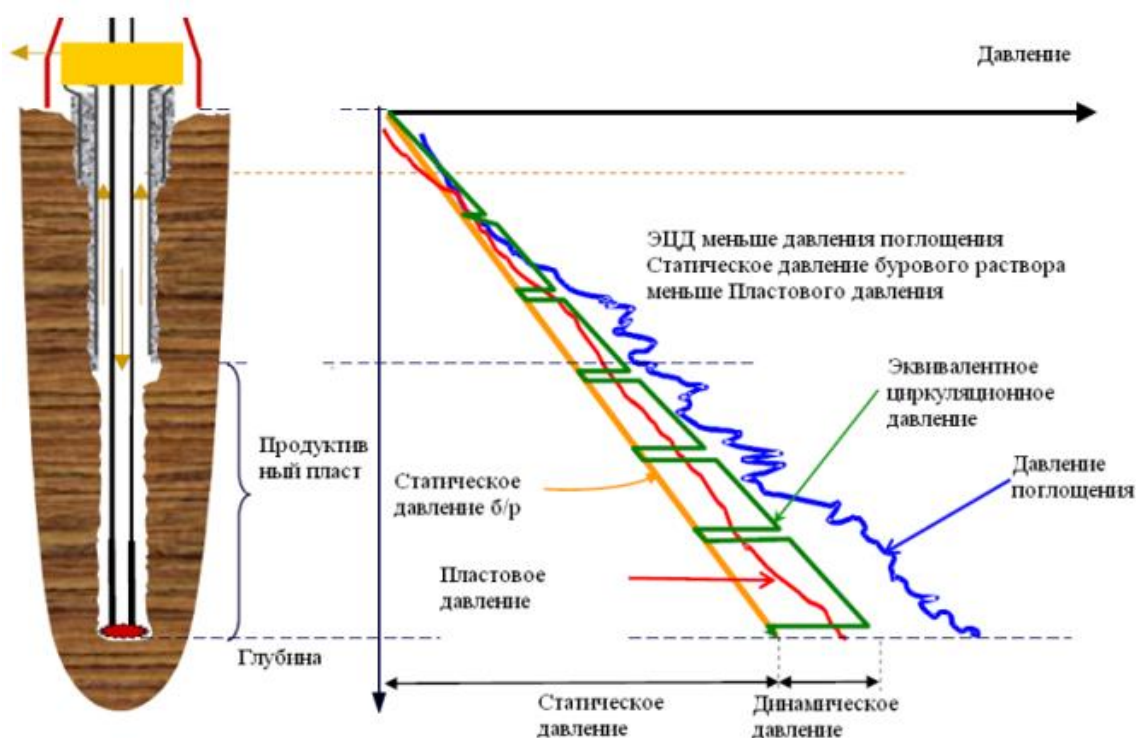


Рисунок 3.3 – График давлений при бурении с регулируемым давлением

Так, при бурении горизонтального участка с буровым раствором плотностью $0,88\text{г/см}^3$ наблюдались частичные поглощения (на ЮТМ продуктивный пласт представлен сильно трещиноватым доломитным коллектором рифейских отложений с АНПД), а при остановках бурения для наращивания и СПО наблюдался перелив бурового раствора интенсивностью до $4\text{--}6\text{ м}^3/\text{час}$. В такой ситуации применение системы бурения скважины с управляемым давлением является оптимальным способом по обеспечению безопасности работ, отсутствию поглощений и переливов бурового раствора. На данный момент планируется пилотный проект с применением данной технологии.

Заключение

Применение систем бурения скважин с регулируемым давлением и с бурением на депрессии может решить несколько важнейших проблем первичного вскрытия пласта и дальнейшего бурения по нему:

- минимизировать загрязнение буровым раствором продуктивного пласта;

- производить бурение пластов с АНПД без поглощения бурового раствора;

- увеличить механическую скорость бурения в связи с отсутствием поглощений; - снизить время выхода скважины на режим при испытании;

- повысить безопасность проведения работ в осложненных условиях;

- в дальнейшем повысить коэффициент извлечения нефти из пласта.

Несмотря на то, что технология бурения с регулируемым давлением является достаточно дорогой, эффект от ее использования может быть заметен в течение всего цикла разработки месторождения. Для каждого конкретного месторождения, конечно, необходим расчет рентабельности данной технологии, но в условиях коллекторов Восточной Сибири с АНПД, низкой проницаемостью, низкой фильтрацией необходим поиск новых методов разработки, так как основная часть нефти при существующих методах разработки месторождений, так и останется недоступной для освоения и добычи.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

ООО «Буровая компания «Евразия» обладает мощной корпоративной производственной базой, высоким потенциалом производственных мощностей, позволяющими предприятию с успехом решать задачи по бурению и строительству нефтяных и газовых скважин. Бурение скважин – дорогостоящий и трудоемкий процесс. От того, насколько качественно пробурена скважина, зависит срок ее дальнейшей эксплуатации. Бурение скважин - коллективный труд. Сегодня БКЕ представляет собой сложившуюся органичную структуру, осуществляющую для Заказчика весь комплекс технологических работ до сдачи скважин из бурения.

Услуги, предоставляемые БК «Евразия»:

- Строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- Бурение горизонтальных, наклонно-направленных и пологих скважин;
- Бурение многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин;
- Бурение нефтяных скважин на равновесии и депрессии;
- Освоение и испытание эксплуатационных и разведочных скважин;
- Бурение вторых стволов из ранее пробуренных и обсаженных скважин;
- Внедрение новых технологий и инженерное сопровождение бурения скважин;
- Исполнение функций интегратора при выполнении работ по интегрированному подряду.

Регионы деятельности:

- Западно- Сибирский;
- Когалымский;
- Пермский;
- Усинский.

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

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

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

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

4. Управление эксплуатации трубопроводов.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (4.1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (4.1)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных

и эксплуатационных скважин;

- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4000/300 ЭК. Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3» [2]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [1].

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

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

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

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [3]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Е.1 (Приложение Е).

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие технико-экономические показатели.

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.2):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}}, \quad (4.2)$$

где H – глубина скважины по стволу, м;

$t_{\text{б}}$ – время бурения скважины, ч.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.3):

$$V_{\text{р}} = \frac{H}{t_{\text{б}} + t_{\text{СПО}}}, \quad (4.3)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время на спускоподъемные операции, ч.

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_{\text{ком}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}}, \quad (4.4)$$

где $t_{\text{к}}$ – календарное время бурения, ч.

Средняя проходка на долото определяется по формуле (4.5):

$$V_{\text{ср.д.}} = \frac{H}{T}, \quad (4.5)$$

где T – количество интервалов бурения.

В таблице 4.1 отражены рассчитанные технико-экономические показатели бурения.

Таблица 4.1 – Техничко-экономические показатели бурения

Показатель	Значение
Механическая скорость бурения, м/ч	16,25
Рейсовая скорость бурения, м/ч	15,13
Коммерческая скорость бурения, м/ст.мес	4633,4
Средняя проходка на долото, м	758,2

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	–	1
Помощник бурового мастера	–	3
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	–	2

Согласно нормативной карте, вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 558,5 часов или 23,3 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

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

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	35	■								
			■							
				■						
					■					
Буровая	18					■	■			
								■		
Испытания	6							■		

Рисунок 4.2 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной 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» [4], 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.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады, содержание бурового оборудования, амортизацию бурового оборудования, запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации, химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице Е.2, на крепление скважины – в таблице Е.3 (приложение Е).

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в главах 7–11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [14], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [5]. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 228,6.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице Е.4 (приложение Е).

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (4.6):

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H}, \quad (4.6)$$

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

П – плановое накопление, руб;

H – глубина скважины по стволу, м.

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{244119632 - 8226324}{5354} = 64328,7 \text{ руб/м}$$

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данная часть работы предусматривает то, какие разделы социальной ответственности должны соблюдаться на производстве при проектировании наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком в данных литологических и атмосферных условиях на месторождении, находящимся в Парабельском районе Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины. Буровые работы являются одной из ключевых частей нефтегазового производства, поэтому соблюдение всех правил и регламентов обязательно при данном виде работ.

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Помимо этого, в данном разделе отражены проектные решения, исключающие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

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 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и главой 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» [1].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад

также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [2].

Согласно Статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе [1].

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ [5].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [3].

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» [4].

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

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

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [4]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

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

- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», 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
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	-	+	+	МР 2.2.7.212906. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
2. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум
3. Повышенные уровни вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	-	+	+	Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность
9. Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте	-	+	+	ПБНГП

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

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Свердловская область, особый), 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, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышенные уровни шума

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

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой 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 [6]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1.005-88 [7] 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: Углеводороды	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [8]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [9].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются

утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [10] и приведены в таблице 4.

Таблица 5.4 - Требования к освещению производственного объекта

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

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относятся 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 [11].

Поражение электрическим током

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

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

Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [10] и включают в себя:

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

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы

при ГНВП [12]. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР [13].

Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – предельно допустимые концентрации вредных веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2021 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их

появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

5.3.2 Защита гидросферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры [14]:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;

- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;

- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

5.3.3. Защита литосферы

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [14]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94[16]. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [15]. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других. В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [10]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с

высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [10]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [17].

Заключение

В данном разделе ВКР были рассмотрены характерные правовые нормы трудового законодательства и эргономические требования к проектируемой рабочей зоне. Проанализированы и описаны вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при строительстве скважины. Разработаны решения, обеспечивающие снижение влияние выявленных опасных и вредных факторов на работающих. Выявлены возможные источники загрязнения окружающей среды и пути их решения. Был произведен краткий анализ возможных ЧС, а также выявлены причины, последствия и меры по ликвидации наиболее вероятной чрезвычайно ситуации.

Именно поэтому социальная ответственность является значимым компонентом всего производственного процесса, а предусматриваемые мероприятия направлены на обеспечение эффективной и безаварийной разработки месторождения и рациональное использование природных ресурсов.

Заключение

В выпускной квалификационной работе применены технологические решения для строительства параметрической наклонно-направленной скважины на Саргаевский горизонт нефтегазового месторождения (Свердловская область).

В данном дипломном проекте, проведён анализ геологической части, а именно географо-экономической характеристики района работ, геологических условиях бурения, газонефтеводоносности, список зон возможных осложнений, условия их возникновения и способы предотвращения.

Исходя из технического задания, был спроектирован профиль наклонно-направленной скважины с требуемым отходом. Опираясь на этот профиль, были предложены соответствующие технологии и операции для его успешной проводки. Произведён расчёт для всех интервалов и отдельно для каждой обсадной колонны.

Также рассмотрены проблемы о безопасности в рабочей зоне, охране окружающей среды, чрезвычайных ситуациях, разработаны сметная стоимость сооружения скважины, календарный план-график строительства скважины.

В специальной части дипломного проекта рассмотрен вопрос о разновидностях технологии бурения с регулируемым давлением.

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. Аммян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Аммян, Н.П. Васильева // М.: Недра, 1972. 336 с.
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов // М.: Недра, 1998. 365 с.
7. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / М. Кристиан, С. Сокол, А. Константинеску // М.: Недра, 1985. 184 с.
8. Сверкунов С.А. Применение технологии бурения с регулируемым давлением в условиях Восточной Сибири / С.А. Сверкунов // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН №2 (41), 2012.
9. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 23.05.2021).
10. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 23.05.2021).
12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Ограничения на работы вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/af72ada0e271d7cdc217199d8c67f147d8974583/;
14. 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» [Электронный источник] / <https://docs.cntd.ru/document/901756020>;
15. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в РФ» [Электронный источник] / <https://docs.cntd.ru/document/901806909>;
16. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;
17. Методические рекомендации «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [Электронный источник] / <https://docs.cntd.ru/document/1200047514>;
18. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность;
19. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
20. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование;
21. ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания, фильтрующие;
22. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.;
23. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции;

24. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;

25. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше;

26. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения;

27. ГОСТ 22263-76. Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия;

28. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше;

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

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	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичная система	Q	-	-	>1,3
20	2319	Пермская система Ассельский+сакмарский+артинский	P _{1a+s}	-	-	1,2
2319	2409	Каменноугольная система Верхний отдел	C ₃	-	-	1,3
2409	2540	Средний отдел Московский ярус Мячковский горизонт	C _{2mc}	до 2	330-350	1,1
2540	2670	Подольский горизонт	C _{2pd}	до 2	330-350	1,05
2670	2760	Каширский горизонт	C _{2ks}	до 2	330-350	1,05
2760	2854	Верейский горизонт	C _{2vr}	до 2	330-350	1,02
2854	2944	Башкирский ярус	C _{2b}	до 2	330-350	1,4
2944	2974	Нижний отдел Серпуховский ярус Протвинский горизонт	C _{1prt}	до 2	330-350	1,2
2974	3185	Тарусский+стешевский горизонты	C _{1tr+st}	до 2	330-350	1,2
3185	3375	Визейский ярус Окский надгоризонт Михайловский+веневский горизонты	C _{1mh+vn}	до 2	330-350	1,05

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
3375	3455	Алексинский горизонт	C _{1al}	до 2	330-350	1,1
3455	3510	Яснополянский надгоризонт Тульский горизонт	C _{1tl}	до 2	330-350	1,15
3510	3540	Бобриковский горизонт	C _{1bb}	до 2	330-350	1,35
3540	3570	Малиновский горизонт	C _{1mn}	до 2	330-350	1,5
3570	3610	Турнейский ярус Чернышевский надгоризонт Кизеловский и черепетский горизонт	C _{1kz} -C _{1crp}	до 2	330-350	1,4
3610	3635	Лихвинский надгоризонт Малевский+упинский горизонты	C _{1ml+up}	до 3	330-350	1,35
3635	3680	Заволжский горизонт	C _{1zv}	до 3	330-350	1,2
3680	3890	Девонская система Верхний отдел Фаменский ярус	D _{3fm+}	до 3	330-350	1,05
3890	4125	Франский ярус Нерасчлененные воронежский, евлановский и ливенский горизонты	D _{3vr-ev-Iv}	до 3	330-350	1,05
4125	4165	Бурегский горизонт	D _{3br}	до 3	330-350	1,05
4165	4190	Доманиковский горизонт	D _{3dm}	до 3	330-350	1,05
4190	4195	Саргаевский горизонт	D _{3sr}	до 3	330-350	1,05
4195	4210	Тиманский и пашийский горизонты	D _{3tm} +D _{3ps}	до 3	330-350	1,3
4210	4300	Верхний протерозой Рифей Гожанская свита	R _{2gz}	до 3	330-350	1,1

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	20	Пески Суглинки	50 50	Пески, глины, супеси и суглинки с обломками коренных пород
P _{1a+s}	20	2319	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	40 35 25	Переслаивание аргиллитов, алевролитов и полимиктовых песчаников с редкими прослоями известняков, мергелей, гравелитов и конгломератов
C ₃	2319	2409	Аргиллиты Алевролиты Известняки	50 25 25	Аргиллиты с прослоями алевролитов и глинистых известняков
C _{2mc}	2409	2540	Известняки	100	Известняки преимущественно детритовые, прослоями глинистые
C _{2pd}	2540	2670	Известняки Доломиты	80 20	Известняки, местами глинистые, участками окремнелые с прослоями доломитов
C _{2ks}	2670	2760	Известняки Аргиллиты	95 5	Известняки прослоями глинистые до перехода в аргиллит
C _{2vr}	2760	2854	Известняки Аргиллиты	70 30	Переслаивание известняков и аргиллитов

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
C _{2b}	2854	2944	Известняки	100	Известняк органогенно-детритовый, местами глинистый
C _{1prt}	2944	2974	Известняки глины	75 25	Известняки с прослоями глин
C _{1tr+st}	2974	3185	Известняки Доломиты	50 50	Переслаивание известняков и доломитов
C _{1mh+vn}	3185	3375	Известняки Доломиты	60 40	Переслаивание известняков и доломитов
C _{1al}	3375	3455	Известняки Аргиллиты Доломиты	85 10 5	Переслаивание известняков, доломитов и аргиллитов
C _{1tl}	3455	3510	Известняки Песчаники Алевролиты Аргиллиты	20 25 25 30	Известняки с детритом. Переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников
C _{1bb}	3510	3540	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	35 35 30	Переслаивание аргиллитов, алевролитов и пасчаников
C _{1mn}	3540	3570	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	50 30 20	Переслаивание аргиллитов, алевролитов и пасчаников
C _{1kz- C_{1grp}}	3570	3610	Известняки	100	Известняки доломитизированные
C _{1ml+up}	3610	3635	Известняки	100	Известняки доломитизированные
C _{1zv}	3635	3680	Известняки аргиллиты	95 5	Переслаивание известняков и аргиллитов

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
D _{3fm+}	3680	3890	Известняки Доломиты	50 50	Переслаивание известняков и доломитов
D _{3vr-ev-Iv}	3890	4125	Известняки Доломиты	70 30	Переслаивание известняков и доломитов
D _{3br}	4125	4165	Известняки Доломиты	50 50	Переслаивание известняков и доломитов
D _{3dm}	4165	4190	Доломиты Известняки	50 50	Переслаивание известняков и доломитов
D _{3sr}	4190	4195	Доломиты	100	Доломиты местами битуминозные
D _{3tm+D_{3p} s}	4195	4210	Песчаники Алевролиты Аргиллиты доломиты	30 30 30 10	Переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями доломитов
R _{2gz}	4210	4300	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Гравелиты	45 25 25 5	Песчаники с прослоями алевролитов, аргиллитов и реже гравелитов

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

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кг/мм ²	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.) и т.д.)
	от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	пески суглинки	2000- 2100	0,5-10	нет данны	нет данны	нет данны	20-130	нет данных	М
P _{1a+s}	20	2319	аргиллиты алевролиты песчаники	2100- 2500	0,5-12	нет данны	нет данны	нет данны	20-100	3-8	М+С
C ₃	2319	2409	аргиллиты алевролиты известняки	2400- 2700	0,5-19	<0,01- 104	нет данны	нет данны	50-200	3-7	С
C _{2m}	2409	2854	известняки аргиллиты доломиты	2400- 2500	10-15	7	нет данны	нет данны	90-200	3-6	С+Т
C _{2b}	2854	2944	Известняки	2600- 2700	10-12	96	нет данны	нет данны	90-200	3-6	С+Т
C _{1s}	2944	3185	известняки глины	2400- 2700	10-11	96	нет данны	нет данны	90-300	2-6	С

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C _{1vk}	3185	3465	известняки доломиты аргиллиты	2400- 2700	10-16	95-187	нет данны	нет данны	80-270	3-7	C+T
C _{1vt}	3465	3570	песчаники аргиллиты алевролиты	2100- 2500	10-16	15	нет данны	нет данны	50-270	3-8	C
C _{1t}	3570	3680	известняки аргиллиты	2400- 2700	8-12	8-49	нет данны	нет данны	40-270	3-7	C
D _{3fm}	3680	3890	известняки доломиты	2600- 2700	10-14	49-399	нет данны	нет данны	80-200	3-7	C
D _{3f}	3890	4210	известняки доломиты песчаники алевролиты аргиллиты	2100- 2700	5-15	9-200	нет данны	нет данны	100-200	3-8	C
R ₂	4210	4300	песчаники алевролиты аргиллиты гравелиты	2100- 2500	3-18		нет данны	нет данны	100-200	3-8	C

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				
			МПа/м	Источ- ник получе- ния	МПа/м	Исто- чник полу- чени- я	МПа/м	Исто- чник получ- ения	МПа/м	Исто- чник получ- ения						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q-R ₁	0	100	0,0098		1, 2, 3	0,0098		1, 2, 3	0,0188		расчет по РД- 39-2	0,0239		расчет по плотн ости водона сыщен ных пород	1,5	4
P ₁	100	1000	0,0098			0,0098			0,0169			0,0242			15	
P ₁	1000	2300	0,0104			0,0104			0,0167			0,0245			36	
C ₃ -C ₁	2300	3470	0,011-0,0105			0,0105			0,0166- 0,00163			0,0254			52	
C ₁ -R ₂	3470	4300	0,011-0,0107			0,011-0,0107			0,0169-0,0167			0,0255			65	
<p>Примечания: 1 ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным; 2 – ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям; 3 РЗФ – расчет по фактическим замерам в скважинах. 4 – Пластовая температура определена по «Графику распределения пластовых температур» с учетом среднеарифметических градиентов температуры по Тюшевскому и Черчинском месторождениям</p>																

Таблица А.5– Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
C ₃ -C _{1tl}	2300	3470	Поглощения	Наличие в разрезе проницаемых пород, а также несоблюдение проектной плотности бурового раствора
C _{1kz} -D _{3sr}	3570	4195		
Q-P ₁	0	2300	Осыпи и обвалы	Наличие в разрезе обвальных пород, несоблюдение проектной плотности бурового раствора
C ₃ -C _{1tl}	2300	3470		
C _{1tl} -C _{1mn}	3470	3570		
D _{3tm} -R ₂	4195	4300		
P _{1a+s+ar}	0	1200	Нефтегазоводопроявления	При снижении давления в стволе скважины ниже пластового, т.е. при создании депрессии на пласт. Геологические: вскрытие зон проявления с ростом уровня ПЖ ниже критической отметки.
P _{1a+s+ar} -C ₃	1200	2409		
C _{2mc} -C _{2ks}	2409	2720		
C _{2ks} -C _{2vr}	2720	2854		
C _{2b} -C _{1al}	2854	3455		
C _{1tl} -C _{1mn}	3455	3570		
C _{1kz} -D _{3sr}	3570	4195		
D _{3tm} —D _{3ps}	4195	4300		

Таблица А.6 – Исследовательские работы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал отбора керна, м		Метраж отбора керна	Интервал отбора шлама, м		Частота отбора шлама через, м
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
P ₁	1000	2300	96	1000	2300	через 5 м проходки
C ₃	2300	2330	30	2300	4300	через 2 м проходки
C ₃ -C _{2mc}	2390	2430	40			
C _{2mc}	2532	2540	8			
C _{2pd}	2572	2580	8			
C _{2ks}	2670	2678	8			
C _{2ks}	2730	2765	35			
C _{2vr}	2790	2820	30			
C _{2vr} -C _{2b}	2850	2894	44			
C _{1prt} -C _{1st} -tr	2970	2990	20			
C _{1tr} -C _{1ok}	3175	3195	20			
C _{1tl} -C _{1tl1}	3460	3490	30			
C _{1tl1} -C _{1bb}	3506	3526	20			
C _{1mn}	3540	3560	20			
C _{1mn} -C _{1crp}	3566	3606	40			
C _{1zv} -D _{3fm}	3674	3710	36			
D _{3fm} -R ₂	4176	4228	52			
R ₂	4292	4300	8			

Приложение Б

(обязательное)

Исходная информация по нефтегазоконденсатному месторождению (Республика Саха)

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, мкм ² /мПа*с		Содержание серы, %	Содержание парафина, %	Свободный дебит, т/сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, %	содержание углеводородного газа, %	относительная плотность газа по воздуху	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C ₂ ks	2720	2760	поровый, порово-трещинный	837	-	ниже 0,03	-	1,35	4,05	-	83	-	-	-	-	-
C ₂ vr	2790	2850		837	-	ниже 0,03	-	1,35	4,05	-	83	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C _{1v}	3465	3560	поровый	834	-	0,03-0,06	-	1	3,75	32,4	146	0,05-5,03	-	0,829-1,06	-	-
C _{1t}	3570	3610	порово-трещинный	834	-	ниже 0,03	-	0,8	3,921	-	138	0,01-0,46	0,63	0,845-1,256	-	-
D _{3tm} +D _{3ps}	4190	4195	поровый	874	-	ниже 0,03	-	2,86	5,05	-	105	0,1	-	1,027-1,457	-	-

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, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от	до					анионы			катионы				
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	НСО ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ₂₊	Ca ₂₊		
Q-P ₁	0	150	поровый	1000	-	-	н.с	н.с	н.с	н.с	н.с	н.с	<1	да
P ₁ -C ₃	150	2409	поровый	1000-1100	-	-	49,52	0,19	0,01	35,45	9,9	4,65	1-160	нет
C ₂ -C _{1v}	2409	3572	поровый, трещинно-поровый, каверно-поровый	1100-1170	-	-	49,76	0,18	0,03	31,55	14,4	4,05	150-250	нет
C _{1t} -R ₂	3572	4300	трещинно-поровый, поровый	1100-1170	-	-	49,49	0,33	0,18	40,72	7,95	1,33	150-250	нет

Таблица Б.3 – Газоносность

Индекс стратиграфическог	Интервал, м		Тип коллектора	Сост ояние (газ, конде нсат)	Содержание, %		Относител ьная плотность газа по воздуху	Коэффици ент сжимаемо сти в пластовы х условиях	Свободн ый дебит, м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаем ость
	от (вер х)	до (низ)			серовод орода	углекисл ого газа				в пластов ых условия х	на устье скважи ны	
P _{1as} - _s	1200	2319	поровый, порово- трещинный	газ	-	0,1	0,734	-	150	-	-	-
C ₃	2319	2409	поровый, порово- порово- трещинный	газ	0,94	нет	0,717-1,213	-	140	-	-	-
C _{2m} с	2409	2435	трещинно- кавернозный	газ	0,1	1,2	0,64	-	134,5	-	-	0,1
C _{2b}	2854	2944	порово- трещинный	газ	0,768	1,01	0,635	-	528	-	-	0,1

Приложение В

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

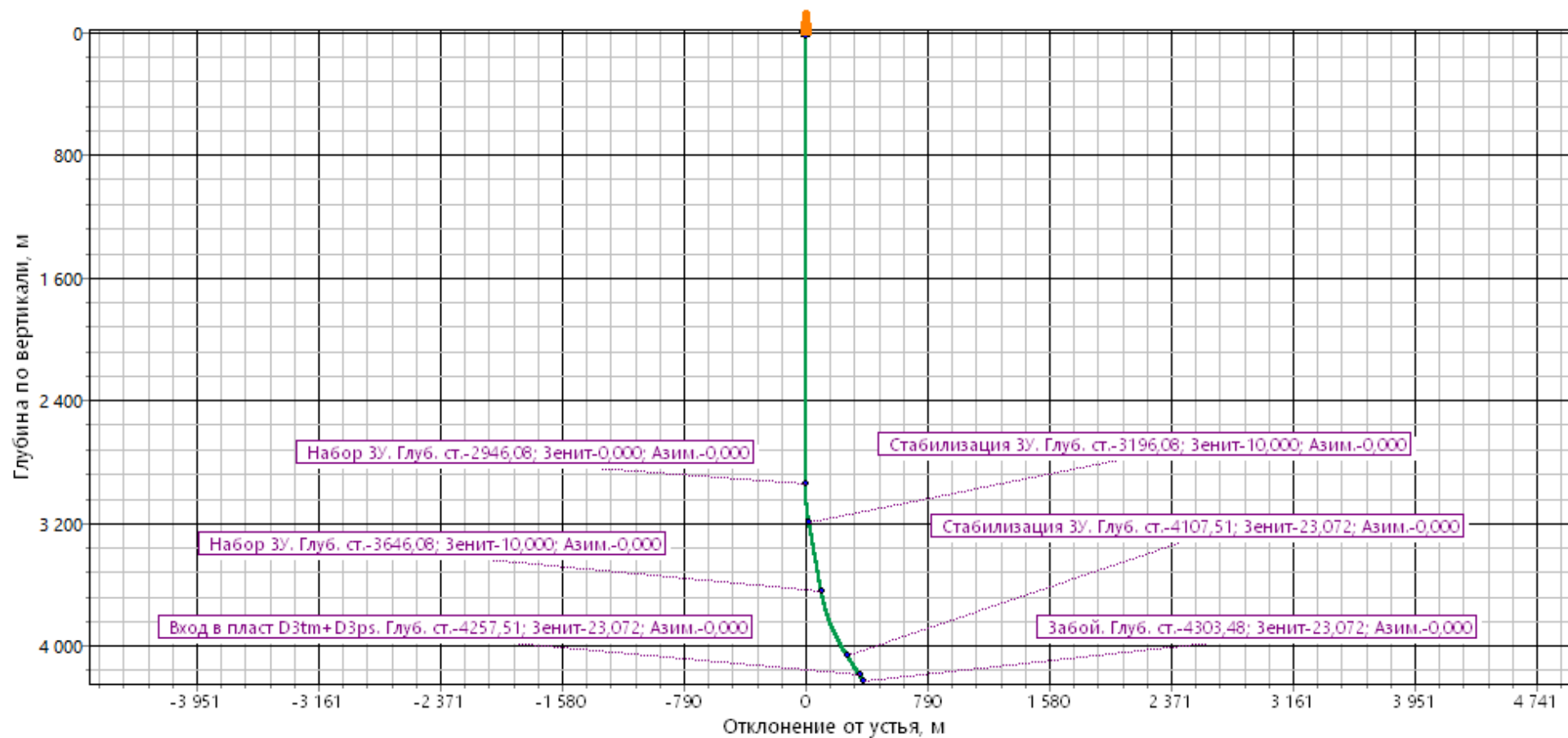


Рисунок В.1 – Проектный профиль скважины

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

Тип профиля		Наклонно-направленная							
Исходные данные									
Глубина скважины по вертикали, м	4228,52			Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				0,4	
Глубина кровли продуктивного пласта, м	4190/4257			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				0,5	
Отход скважины, м	375			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м				0,4	
Длина интервала бурения по пласту, м	5/6			Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град				10	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	10			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				23,07	
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	2946,08	2946,08	2946,08	2946,08	0	0	0	0,00
2	2946,08	3194,81	3194,81	250,00	3196,08	0	10	21,76	21,76
3	3194,81	3637,97	3637,97	450,00	3646,08	10	10	78,14	99,90
4	3637,97	4064,30	4064,30	461,43	4107,51	10	23,07	168,25	268,15
5	4064,30	4190,00	4190,00	150,00	4257,51	23,07	23,07	81,85	350,00
6	4190,00	4195,00	4195,00	5,97	4263,48	23,07	23,07	3,26	353,26
7	4195,00	4228,52	4228,52	40,00	4303,48	23,07	23,07	21,82	375,08
Итого	Σ		4228,52	Σ	4303,48	–	–	Σ	761,86

Приложение Г

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	Волгабурмаш GRD111	0,65	490	-	3-177	Ниппель	0,25
2	Переводник М-177/171	0,529	225	100	3-177	Муфта	0,096
					3-171	Муфта	
3	2-КА490,0 МСК	0,761	490	100	3-171	Ниппель	0,38
					3-171	Муфта	
4	УБТС1-229	36	229	90	3-171	Ниппель	1,7
					3-171	Муфта	
5	Переводник П-171/163	0,53	225	76	3-171	Ниппель	0,09
					3-163	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,35	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
7	Переводник П-163/133	0,521	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-133	Муфта	
8	ПК-127х9,19 М	6,5	127	108,6	3-133	Ниппель	0,3
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Бурение под кондуктор (30–700 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Бури́нтех 393,7 В 419 ТСР	0,45	393,7	-	3-171	Ниппель	0,18
2	КЛСД 390,5	0,5	390,5	80	3-171	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
3	Переводник П-171/177	0,5	279	80	3-171	Ниппель	0,45
					3-177	Муфта	
4	ДР-286.3.60IDT	13,2	286	-	3-177	Ниппель	3,445
					3-177	Муфта	
5	Переводник П 177/171	0,48	240	80	3-177	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	КЛСД 390,5	0,5	390,5	80	3-171	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
7	Переводник П 171/161	0,5	203	80	3-171	Ниппель	0,05
					3-161	Муфта	
8	УБТС2-203	24	203	80	3-161	Ниппель	3,96
					3-161	Муфта	
9	Переводник П-161/152	0,5	203	68	3-161	Ниппель	0,05
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Яс SJ 172 НМ	5,53	172	70	3-152	Ниппель	0,75
					3-152	Муфта	
11	Переводник П-152/133	0,5	178	68	3-152	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	УБТС2-178	24	178	72	3-133	Ниппель	2,8
					3-133	Муфта	
13	ПК-127х9,19 М	638	127	108,6	3-133	Ниппель	24,45
					3-133	Муфта	
Бурение под техническую колонну (700–1950 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 295,3 ВТ 616 ТУ	0,39	295,3	-	3-152	Ниппель	0,082
2	1-КС 292 МС	0,5	292	80	3-152	Муфта	0,06
					3-152	Муфта	
3	RS240N355	9,14	240	-	3-152	Ниппель	2,547
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 152/147	0,5	240	68	3-152	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
5	Телесистема (ТЭМС-178) НУБТ 178	9,45	178	68	3-133	Ниппель	1,89
					3-133	Муфта	
6	УБТС2-178	18	178	68	3-133	Ниппель	2,88
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Переводник П-133/152	0,517	178	58,6	3-133	Ниппель	0,05
					3-152	Муфта	
8	Яс SJ 172 НМ	5,53	172	70	3-152	Ниппель	0,75
					3-152	Муфта	
9	Переводник П-152/147	0,517	146	58,6	3-152	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
10	УБТС2-178	18	178	68	3-147	Ниппель	2,88
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/133	0,517	146	58,6	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	ПК-127х9,19 М	1884	127	108,6	3-133	Ниппель	62,06
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1950–4303 м)							
1	TD-190,5 SVD 416-T1.3	0,39	190,5	-	3-117	Ниппель	0,039
2	2КС – 187С	0,43	187	80	3-117	Муфта	0,03
					3-117	Муфта	
3	ДГР-165.7/8.49	0,91	166	-	3-117	Ниппель	1,015
					3-133	Муфта	
4	Телесистема (ТЭМС-178) НУБТ 178	9,45	178	80	3-133	Ниппель	1,89
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Переводник П-133/121	0,5	146	68	3-133	Ниппель	0,05
					3-121	Муфты	
6	УБТС2-146	30	146	68	3-121	Ниппель	4,62
					3-121	Муфты	
7	Переводник Н-121/102	0,5	146	68	3-121	Ниппель	0,05
					3-102	Ниппель	
8	ЯГБ-127	2	127	56	3-102	Муфта	0,32
					3-102	Муфта	
9	Переводник П-102/121	0,5	146	68	3-102	Ниппель	0,05
					3-121	Муфты	
10	УБТС2-146	24	146	68	3-121	Ниппель	3,68
					3-121	Муфты	
11	Переводник П-121/133	0,5	146	68	3-121	Ниппель	0,05
					3-133	Муфты	
12	ПК-127х9,19 М	4251	127	108,6	3-133	Ниппель	140
					3-133	Муфта	
Отбор керн (4258-4263 м)							
1	БИТ 190,5/100 В 913	0,38	190,5	-	3-161	Ниппель	0,15
2	Переводник П 161х133	0,5	178	80	3-161	Муфта	0,05
					3-133	Ниппель	
3	Керноотборный снаряд СК 178/100 ТРИАС	8	178	100	3-133	Муфта	1
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	УБТС2-178	16	178	80	3-133	Ниппель	2,832
					3-133	Муфта	
5	ПК-127х9,19 М	4240	127	108,6	3-133	Ниппель	139,1
					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					Дли на 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 КНК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	30	ПК 127х9	127	М	9,19	3-133	2,63	0,086	5,6	2,63	>10	29,6	31,1
бурение	30	700	ПК 127х9	127	М	9,19	3-133	670	21,98	29,78	1,1	5,9	4,40	4,62
бурение	700	1950	ПК 127х9	127	М	9,19	3-133	1932	63,3	67,4	1,05	3,25	2,23	2,75
бурение	1950	4303	ПК 127х9	127	М	9,19	3-133	4271	140	143,9	1,61	1,56	1,48	1,58
отбор керна	4258	4263	ПК 127х9	127	М	9,19	3-133	4260	139	141,2	1,16	1,71	1,34	1,40

Приложение Д

Таблица Д.1 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора				
Интервал	0-30	30-700	700-1950	1950-4303
Исходные данные				
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
К	1,65	0,65	0,65	0,3
K_k	1,2	1,2	1,2	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,15	0,1
V_m , м/ч	40	35	30	25
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{пмах}$, м	0,0238	0,0222	0,0206	0,0159
n	3	6	6	6
$V_{кмин}$, 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	1,1	1,1	0,18	0,18
$\rho_{п}$, г/см ³	2,3	2,3	2,3,	2,45
S заб	0,19	0,12	0,07	0,03
S max	0,18	0,11	0,06	0,02
Dc	0,77	0,69	0,60	0,46
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	123	79	44	13
Q_2 , л/с	152	87	69	12
Q_3 , л/с	88	55	42	22
Q_4 , л/с	42	78	73	28
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	42-152	55-87	42-73	12-28
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}$, л/с	45	70	70	28

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, м ³ .
от	до					
0	30	30	490	-	1,3	7,35
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5,92
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,12
Объем раствора в конце бурения интервала						13,27
Общая потребность бурового раствора на интервале:						58,27
Объем раствора к приготовлению:						58,27
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						31,41
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, м ³ .
от	до					
30	700	670	393,7	405,7	1,2	101,75
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						4,96
Расчетные потери бурового раствора при очистке						86,13
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,74
Объем раствора в конце бурения интервала						187,88
Общая потребность бурового раствора на интервале:						232,88
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						31,41
Объем раствора к приготовлению:						201,47
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						88,05
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, м ³ .
от	до					
700	1950	1250	295,3	306,3	1,2	154,31
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						4,26
Расчетные потери бурового раствора при очистке						87,71
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,4
Объем раствора в конце бурения интервала						242,03
Общая потребность бурового раствора на интервале:						313,29
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						88,05
Объем раствора к приготовлению:						313,29

Продолжение таблицы Д.2

Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	к каверн .	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.	от					
1950	4303	2353	190,5	202,5	1,23	142,76
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,68
Расчетные потери бурового раствора при очистке						83,17
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						13,02
Объем раствора в конце бурения интервала						225,94
Общая потребность бурового раствора на интервале:						373,7
Объем раствора к приготовлению:						464,1

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
NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	23,3	1	109,54	5	149,95	6	-	-	282,80	12
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	25	46,6	2	219,08	9	299,91	12	-	-	565,61	23
Глинопорошок BENTOLUX API-AS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	1748,2	2	8215,50	9	11246,56	12	-	-	21210,27	22
Seurvey FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	17,5	1	82,16	4	112,47	5	-	-	212,10	9
Биолуб LVL	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	200	174,8	1	821,55	5	1124,66	6	-	-	2121,03	11
Оснопак-НО	Регулятор фильтрации	25	291,4	12	1369,25	55	1874,43	75	-	-	3535,05	142
Барит КБ-3	Регулирование плотности	1000	12762,0	13	44363,72	44	114714,90	115	140479,32	141	312319,88	313
Углеводородная биоразлагаемая жидкость (УБЖ)	Углеводородная основа	170	-	-	-	-	-	-	299803,42	1765	299803,42	1765

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ca(OH) ₂	Известь	1000	-	-	-	-	-	-	6424,3 6	7	6424, 36	7
Эмульгатор Cleave марки FM	Эмульгатор	170	-	-	-	-	-	-	856,58	6	856,5 8	6
Основа марки БР-4	Гидрофобизатор	200	-	-	-	-	-	-	856,58	5	856,5 8	5
Versamod	Регулятор реологии	180	-	-	-	-	-	-	642,44	5	642,4 4	5
Гильсонит	Понизитель фильтрации	200	-	-	-	-	-	-	856,58	5	856,5 8	5
Органобентони т Основа Медиум марки Э	Структурообразователь	1000	-	-	-	-	-	-	3426,3 2	4	3426, 32	4

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	0,494	0,064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	22,2	86,4	432,4
Под кондуктор									
30	700	БУРЕНИЕ	0,528	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	88,4	337,7
Под эксплуатационную колонну									
700	1950	БУРЕНИЕ	1,007	0,102	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	14	75,8	247
Отбор керна									
4258	4263	ОТБОР КЕРНА	0,663	0,068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	9,5	40,5	28,3
Под хвостовик									
1950	4303	БУРЕНИЕ	0,954	0,101	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	42,3	35,7

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
					КПД	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	УНБ-1250	2	95	190	215,1	0,95	35	22,81	45,62
30	700	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	190	215,1	0,95	54	35,19	70,38
700	1950	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	190	215,1	0,95	60	35,19	70,38
4258	4263	ОТБОР КЕРНА	УНБ-1250	1	95	150	367,2	0,95	50	25,83	25,83
1950	4303	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	150	367,2	0,95	45	28,69	28,69

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	20,9	9,5	0	1,4	0,4	10
30	700	БУРЕНИЕ	163,4	48	43,7	56	5,4	10
700	1950	БУРЕНИЕ	187,4	35,3	26,25	88	23,8	10
4258	4263	ОТБОР КЕРНА	173,2	10,9	0	86,3	67,9	8,1
1950	4303	БУРЕНИЕ	181,9	12,4	35,9	75,2	48,6	9,8

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:	GRD111	0	20	400	0,02	20	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:	Буринтех 393,7 В 419 ТСП	20	823	3200	0,04	803	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:	Буриртех БИТ 295,3 ВТ 419 СР	823	1635	3200	0,06	812	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:	Технодрил TD-190,5 SVD 416-T1.3	1635	3598	3200	0,08	1963	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	-	-
КСI	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												
490 (19 19/64) GRD111	шт.	3152,3	-	-	0,1	315,23	-	-	-	-	-	-
393,7 (15 ½) Буринтех 393,7 В 419 ТСР	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,24	664,74	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) Буринтех БИТ 295,3 ВТ 419 С	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,29	1424,07	-	-
220,7 (8 11/16) Технодрил TD-190,5 SVD 416-T1.3	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3035,95
1-КА393,7 СТК	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	

Приложение Ж Геолого – технический наряд

Глубина, м	Стратиграфия	Литологическое описание	Температура, °С	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины						Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание	
						426 мм	393,7 мм	299,3 мм	244,51 мм	146,1 мм	215,9 мм								
1	2	3	4	5	6							8	9	10	11	12	13	<p>1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и запись в буровом журнале объема доливаемого раствора.</p> <p>2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7 м/с., за 100 метров до продуктивного горизонта до 0,4 м/с.</p> <p>3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.</p> <p>4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, наверхнуть обратный клапан, устье загерметизировать.</p> <p>5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18 часов, до 2500м. - через 24 часа, свыше 2500м. - через 36 часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции.</p> <p>6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью : ф=324х245-5 МПа, ф=245 х 178 - 5,0МПа.</p> <p>7. Проверку ПВО производить бурильщику - каждую смену, мастеру - ежедневно. Докрепление всех болтовых соединений производить 1 раз в декаду.</p> <p>8. При бурении в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка бурильной колонны определяется ответственным представителем организации ведущей телеметрическое сопровождение, с обязательным согласованием с начальником службы супервайзинга.</p> <p>9. При бурении под тех.колонну и э.к. в случаи возникновения признаков обвалообразования или газовойдопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с $\gamma = 1,16 \pm 0,02 \text{ г/см}^3$ до $\gamma = 1,22 \pm 0,02 \text{ г/см}^3$.</p>	
2	3	4	5	6	7							8	9	10	11	12	13		14
3	4	5	6	7	8							9	10	11	12	13	14		15
4	5	6	7	8	9							10	11	12	13	14	15		16
5	6	7	8	9	10							11	12	13	14	15	16		17
6	7	8	9	10	11							12	13	14	15	16	17		18
7	8	9	10	11	12							13	14	15	16	17	18		19
8	9	10	11	12	13							14	15	16	17	18	19		20
9	10	11	12	13	14							15	16	17	18	19	20		21
10	11	12	13	14	15							16	17	18	19	20	21		22
11	12	13	14	15	16							17	18	19	20	21	22		23
12	13	14	15	16	17							18	19	20	21	22	23		24
13	14	15	16	17	18							19	20	21	22	23	24		25
14	15	16	17	18	19							20	21	22	23	24	25		26
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27							
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28							
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29							
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30							
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31							
20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32							
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33							
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34							
23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35							
24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36							
25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37							
26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38							
27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39							
28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40							
29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41							
30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42							
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43							
32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44							
33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45							
34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46							
35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47							
36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48							
37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49							
38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50							
39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51							
40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52							
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53							
42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54							
43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55							

Предприятие: ООО «Буровая компания «Евразия»
 Оборудование: Буровая установка: БУ 4000/300 ЭК
 Лебедка: ЛБУ-1100ЭТ3А
 Талевая система: 5х6
 Ротор: Р 700
 Насосы: 2х УНБТ - 350А2

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД на бурение эксплуатационной скважины глубиной 4303(4230) м