

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3380 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3880)(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Прошин Владислав Сергеевич		03.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Модестович	к.т.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Прошин Владислав Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3880 метров на нефтегазовом месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	• Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при

	отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ буровых насосов	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Прошин Владислав Сергеевич		29.02.2020

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Прошин Владислав Сергеевич

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

Тема ВКР:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3380 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эксплуатационная вертикальная нефтяная скважина, зона проведения буровых работ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) ТК РФ глава 47
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по	Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-

снижению воздействия	направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях);

	- природного характера (лесные пожары); Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
--	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Прошин Владислав Сергеевич		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Прошин Владислав Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	4. Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Прошин Владислав Сергеевич		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 83 страниц, 10 рисунков, 53 таблицы, 37 литературных источников, 11 приложений.

Ключевые слова: бурение, скважина, буровой раствор, цементирование, долото.

Объектом исследования является нефтяное месторождение.

Цель работы - проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении. В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство вертикальной разведочной скважины 3880 метров на нефтяном месторождении.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана вертикальная разведочная скважина с эксплуатационной колонной диаметром 146,1 мм.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС - статическое напряжение сдвига;

ДНС - динамическое напряжение сдвига;

СПО - спуско-подъемные операции;

ГНВП - газонефтеводопроявление;

ОЗЦ - ожидание затвердевания цемента;

ПЗП - призабойная зона пласта;

КНБК- компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

БУ - буровая установка;

ЦА - цементируочный агрегат.

Оглавление

Введение.....	15
1 Горно-геологические условия бурения.....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	16
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)	18
1.3 Зоны возможных осложнений.....	18
2 Технологическая часть	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) 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.....	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	23
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	23
2.3.1 Выбор способа бурения.....	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	25
2.3.4 Расчёт частоты вращения долота	26
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	39
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	39
2.4.2 Выбор технологической оснастки.....	44
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	45
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	47

2.5 Выбор буровой установки.....	51
3 Анализ буровых насосов	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	57
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	57
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия.....	57
4.1.2 Организационная структура предприятия.....	57
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, технической и коммерческой скорости бурения.	60
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	60
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	62
5 Социальная ответственность	63
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	63
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	63
5.2 Производственная безопасность	64
5.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	66
5.3 Экологическая безопасность.....	69
5.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности ...	69
5.3.2 Защита атмосферы	69
5.3.3 Защита гидросферы	70
5.3.4 Защита литосферы	71
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
Список использованных источников	75
Заключение	78
Приложение А	79
Приложение Б.....	83

Приложение В	84
Приложение Г	87
Приложение Д	89
Приложение Е.....	90
Приложение Ж.....	91
Приложение Т.....	92
Приложение И	93
Приложение К	96
Приложение Л	99
Приложение М.....	101
Приложение Н	107
Приложение С	108
Приложение П	110
Приложение Р.....	111

Введение

Благодаря разведочным скважинам Недропользователю поступает геологическая информация о характере низлежащих пластов, о продуктивности, наличие углеводородов и потенциальном дебите. Эта информация в свою очередь поможет узнать о рентабельности месторождения и снизит число проблем и аварий, возникающих при бурении последующих скважин.

Анализ геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что породы мягкие, средней твердости и твердые. Разрез сложен глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. В скважине имеются два нефтяных продуктивных горизонта.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3880 м на месторождении Саратовской области с учетом геологических условий.

В данной работе произведён анализ современных производителей буровых насосов. Благодаря этому анализу был выбран насос.

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

1 Горно-геологические условия бурения

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные по градиентам пластового, порового, горного давления и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1, а также остальные характеристики скважины, представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-3880 м представлена в большей степени глинами с переслаиванием алевролитов, известняком, также в большом количестве присутствует порода мергель. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

Таблица 1– Давления и температуры по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Градиент						Темпера тура в конце интерва ла, °С	Источн ик получен ия
	от (верх)	по (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величина кгс/см ² на м	источник получен ия	величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	200	0,100	РФЗ	0,166	расчет	0,236	расчет	4,6	РФЗ
K ₁	200	470	0,100	РФЗ	0,166	расчет	0,247	расчет	10,8	РФЗ
J ₃	470	700	0,100	РФЗ	0,166	расчет	0,254	расчет	16,1	РФЗ
J ₁₋₂	700	860	0,100	РФЗ	0,166	расчет	0,252	расчет	19,8	РФЗ
T ₂₊₃ nm	860	1140	0,100	РФЗ	0,172	расчет	0,256	расчет	26,2	РФЗ
T _{2an} +hr+сб	1140	1610	0,100	РФЗ	0,172	расчет	0,260	расчет	37,0	РФЗ
P ₂ u	1610	1860	0,100	РФЗ	0,172	расчет	0,261	расчет	42,8	РФЗ
P ₁ к	1860	1970	0,100	РФЗ	0,172	расчет	0,262	расчет	45,1	РФЗ
P ₁ ar	1970	2020	0,100	РФЗ	0,172	расчет	0,261	расчет	46,2	РФЗ
P _{1a} +s	2020	2080	0,100	РФЗ	0,172	расчет	0,262	расчет	47,6	РФЗ
C ₂₊₃	2080	2140	0,100	РФЗ	0,172	расчет	0,262	расчет	49,2	РФЗ
C ₁ S ₂ pr	2140	2180	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,262	расчет	50,1	РФЗ
C ₁ S ₁ tr+st	2180	2320	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,264	расчет	53,4	РФЗ
C ₁ v	2320	2420	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,264	расчет	55,7	РФЗ
C ₁ t	2420	2470	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,264	расчет	56,8	РФЗ
D ₃ fm ₃₊₂	2470	2600	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,265	расчет	59,8	РФЗ
D ₃ fm ₁ el	2600	2800	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,265	расчет	63,9	РФЗ
D ₃ fm ₁ zd	2800	3060	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,265	расчет	70,4	РФЗ
D ₃ f ₃ ev+lv	3060	3530	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,267	расчет	80,5	РФЗ
D ₃ f ₂₊₃	3530	3700	0,100	РФЗ	0,171	расчет	0,267	расчет	85,6	РФЗ
dm+vt+src D ₃ f ₁₊₂ tm+sr	3700	3854	0,100	РФЗ	0,176	расчет	0,268	расчет	87,6	РФЗ

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика водоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтеносности по разрезу скважины представлена в таблице 2: разрез скважины представлен 4 водоносными, 2 нефтеносными пластами. Эксплуатационная вертикальная скважина проектируется для продуктивных интервалов 3534-3844 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 80 м³/сут.

Таблица 2 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Пластовое давление кгс/см ²
от	до				
3534	3623	Поровый	0,860	80	353
3834	3844	Поровый	0,840	10	501

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу, поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, кавернообразование, прихватоопасные зоны. Осложнения представлены в приложении В.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется вертикальная разведочная скважина. На графическое изображение вертикальной проекции-развёртки полученного профиля наносим поясняющие надписи, содержащие названия участков, глубины, а также информацию об устье, забое скважины и продуктивный пласт. Профиль скважины изображён на рисунке 1.

Данные по запроектированному профилю скважины представлены в приложении Г.

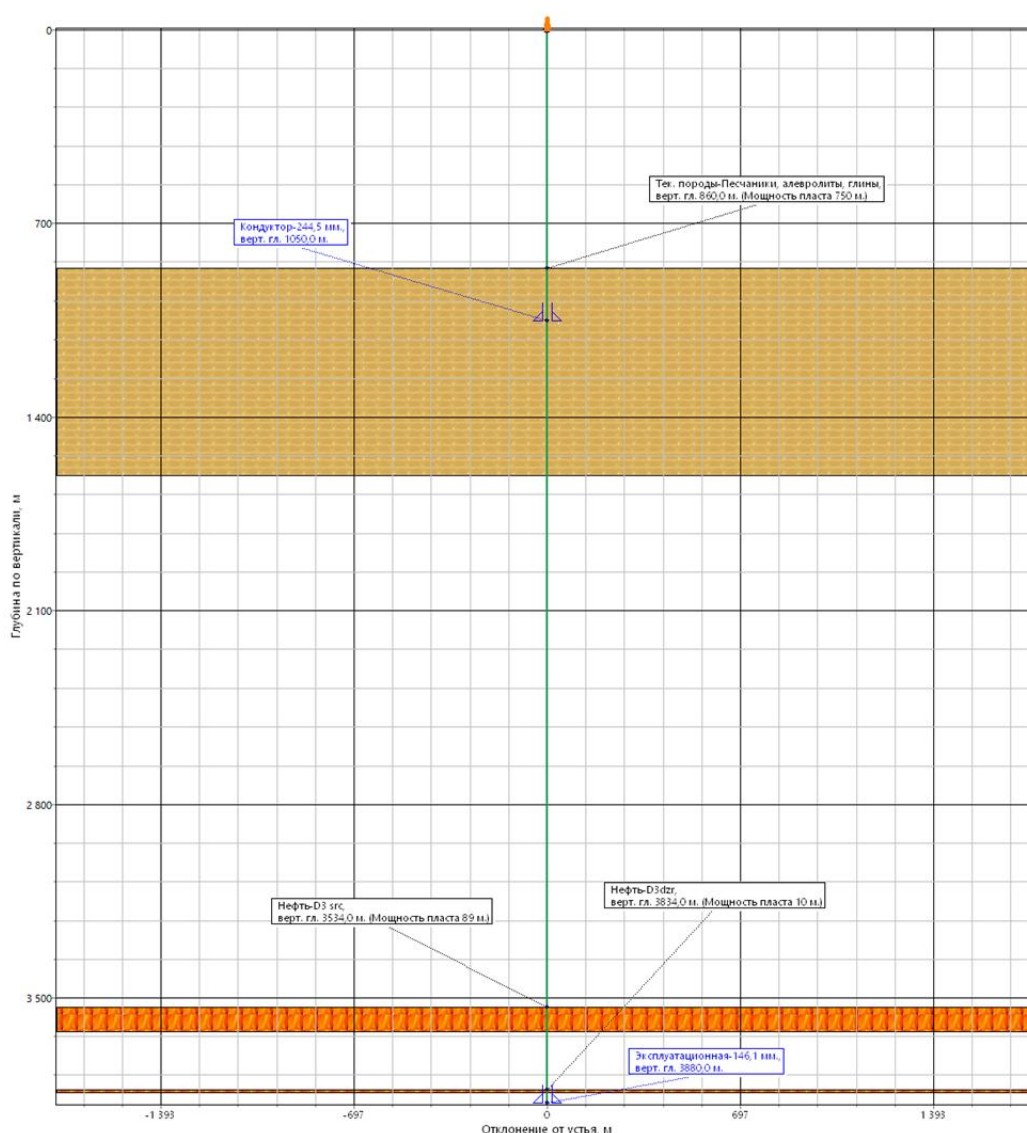


Рисунок 1– Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины - это совокупность:

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

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

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещённый график давлений представлен на рисунке 2.

На графике не наблюдается несовместимых интервалов по условию бурения, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

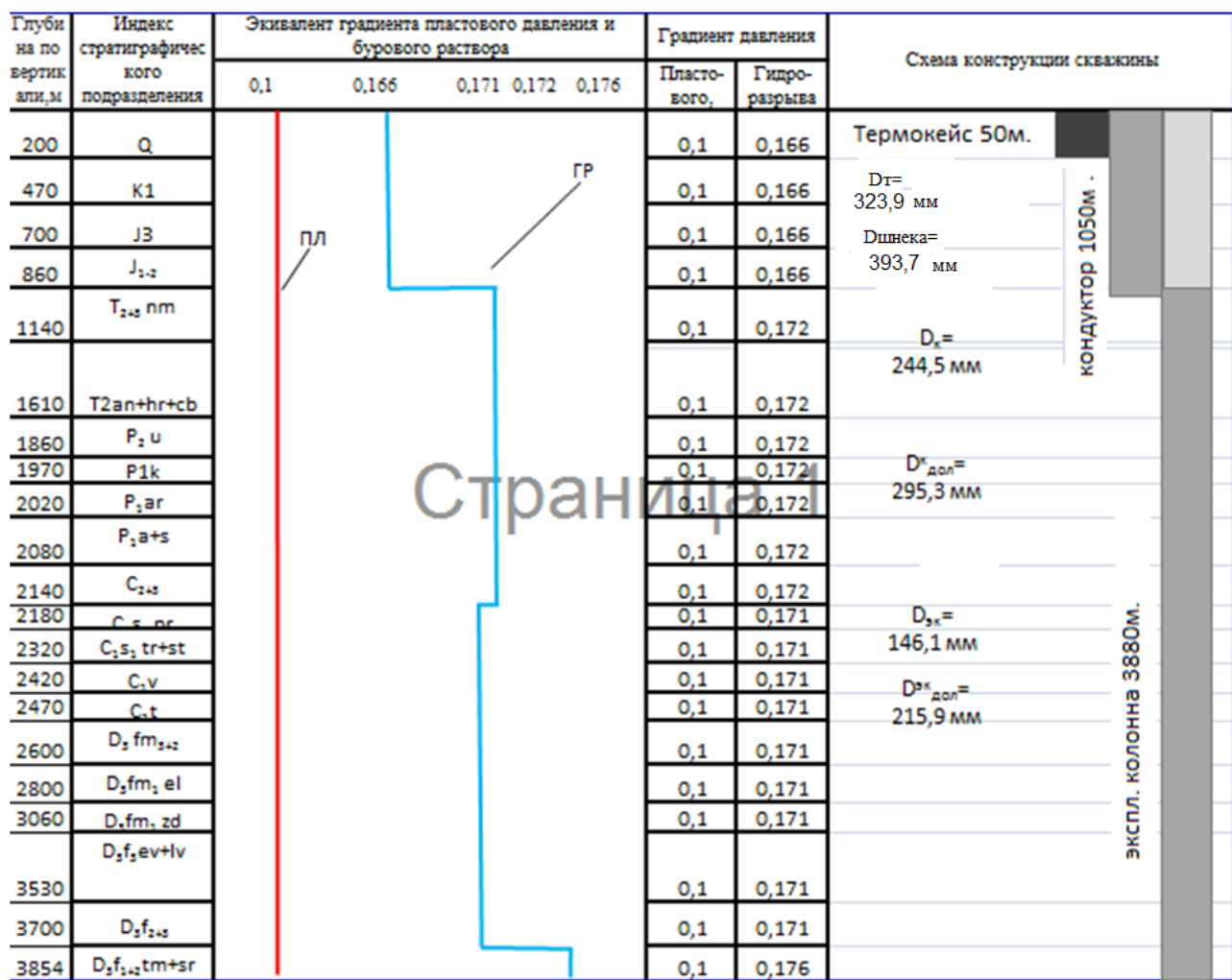


Рисунок 2- График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Термокейс:

Устанавливается в интервале кондуктора, для предотвращения растепления горных пород, спускается на глубину 50 м, диаметр шнека 295,3 мм.

Кондуктор:

Глубина бурения под кондуктор составляет 0 до 1050 м, для перекрытия участков с осложнениями (осыпи и обвалы стенок скважины,) 0 до 860 м, Расчётная глубина спуска кондуктора выбрана исходя из расчётов в программном продукте Microsoft Excel по методичке «проектирование конструкции скважины» результаты расчеты представлены в таблице 3. [34]

Таблица 3 – расчет глубины спуска предыдущей обсадной колонны

Имя пласта	$D_3 \text{ src}$	$D_3 \text{ dzr}$
$L_{\text{кр}}$	3534	3834
$\Gamma_{\text{пл}}$	0,1	0,1
$\Gamma_{\text{грп}}$	0,172	0,172
ρ_n	793	770
Расчетные значения		
Пластовое давление	353,4	383,4
L_{min}	900	1050
Запас	1,08	1,08
Принимаемая глубина	1050	

Эксплуатационная колонна:

Глубина бурения эксплуатационной колонны происходит после цементирования кондуктора, составляет 1050 до 3880 м (2830 м).,

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности [32] в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- Термокейс цементируется на всю длину
- кондуктор цементируются на всю длину.
- Эксплуатационная колонна для нефтяных скважин, по правилам в нефтяной и газовой промышленности цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м.[37]

В соответствие с этим представлены интервалы цементирования представлены в приложении Д.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх в программном продукте Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины». При этом исходным является диаметр хвостовика [34]. Диаметры обсадных колонн и долот, а также конструкция скважины, представлены в приложение Е.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяется давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. Расчеты проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [34].

Результаты расчета представлены в приложении Ж.

Выбрана колонная головка исходя из диаметра и рабочего давления, также выбрано противовыбросовое оборудование.

ОКО1-21-146x245 К1 ХЛ.

ОП5-280/80x21.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горногеологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	1050	ВСП, ГЗД
1050	3880	ВСП, ГЗД
3829	3849	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны, шнек для интервала бурения под термокейс и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные результатов проектирования представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долота по интервалам бурения

Интервал		50-1050	1050-3880	3829-3849
Шифр долота		БИТ 295,3 BT 419 CP	БИТ 215,9 BT 613 TY	БИТ 215,9/100 B- 813
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		C	C,T	C,T
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–152	3-117	3-171
	API	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
Длина, м		0,41	0,34	0,224
Масса, кг		83	46	23
G, тс	Рекомендуемая	2-10	2-10	2-5
	Максимальная	10	10	5
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	60-400	20-40
	Максимальная	400	400	120

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях. Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в таблице 6.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	50-1050	1050-3880
Исходные данные		
D _д , см	29,53	21,59
G _{пред} , тс	10	10
Результаты проектирования		
G _{доп} , тс	8	8
G _{проект} , тс	3	6

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [36], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

Все результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		50-1050	1050-3880
Исходные данные			
$V_{л}, \text{ м/с}$		2	2
Порода		С	С,Т
$D_{д}$	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
Результаты проектирования			
$n_1, \text{ об/мин}$		129	177
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		100	140
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	140

В интервале бурения под кондуктор проектируем большие значения частоты вращения, это связано с тем, что в данных интервалах преобладают мягкие малоабразивные горные породы.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД, результаты проектирования представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	50-1050	1050-3880
1	2	3
Исходные данные		
Диаметр долота, м (D _д)	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,51	0,42
Коэффициент кавернозности (K _к)	1,2	1,34
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с (V _{кр})	0,13	0,12
Механическая скорость бурения, м/ч (V _м)	0,007	0,004
Диаметр бурильных труб, м (d _{бт})	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м (d _{max})	0,24	0,195
Максимальный внутренний диаметр насадки, м (d _{нmax})	0,016	0,01
Число насадок (п)	5	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с (V _{кпмин})	1,3	1,3
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ (ρ _{см} – ρ _р)	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ _р)	1,12	1,10
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ _п)	2,71	2,89
Результаты проектирования		
Расход, л/с	Q ₁	15
	Q ₂	18
	Q ₃	29
	Q ₄	18
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	34-47	15-29
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	48	35

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

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в приложении Т.

Для интервала бурения 50–3880 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240, который позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Перепад давления, МПа
Д-240	50-1050	240	8545	1842	30-50	84-144	10-14	7,5
ДГР-195	1050-3880	195	7290	1306	25-35	180-240	7,5-9,5	9,5

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения интервала под эксплуатационную колонну и кондуктор применяем винтовой забойный двигатель, что обеспечит наибольший момент для разрушения горной породы и достижение плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по

интервалам бурения приведены в приложении И. Результат расчета бурильных труб на прочность представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП			
								1 м трубы	секции	нараст.	на вынос л.	на растяж.	на статич. прочн.	
Технологическая операция														
Кондуктор														
0-1050 Бурение КНБК №1	Долото	295,3					0,3		0,110	0,110				
	Калибратор	295,3	80,0				1,3		0,315	0,425				
	Обратный клапан	203,0	78,0				0,52		0,113	0,538				
	Двигатель	240,0					7,25		1,775	2,313				
	ЗТС	172,0	140,0				9,6		0,700	3,013				
	УБТ	172,0	83,0				9,45		1,6000	15,12				18,13
	УБТ	203,0	100,0				12		0,1930	2,316				20,45
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	1010	0,0319	32,25	52,69	1,29	4,76	3,87	
Эксплуатационная														
1050-3880 Бурение КНБК №2	Долото	215,9					0,3		0,048	0,048				
	Калибратор	215,9	78,0				0,44		0,049	0,097				
	Обратный клапан	162,0	72,0				0,51		0,066	0,163				
	Двигатель	172,0					6,25		0,830	0,993				
	ЗТС	172,0	140,0				9,6		0,700	1,693				
	УБТ	172,0	83,0				9,45		1,6000	15,12				16,81
	УБТ	178,0	80,0				12		0,1560	1,872				18,69
	Яс гидрав.	171,0	63,6				4,3							18,69
	УБТ	178,0	80,0				12		0,1560	1,872				20,56
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	3825	0,0319	122,18	142,73	1,82	1,76	1,48	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

Направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях

неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Кондуктор:

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

Эксплуатационная колонна:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий

Кондуктор, интервал 50-1050м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 \cdot 0,1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1050} = 1160 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1050-3880м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,06 \cdot 0,1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3880} = 1121 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (2)$$

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 11...13

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

Таблица 11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 50-1050 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Кондуктор	
		кг	кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	301	12
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	21476	21
Барит	утяжелитель	25	580	1
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	215	9
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	430	17
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	64	3

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	236	9
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1289	52
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	430	17

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1800-3020 м представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов биополимерного раствора для бурения интервала 1050-3880 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Эксплуатационная колонна	
		кг	кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	616	25
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	76542	77
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	612	25
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	880	35
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	440	18
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	2640	106
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	526	1
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25	423	17

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	458	19

Таблица 13 – Технологические показатели растворов

Полимер-глинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 14,15,16.

Таблица 14 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	мощность срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под кондуктор									
50	1050	Бурение	0,614	0,07	Комбинированная	3/1	9/20,6	91,9	312,2
Под эксплуатационную колонну									
1050	3880	Бурение	0,962	0,096	Периферийная	6	9	91,7	208,6
Отбор керна									
3829	3849	Отбор керна	0,652	0,062	Периферийная	8	5	132,5	202,3

Таблица 15 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					К ПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
50	1050	Бурение	УНБ Т-950	2	90	140	293,4	0,86	125	24	48
1050	3880	Бурение	УНБ Т-950	1	90	140	264,1	0,85	125	17,5	35
3829	3849	Отбор керна	УНБ Т-950	1	90	140	309,7	0,85	100	22,4	22,4

Таблица 16 – Распределение потерь давлений 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			
50	1050	Бурение	277,8	64,8	110,9	85,8	6,2	10,0
1050	3880	Бурение	260,6	59,6	76,1	103,1	11,8	10,0
3829	3849	Отбор керна	172,1	92,3	0	32,1	22,6	5,7

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	650	Глубина скважины, м	3880
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	900	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	446
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	30	Динамический уровень скважины h_0 , м	2586,7

Далее производим расчет наружных избыточных давлений

1-й случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении:

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

- В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

- При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
- В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

2-й случай: в конце эксплуатации нефтяной-газовой скважины:

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [36], были получены эпюры наружных избыточных давлений, которые представлены на рисунке 3.

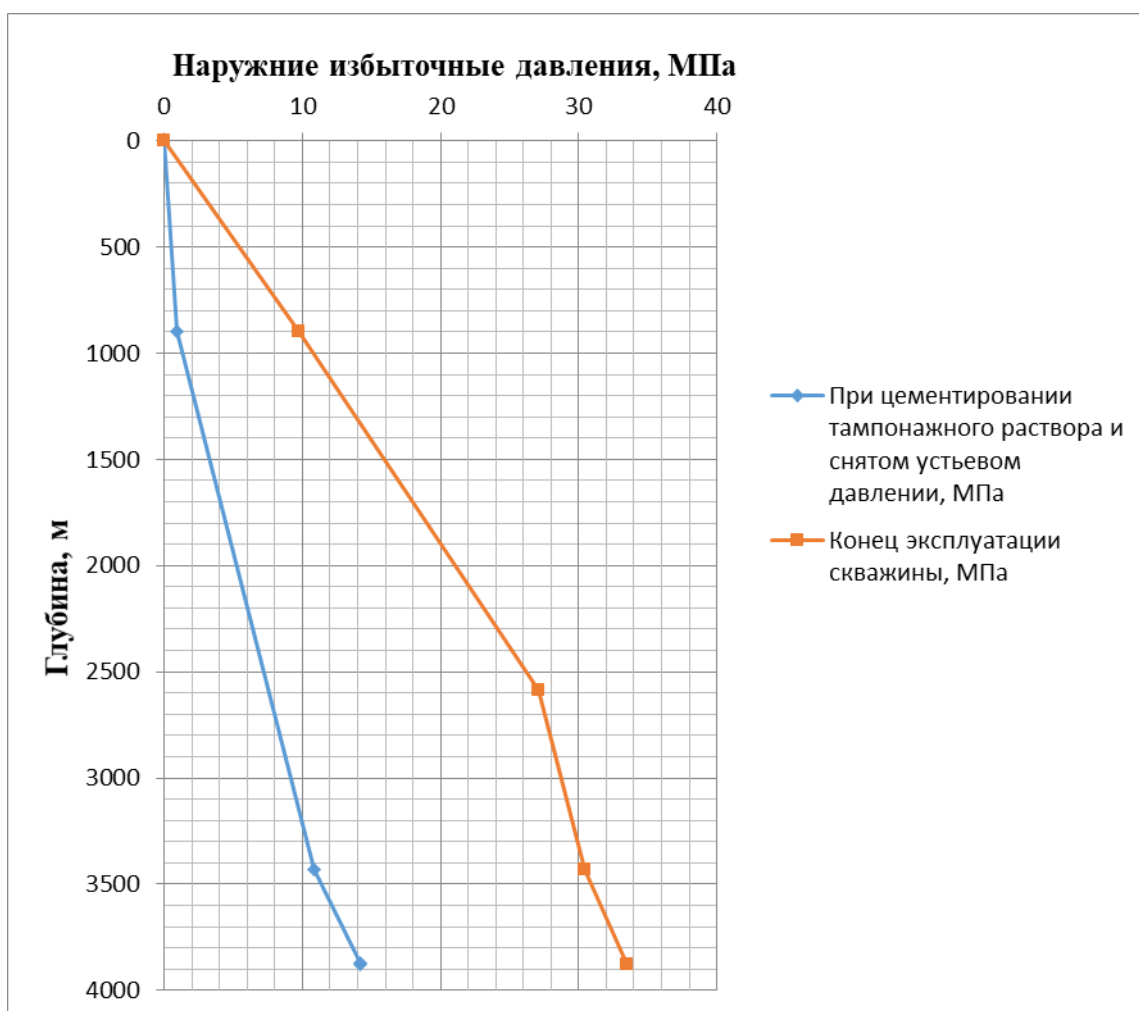


Рисунок 3— Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

Максимальное наружное избыточное давление в конце эксплуатации равно 33,54 МПа.

Далее производим расчет внутренних избыточных давлений и строим эпюры.

1-й случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

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

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

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

2-й случай: опрессовка эксплуатационной колонны

По данным расчета по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [36], строится эпюра внутренних избыточных давлений 2-ух самых опасных случаев в координатах «глубина и внутреннее избыточное давление». Эпюра представлена на рисунке 4.



Рисунок 4— Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

Максимальное внутренне избыточное давление, опрессовка эксплуатационной колонны, равное 22,6 МПа.

Также ниже предоставлены остальные эпюры для кондуктора рисунки 5,6.

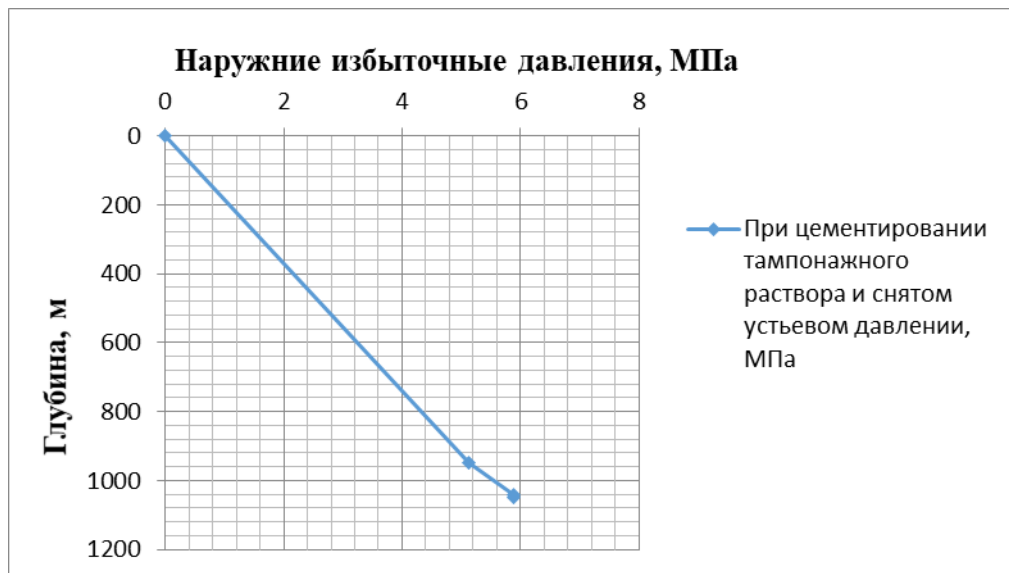


Рисунок 5— Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на кондуктор

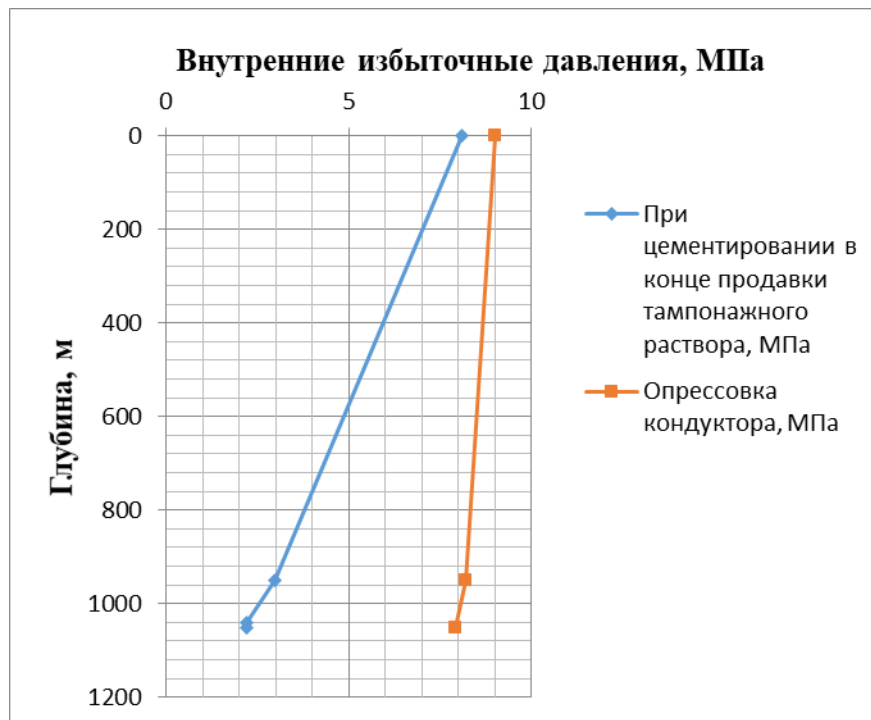


Рисунок 6— Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на кондуктор

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [36], были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика запроектированных секций обсадных колонн

№ секции	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	Треугольная	Д	10,0	50	85,4	4270	4270	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1050	47,0	49350	44650	0-1050
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,7	446	36,5	16279	119958,8	3434-3880
2	ОТТМ	Д	8,5	3434	30,2	103706,8		0-3434

2.4.2 Выбор технологической оснастки

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Наименование колонны, D _{усл}	Наименование, Шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
1	2	3		4	5
Эксплуатационная, 178	БКМ-146 (РосНефтеГазИнструмент)	3880	3880	1	1
	ЦКОД-146 (нефтемаш)	3880	3868	1	1

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
	ЦПЦ 146/220 (УДОЛ)	0	1050	32	105
		1050	3875	71	
		3875	3880	2	
	ЦТ 146/220 (УДОЛ)	3530	3880	35	15
	ПРП-Ц-В-146 (УДОЛ)	3860	3860	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 (УДОЛ)	3870	3870	1	1
Кондуктор 245	БКМ-245 (РосНефтеГазИнструмент)	1050	1050	1	1
	ЦКОД-245 (нефтемаш)	1050	1038	1	1
	ЦПЦ 245/295 (УДОЛ)	0	1050	27	27
	ПРП-Ц-В-245 (УДОЛ)	1040	1040	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Из условия технического задания способ цементирования эксплуатационной колонны - одноступенчатый способ цементирования.

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси и технологических жидкостей, которые представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости	Объем воды для	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	8,8	1,76	1100	0,44	МБП-СМ	1936
		7,04	1100	1,76	МБП-МВ	7744
Продавочная жидкость	51,49		1000	51,49	Технологическая вода	-
Облегченный тампонажный раствор	82,77		1050	55,25	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	68206
					НТФ	33,93
Нормальной плотности тампонажный раствор	13,38		1365	13,58	ПЦТ - II - 100	16765
					НТФ	5,49

После расчета запроектировано необходимое количество цементировочного оборудования, которое представлено на рисунке 7.

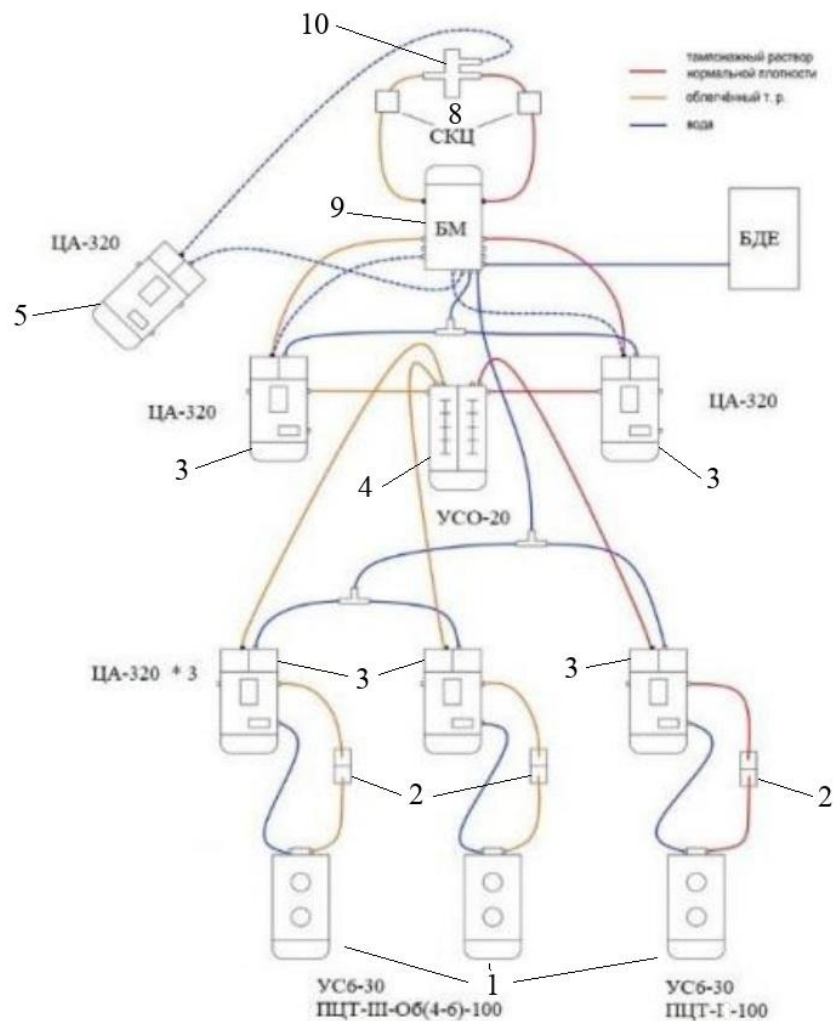


Рисунок 7– Технологическая схема обвязки цементировочной техники

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

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб

пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения;

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 5

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1050 \text{ кг/м}^3, \quad (3)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 6.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 57,46) = 114,92 \text{ м}^3 \quad (6)$$

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

$V_{\text{внэк.}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов;

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

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

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

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

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

В таблицу 20 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 20 – Перфорация скважины

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

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИЗ-95**.

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 песчаником необходимо наличие

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [34] в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Для расчета примем буровую установку БУ 4000/250 ЭК-БМЧ.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования буровой установки

БУ 4000/ 250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	78,31	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	150 >78,31
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	119,9	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	225>119,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	187,85	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	250/155,87= 1,6>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		

3 Анализ буровых насосов

Строительство нефтяных и газовых скважин невозможно без буровых насосов, которые обеспечивают подачу и циркуляцию раствора в скважине, который в свою очередь поднимает шлам на ее поверхность, тем самым очищая дно забоя.

Рассмотрим буровые насосы современных производителей и их модели.

Для сравнения были выбраны более известные производители, такие как:

- ПАО "Уралмашзавод"
- Волгоградский завод буровой техники
- KERR Pump
- Китайский производитель

ПАО "Уралмашзавод" машиностроительное предприятие, одно из крупнейших в России. Завод был запущен в 1933 году. Один из плюсов продукции – цены ниже многих зарубежных производителей, нет проблем с поставкой зап.частей.

Наиболее распространённые модели буровых насосов:

УНБ–600, УНБТ–950, УНБТ–1180А1

Приведены в таблица 22 технических характеристик УНБТ–950

Таблица 22 – технические характеристики УНБТ–950

УНБ-600	
Мощность насоса, кВт	600
Идеальная подача, л/с	51
Предельное давление насоса, МПа	25
Максимальный размер гильзы цилиндра, мм	200
Ход поршня, мм	400
Номинальная частота ходов, в мин	65
Габаритные размеры, мм	5100

Волгоградский завод буровой техники — это крупное Российское машиностроительное предприятие, занимающееся проектированием, разработкой и изготовлением бурового оборудования. Основан в 1981 году.

Наиболее распространённые модели буровых насосов:

НБТ-475, НБТ-600-1, НБТ-235

Таблица 23 – технические характеристики НБТ-600-1

НБТ-600-1	
Мощность насоса, кВт	600
Идеальная подача, л/с	45
Предельное давление насоса, МПа	25
Максимальный размер гильзы цилиндра, мм	180
Ход поршня, мм	250
Номинальная частота ходов, в мин	145
Габаритные размеры, мм	4560 x2180 x1768

Американская Компания Kerr Pump основанная в 1905 году, является ведущим поставщиком и производителем насосов и связанного с ними оборудованием.

Продукция компании Kerr Pump славится своим качеством и надежностью.

Наиболее распространённые модели буровых насосов:

КА-3500PT, T60HDC, TWS600S

Таблица 24 – технические характеристики КА-3500РТ

КА-3500РТ	
Мощность насоса, кВт	600
Идеальная подача, л/с	40
Предельное давление насоса, МПа	17
Максимальный размер гильзы цилиндра, мм	152,4
Ход поршня, мм	150
Номинальная частота ходов, в мин	170
Габаритные размеры, мм	3520 x1880 x1661

Китайские компании производят копии буровых насосов производителей EMSCO, GARDNER, IDECO, OILWELL. Продукция не отличается особой износостойкостью, но дешевле оборудования из США.

Таблица 24 – технические характеристики F-1600

F-1600	
Мощность насоса, кВт	1176
Идеальная подача, л/с	50
Предельное давление насоса, МПа	35
Максимальный размер гильзы цилиндра, мм	180
Ход поршня, мм	305
Номинальная частота ходов, в мин	120

Продолжение таблицы 24

1	2
Габаритные размеры, мм	3980 x2220 x2005

Сравнение технических характеристик и стоимости приведены в таблице 25.

Таблица 24 – технические характеристики насосов

	унб-600	НБТ-600-1	Ка-3500РТ	F-1600
мощность, кВт	600	600	600	1176
подача, л/с	51	45	40	50
Предельное давление, М	25	25	17	35
число поршней	2	3	3	3
число ходов	65 х2	145	170	120
средняя цена б/у, р	1.500.000	2.000.000	11.000.000	8.000.000

У каждого бурового насоса есть свои плюсы и минусы. Анализируя данные таблиц, для своего проекта, предпочтение я отдал насосу УНБ-600, он хорошо подходит под условия бурения и не имеет проблем в поставках запасных частей как по срокам, так и по стоимости. Насос имеет ряд преимуществ:

- упрочнены наиболее нагруженные детали
- прост в эксплуатации и ремонте за счет рациональной конструкции гидравлической и редукторной частей

- на насос устанавливается кран-балка, которая облегчит и ускорит ремонт и обслуживание
- цена насоса и запасных частей ниже иностранных производителей

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

АО «Саратов-Бурение»

Предприятие - крупнейший добытчик природного топлива в регионе. Сейчас в разработке на территории Саратовской и Волгоградской областей находятся свыше 40 месторождений. За время работы на земле Поволжья открыто 116 месторождений нефти и газа, добыто свыше 85 млн. тонн нефти и газового конденсата и более 100 миллиардов кубометров газа, пробурено 6,6 миллионов метров горных пород.

За 2018 год было добыто 735110 тонн нефти и 346028 тыс. м³ газа, из которых реализовано 294217 тыс. м³.

4.1.2 Организационная структура предприятия

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

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

6. Подразделение заместителя генерального директора по МТО;
7. Подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
8. Подразделение заместителя генерального директора по бурению;
9. Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
10. Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

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

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

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

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

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

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;

- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;

- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

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

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (4)$$

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

де: h – величина нормативного интервала.

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (5)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (6)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (7)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (8)$$

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

де: поднимаемых свечей;

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

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

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

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

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

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (9)$$

H – глубина скважины, м;

де:

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (10)$$

t_{cno} – время СПО, час.

де:

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / см.мес} \quad (11)$$

T_K – календарное время бурения, час.

де:

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \text{ м}, \quad (12)$$

n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

де:

Результаты расчета нормативной карты представлены в приложении Л:

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

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

Вышкомонтажные работы занимают 1242 часов (52 дня), буровые работы 383 часов (16 дня).

Таблица 26 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	53			
Бурения	17			
Испытания	5			

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

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

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

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

Сметный расчет на бурение скважины представлен в приложении М.

Сметный расчет на крепление скважины представлен в приложении М.

Свободный сметный расчет представлен в приложении М.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

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

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

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

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

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

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

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных

автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [22]:

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

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

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

Продолжение таблицы 27

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

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
8.Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте	-	+	+	Требования к работам на высоте устанавливаются Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, актуализируется пунктом [9]

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

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Парабельский район, 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 (маска респиратор-кондиционер для защиты верхних дыхательных путей и лица).

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [4]. Нормы приведены в таблице 23.

Таблица 28 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

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

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового

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

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и

виброскорости составляют 0,1 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 12.1005-88 [7] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в приложении Н.

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

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

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к 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 подстанцию 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 [35] и включают в себя:

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

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

5.3.2 Защита атмосферы

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

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

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

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

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

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

5.3.3 Защита гидросферы

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

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

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических

растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

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

- размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

5.3.4 Защита литосферы

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

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

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в

результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

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

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

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранном до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель.

На основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

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

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

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

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

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

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после

полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с РД 39-1.13-057-2002 [18].

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

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р - 402;

- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в приложении П.

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

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [9]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал 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[19]

Список использованных источников

1. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2018 г.).
2. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
3. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
4. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
5. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
6. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
7. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
8. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
9. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
10. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.
11. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
12. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность.
13. Согласно ПП РФ от 21.03.2017 г .№316 «О противопожарном режиме».
14. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
15. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при

строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

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

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

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

19. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.

20. 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".

21. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

22. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)

23. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве

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

25. Лекция "Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Технологии ПРС и КРС Автор: Епихин А.В. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL:

http://portal.tpu.ru/SHARED/e/EPIKHIN/eng/Pedagogics/Tab/Lecture_DrillDev_8.pdf

26. Большая техническая энциклопедия. [Электронный ресурс] // [сайт].URL: <http://qps.ru/YqjEI>
27. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf
28. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
29. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
30. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
31. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. - Томск: 2018. - 16 с.
32. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] - М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. - 288 с.
33. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. - 75 с.
37. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирование скважин/ А.В. Ковалев. - Томск: 2017, - 13с.

Заключение

При выполнении данной работы были спроектированы наиболее подходящие технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3880 м на месторождении Саратовской области. Разработанные технологические решения подходят под требования производственной и экологической безопасности.

Горно-геологические условия бурения позволяют спроектировать конструкцию скважины, которая состоит из термокейса, кондуктора и эксплуатационной колонн. Благодаря отсутствию несовместимых условий бурения проектирование спуска потайных колонны не требуется.

Для строительства данной скважины были произведены расчёты избыточных давлений, расчет параметров бурения, обоснование и расчёт профиля скважины, подбор оптимальных параметров промывочной жидкости, оптимальных режимов бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Из полученного опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбран шнек, с последующей установкой термокейса, для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну выбраны PDC долота.

Наличие УБТ поможет сохранить вертикальность ствола скважины. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы были проведены в программе «БурСофтПроект».

Разработанная программа гидравлической промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, компонентный состав и параметры бурового раствора, а так же его типы.

Для отбора керна была выбрана бурголовка PDC, которая улучшит вынос керна.

Проанализировав буровые насосы, для своего проекта, предпочтение я отдал насосу УНБ-600, он хорошо подходит под условия бурения и не имеет проблем в поставках запасных частей как по срокам, так и по стоимости.

Приложение А

(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфическое деление разреза скважины.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол,град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	200	Четвертичная система	Q	-	-	1,33
200	470	Меловая система	K ₁	-	-	1,2
		Юрская система:			-	
470	700	верхний отдел	J ₃	-	-	1,2
700	860	средний + нижний отделы	J ₁₋₂	-	-	1,2
		Триасовая система:			-	
860	1140	верхний + средний отделы	T ₂₊₃ nm	-	-	1,2
1140	1250	средний отдел	T ₂ an	-	-	1,2
		нижний отдел:			-	
1250	1300	харалейская свита	T ₁ hr	-	-	1,2
1300	1610	чаркабожская свита	T ₁ cb	-	-	1,1
		Пермская система:			-	
1610	1860	верхний отдел	P ₂ u	-	-	1,1
		нижний отдел:			-	
1860	1970	кунгурский ярус	P ₁ k	-	-	1,1
1970	2020	артинский ярус	P ar	-	-	1,1

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
2020	2080	ассельский + сакмарский ярусы	P ₁ a+s	-	-	1,1
		Каменноугольн ая система:				
2080	2140	верхний + средний отделы	C ₂₊₃	-	-	1,1
		нижний отдел:				
		верхнесерпуховс кий подъярус:				
2140	2180	протвинский горизонт	C ₁ S ₂ pr	-	-	1,1
		нижнесерпуховс кий подъярус				
2180	2320	тарусовский + стешевский горизонты	C ₁ S ₁ tr+st	-	-	1,05
2320	2420	визейский ярус	C ₁ v	-	-	1,05
2420	2470	турнейский ярус	C ₁ t	-	-	1,05
		Девонская система:				
2470	2600	верхне и среднефаменски е подъярусы	D ₃ fm ₃₊₂	-	-	1,05
2600	2800	елецкий горизонт	D ₃ fm ₁ el	-	-	1,05
		нижнефаменски й подъярус:				
2800	3060	задонский горизонт	D ₃ fm ₁ zd	-	-	1,05
		верхнефранский подъярус:				
3060	3530	евлано- ливенские горизонты	D ₃ f ₃ ev +lv	-	-	1,05
		подъярусы:				
3530	3700	доманиковский + ветлосянский + сирочайский горизонты	D ₃ f ₂₊₃ dm+vt+s rc			1,34
		средне и нижнефранский подъярусы:				
3700	3854	тиманский + саргаевский горизонты	D ₃ f ₁₊₂ tm+sr	-	-	1,34

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал,		Состав разреза	
	м			
	от (верх)	до (низ)	краткое название горной породы	содержание в интервале, %
1	2	3	4	5
Q	0	200	суглинок, песок, глина	50 40 10
K ₁	200	470	песок, алевролит, глина	35 25 40
J ₃	470	700	глина, мергель, алевролит	70 10 20
J ₁₋₂	700	860	алевролит, глина, песчаник, песок	20 5 5 70
T ₂₊₃ nm	860	1140	алевролит, глина, песчаник	30 35 35
T ₂ an	1140	1250	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
T ₂ hr	1250	1300	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
T ₂ cb	1300	1610	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
P ₂ u	1610	1860	песчаник, алевролит, глина	5 45 50
P _{1к}	1860	1970	песчаник, аргиллит, алевролит, известняк	60 15 15 10
P _{1aг}	1970	2020	алевролит, глина, известняк	25 15 60
P _{1a+s}	2020	2080	известняк, аргиллит	95 5
C ₂₊₃	2080	2140	известняк, аргиллит	70 30
C1S2 pr	2140	2180	известняк,	40

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
			доломит, аргиллит	30 30
C ₁ S ₁ tr+st	2180	2320	известняк, доломит, ангидрит	40 30 30
C ₁ v	2320	2420	известняк, доломит, глина, алевролит	85 10 3 2
C ₁ t	2420	2470	известняк, алевролит, песчаник	65 25 10
D ₃ fm ₃₊₂	2470	2600	известняк, аргиллит, песчаник, алевролит, мергель	88 5 1 1 5
D ₃ fm ₁ el	2600	2800	известняк, аргиллит, мергель	40 30 30
D ₃ fm ₁ zd	2800	3060	известняк, аргиллит, мергель	40 30 30
D ₃ f ₃ ev+lv	3060	3530	известняк, аргиллит, мергель, доломит	70 5 5 20
D ₃ f ₂₊₃ dm+vt+src	3530	3700	известняк, глина	95 5
D ₃ f ₁₊₂ tm+sr+dzt	3700	3854	известняк, аргиллит, песчаник, мергель	85 5 5 5

Приложение Б

(Обязательное)

Характеристика водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Водоносность

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотн ость г/см ³	Свобо дный дебит м ³ /сут	Фазовая проница емость, м.Дари	Степень минерализа ции М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
J1-2	700	860	Поровый	1,004	н/д	70-86	10-22	Нет
P2-T	860	1860	Поровый	1,011	25,5	86-186	50-281	Нет
C-P1	1860	2470	Поровый	1,07	241	186-247	100-756	Нет
D3dm-C1t	2470	3500	Поровый	1,098	202	247-350	504-673	нет

Приложение В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Есть ли потеря циркуля ции (да, нет)	Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
C ₁ t	2420	2470	до 35	нет	Вскрытие высокопроницаемы х, трещиноватых известняков. Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости при СПО, отклонение параметров бурового раствора
D ₃ fm ₃₊₂ - D ₃ fm ₁ zd	2470	3060	0,5	нет	
D ₃ f ₃ ev+lv - D ₃ f ₁₊₂ dzr	3060	3854	5-7	нет	

Таблица В.2 – осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивнос- ть осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-J ₁	0	860	3	Интенсивные	860	100-120	Нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои, несоблюдение параметров бурового раствора, в т. Ч. Плотности, водоотдачи.
T ₂	860	1610	3	слабые	750	10-20	

Таблица В.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфическо подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть,	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
D _{3src}	3534	3623	нефть	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - снижения уровня бурового раствора при бурении или жидкостей глушения при испытании при СПО инструмента и отсутствии долива скважины; подъема бурильной колонны при наличии сифона или поршневания – требования по устранению в соответствии с п. 2.7.7.16 “Правил безопасности ...” ПБ 08-624-03 снижения плотности бурового раствора или жидкостей освоения, заполняющей скважину ниже допустимой величины, определяемой в соответствии с требованиями п. 2.7.3.3 “Правил безопасности ...” ПБ 08624-03
D _{3dzt} пласт D	3834	3844	нефть	

Приложение Г

(Обязательное)

Проектирование профиля скважины

Таблица Г – результаты проектирования профиля скважины

Тип профиля		Вертикальная скважина		
Исходные данные				
Глубина скважины по вертикали, м		3880	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м	0
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м		3534	Зенитный угол в конце участка набора угла, град	0
Отход скважины, м		0	Зенитный угол в конце участка падения угла, град	0
Длина первого участка стабилизации, м		-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	0
Длина третьего участка стабилизации, м		-		
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м		89		
Длина участка под зумпф, м		30		
Расчётные данные				
№	Длина по вертикали, м	Отход, м	Зенитный угол, град	Длина по стволу, м

интер- вала	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	3880,00	3880,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	3880,00	3880,00

Приложение Д

(Обязательное)

Выбор интервалов цементирования

Таблица Д.1 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	по вертикали	по стволу
Кондуктор	0-1050	0-1050
Эксплуатационная колонна	1050-2880	1050-3880

Приложение Е

(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

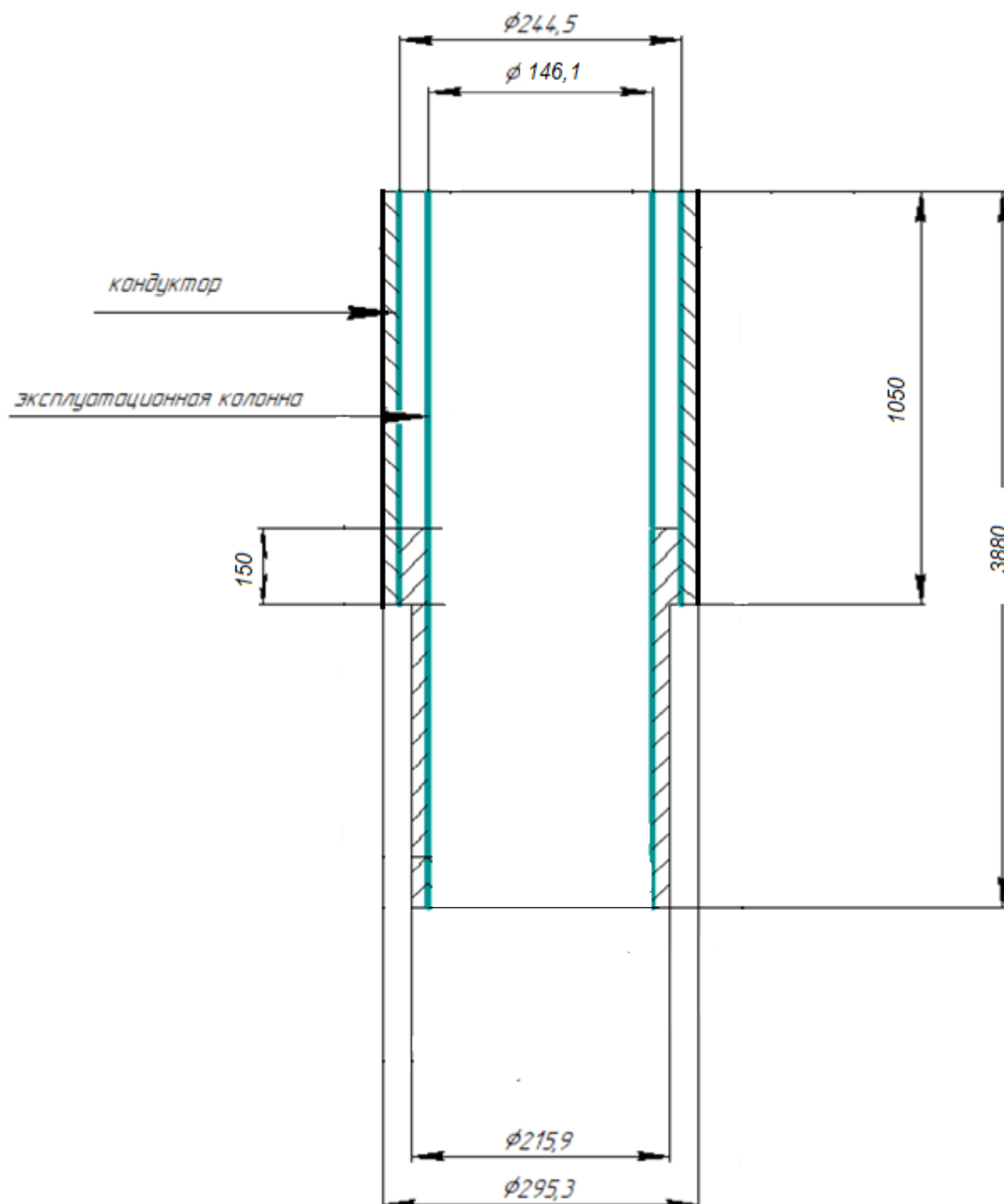


Рисунок Е-Конструкция скважины

Приложение Ж

(Обязательное)

Проектирование обвязки обсадных колонн

Таблица Ж.1 – Результаты расчета давления опрессовки колонны

нефтяные пласты		
Наименование параметра	Продуктивные пласты	
	$D_3 \text{ src}$	$D_3 \text{ dzr}$
Пластовое давление в кровле ПП, кгс/см ²	18,54	18,66
Глубина залегания кровли ПП, м	3534	3834
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, кгс/см ² (МПа)	20,394	20,526
Давление опрессовки колонны, кгс/см ² (МПа)	22,4334	20,5786

Приложение Т

(Обязательное)

Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Таблица Т.1 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1050	1050-3880
Исходные данные				
D_d	м	-	0,2953	0,2153
	мм	-	295,3	215,3
G_{oc} , кН		-	80	80
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	240	195
M_p , Н*м		-	3102	2300
M_o , Н*м		-	148	108
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	27

Приложение И

(Обязательное)

Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Таблица И.1 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–1050 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Нару ж. диаме тр, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50–1050м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,41	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	-	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	-	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	-	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ-178х90 Д	21	178	90	3-147	Ниппель	3,024
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0.35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	26,977
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица И.2 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1050–3880 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Нару ж. диаме тр, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1050-3880 м.)							
1	РДСБИТВ 713 УМ(6х8мм)	0,25	215,9	-	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	-	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90Д	7	178	90	3-147	Ниппель	1,008
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	27,7	178	90	3-147	Ниппель	4,001
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлическ ий ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	БК-89х8	До устья	89	73	3-133	Ниппель	69,82
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица И.3 – КНБК для отбора керна (3829-3849)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Нару ж. диаме тр, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (3829-3849 м)							
1	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6х8мм)	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Керноотборны й снаряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	34,7	178	90	3-147	Ниппель	5,002
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	БК-89х8	До устья	127	108	3-133	Ниппель	65,002
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение К

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица К.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3880 м

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					
50	1050	1000	295,3		1,21	87,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =3,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =51,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =115,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =191,0
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =75,9
Экспл. 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					
1050	3880	2830	215,9	224,5	1,08	164,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =96,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =13,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =219,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =444,9
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =225,5

Таблица К.2 – Методы и периодичность контроля параметров буровых растворов.

Параметр	Ед. изм.	Приборы и оборудование	Периодичность контроля параметров		
			Направление	Кондуктор	Экспл. Колонна
Плотность бурового раствора ρ	г/см ³	Рычажные весы	2 часа	2 часа	2 часа
Условная вязкость T	с	вискозиметр ВБР-1	2 часа	2 часа	2 часа
Показатель фильтрации Φ_{30}	см ³	Фильтр-пресс ФЛР-1	4 часа	4 часа	4 часа
Статическое напряжение сдвига $\theta_{10/10}$	Па	Ротационный	4 часа	4 часа	4 часа
Кажущаяся вязкость θ_{600}		вискозиметр			
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	мПа·с	Ротационный	4 часа	4 часа	4 часа
Динамическое напряжение сдвига τ_0		вискозиметр			
Содержание песка в буровом растворе Π	мПа·с	Ротационный	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену
Показатель химической активности pH		вискозиметр			
Толщина фильтрационной корки K_{Φ}	Па	Ротационный	4 часа	4 часа	4 часа
Показатель жесткости по кальцию Ca^{++}		вискозиметр			
Показатель содержания хлора Cl	см ³	Металлический отстойник ОМ-2	2 раза в смену	2 раза в смену	2 раза в смену
Катионообменная емкость MBT	Ед. Рн	Индикаторная бумага	4 часа	4 часа	4 часа
Коэффициент трения C_T	мм	Линейка	8 часов	8 часов	8 часов

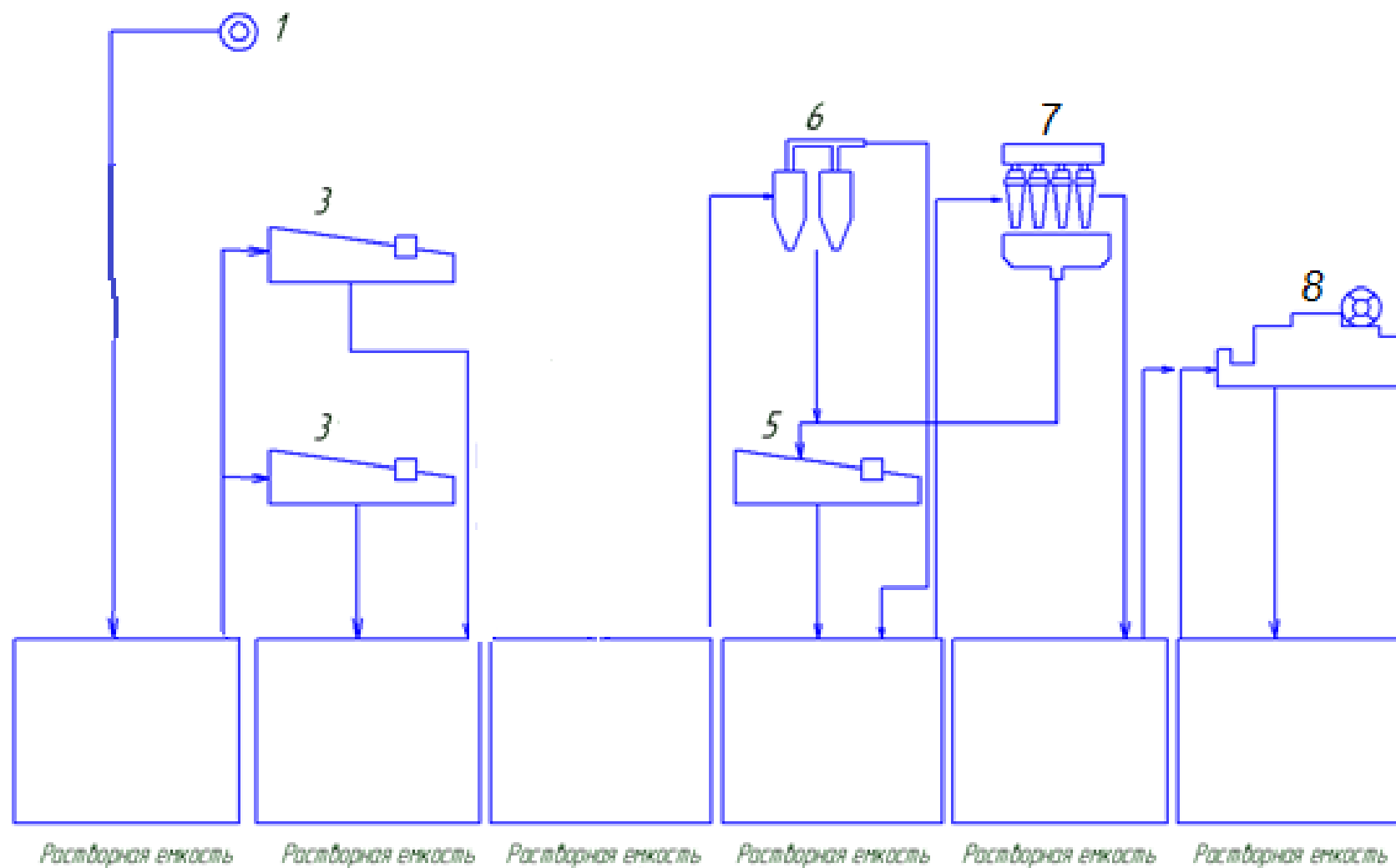


Рисунок К– Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 3 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 5 – вибросито ВС-1; 6 – пескоотделитель ПЦК-360М; 7 – илоотделитель ИГ-45; 8 – центрифуга ОГШ-50.

Приложение Л

(Обязательное)

Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

Таблица Л.1– Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор									
Бурение	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0	1050	850	0,031	1050	2	18,82	18,82
Промывка (ЕНВ)									0,43
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,92
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									8,2
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,8
Крепление (ЕНВ)									25,6

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									2,15
Итого									61,42
Эксплуатационная колонна									
Бурение	БИТ 215,9 ВТ 613 ТУ	1050	3880	2500	0,08	2830	2	226,40	226,40
Промывка (ЕНВ)									1,28
СПО и наращивание (ЕНВ)									32,5
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									6,9
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									1,1
Крепление (ЕНВ)									50,3
Смена вахт									1,9
Ремонтные работы									10,3
ГТИ									12,1
Итого									342,78

Приложение М

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Таблица М.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	2,50	345,48	14,28	1973,35
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	103,64	-	
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	2,50	36,00	14,28	592,01
Социальные отчисления, 30%			-	-		10,80	14,28	205,63
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4,00	71,80	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	2,50	632,15	14,28	3610,84

Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	4,00	5772,00	2,50	3607,5	14,28	20606,04
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	2,50	438,6	14,28	2505,28
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут	240,90	-	-	2,50	602,25	14,28	3440,052
Прокат РУС	сут	426,27	-	-	-	-	-	-
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	22,86	-	-	2,50	57,15	14,28	326,44
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	-	-	2,50	27,25	14,28	155,65
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	-	-	2,50	373,70	14,28	2134,57
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	4,00	710,40	2,50	444,00	14,28	2536,13
Зависящие от объема работ								
Каустическая сода	т	138,18	-	-	0,301	41,59	0,616	85,12
Глинопорошок	т	91,52	-	-	21,48	1965,85	43,99	4025,96

Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Барит	т	348	-	-	0,58	201,84	0,53	183,05
Полиакриламид	т	106,8	-	-	0,43	216,97	0,88	444,04
ПАВ	т	504,59	-	-	0,215	22,96	0,44	46,99
Полиакрилат	т	779,8	-	-	0,236	184,03	0,48	377,42
ПАЦ НВ	т	756,88	-	-	0,967	731,90	0,04	33,30
Смазочная добавка	т	160,54	-	-	1,289	206,94	2,64	423,83
Ингибитор	т	114,68	-	-	0,43	49,31	0,88	100,92
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт	2321	-	-	2	4642	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 ТУ	шт	5899	-	-	-	-	2	5899
Калибратор КЛС 295,3 МС	шт	550,46	-	-	2	1100,92	-	-
Калибратор КЛС 215,9 С	шт	412,84	-	-	-	-	2	275,23
Итого затрат на бурение по этапам				8082,24		13802,97		48943,19
Итого затрат на бурение			74828,39					

Таблица М.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимост ь единицы, руб	Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7
Сдельная з/п буровой бригады	сут	136,48	0,5	69,10	2,10	290,20
Социальные отчисления, 30%			-	20,73	-	87,06
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	15,40	0,5	7,20	2,10	30,24
Социальные отчисления, 30%			-	2,16	-	9,07
Содержание бурового оборудования	сут	269,81	0,5	126,43	2,10	231,01
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1523,00	0,5	761,50	2,10	3198,3
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	25,86	0,5	11,43	2,10	48,01
Эксплуатация ДВС,	сут	11,90	0,5	5,45	2,10	22,89
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	153,49	0,5	74,74	2,10	313,91
Эксплуатация спецтранспорта	сут	186,60	0,5	88,80	2,10	372,96
Затраты, зависящие от объема работ						
Обсадные трубы 245х7,9 Д	т	345,38	88	30393,5	-	-

Продолжение таблицы М.2

1	2	3	4	5	6	7
Обсадные трубы 146х10,7 Е	т	431,2	-	-	324	139708,8
БКМ-245	шт	74,77	1	74,77	-	-
ЦКОД-245	шт	142	1	142,00	-	-
ЦПЦ-245/295	шт	31,6	27	712,80	-	-
ПРП-Ц-В-245	шт	35,4	1	35,40	-	-
БКМ-146	шт	56,93	-	-	1	56,00
ЦКОД-146	шт	103,4	-	-	1	103,40
ЦТ-146/220	шт	26,4	-	-	35	924,00
ЦПЦ-146/220	шт	25,4	-	-	105	2667
ПРП-Ц-В-146	шт	26,14	-	-	1	26,14
ПРП-Ц-Н-146	шт	26,21	-	-	1	26,21
МБП-СМ	кг	0,69	958	661,02	1936	1335,84
МБП-МВ	кг	0,98	4235	4150,3	7744	7589,12
ПЦТ - II - 100	т	30,6	8,25	252,45	16,77	513,16
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	28,44	30,10	856,04	68,21	1939,89
НТФ	кг	1,17	21	24,57	40	46,80
Итого затрат на крепление по этапам				38470,09		159540,01
Итого затрат на крепление	198010,1					

Таблица М.3 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	72 589	15 824 402
Рекультивация перед планировкой	12 547	2 735 246
Итого		18 559 648
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	162 578	35 442 004
Разборка и демонтаж	11 124	2 425 032
Итого		37 867 036
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	74 829	16 312 722
Крепление скважины	198 010	43 166 180
Итого		59 478 902
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	25 128	5 477 904
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	35 845	7 814 210
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	14 285	3 114 130
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	8 271	1 803 078
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 610	6 822 663
Итого		11 739 871
Итого прямых затрат		140 937 571
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	187 217	35 234 393
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	69 224	12 332 038
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	253 423	55 246 214
Транспортировка буровых бригад	10 487	2 286 166
Сооружение водяной скважины	4 213	918 434
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 730	377 008
Итого		58 827 822
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	109 298	23 826 927
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		400 356 451
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		480 427 742

Приложение Н

(Обязательное)

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

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

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

Таблица Н.2 – Требования к освещению производственного объекта

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

Приложение С

(Обязательное)

Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Таблица С.1 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 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

Таблица С.2– Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве

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

Приложение П

(Обязательное)

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица П.1 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Геолого-технический наряд на строительство

Рисунок Р– геолого- технический наряд