Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2640 МЕТРОВ НА ЗАПАДНО-ЯРАКТИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ).

УДК 622.323:324 622.243.23(24:181 m 2640)(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б22	Данилов М.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Епихин А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к. х. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев А.В.	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	**Результат обучения (выпускник должен быть готов)**
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов
Направление - Нефтегазовое дело
Кафедра - бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. зав. кафедрой БС
_____ _____ Ковалев А.В.
(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
З- 2Б22	Данилов Михаил Сергеевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2640 МЕТРОВ НА ЗАПАДНО-ЯРАКТИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1.Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*	

Раздел	Консультант
Финансовый мененджмент, ресурсоэффективность и ресурноснабжение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б22	Данилов Михаил Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б22	Данилов Михаил Сергеевич

Институт	**Природных ресурсов**	**Кафедра**	**Бурение скважин**
Уровень образования	**Бакалавр**	**Направление/специальность**	**«Нефтегазовое дело»**

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Данные по строительству скважин на Западно-Яractинском месторождении*	*Расчет технико-экономических показателей*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Построение плана мероприятий по повышению эффективности буровых работ*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка экономической эффективности проекта внедрения новых долот*	*Расчет экономической эффективности проекта.* *Расчет технико-экономические показателей применения долот*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б22	Данилов Михаил Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б22	Данилов Михаил Сергеевич

Институт	**Природных ресурсов**	**Кафедра**	**Бурение скважин**
Уровень образования	**Бакалавр**	**Направление/специальность**	**«Нефтегазовое дело»**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	*Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Западно-Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1 .Производственная ответственность *1.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Западно-Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении* *1.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении*	*- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе* **- Недостаточная освещенность рабочей зоны** **- Повышенные уровни шума** *- Повышенные уровни вибрации* **- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны** **- Поражения электрическим током** *- Пожаровзрывоопасность*
2 . Экологическая безопасность	**Экологическая безопасность** **(анализ воздействие и мероприятие)** **- Фон загрязнения объектов природной среды** **- Водопотребление и водоотведение** *-Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения* **- Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды** **- Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин** **- Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама**

	- Охрана атмосферного воздуха от загрязнения **- Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды** **- Охрана животного мира** **- Охрана недр при строительстве скважин**
3 . Безопасность в чрезвычайных ситуациях Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах	*При эксплуатации наклонно-направленной скважины рекомендуемое поведение при нефтяных или газовых фонтанах.* *- остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей.* *- остановить все силовые приводы.* *- отключить силовые линии и линии освещения.* *- остановить все огневые работы.* *- предпринять меры по отключению соседних производственных объектов.* *- запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном.* *- предотвратить растекание нефти на территории.* *- сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов.*
4 . Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	*Нормы:* *ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»* *СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»* *ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»* *ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»* *ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны»* *ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»* *ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты* *ГОСТ 13862-90*
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата

		звание		
Преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б22	Данилов Михаил Сергеевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Уровень образования: бакалавриат
Кафедра бурения скважин
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года
Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	
	Технологическая часть	
	Специальная часть	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Епихин А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., 18 рис., 35 табл., 63 литературных источника, 2 прил.

Ключевые слова: месторождение, скважина, освоение, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, бурение, цементирование скважины, заканчивание скважины, экономическая выгода, экология, техника безопасности

Объектом исследования является Западно-Ярактинское месторождение.

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины.

Метод или методология проведения работы (исследование) и аппаратуры - геофизические исследования.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные

характеристики - Одноколонное строение скважины, простота конструкции, дешевизна.

Степень внедрения: Иркутская область.

Область применения: в процессе работы был составлен проект на бурение под эксплуатационно наклонно-направленую скважину проектной глубиной 2640 метров.

В процессе исследования проводились технологические решения по построению наклонно-направленной скважины, построение геолого-технического наряда, построение компоновки низа бурильной колонны , рассмотрена специальная часть: способы вызова притока.

Экономическая эффективность/значимость работы в соответствии с экономическими требованиями проводимых работ, прибыль достигнута с положительными показателями.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 14
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 15
1.2. Геологические условия бурения 17
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 24
1.4.Зоны возможных осложнений 25
1.5.Исследовательские работы 25
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 28
2.2.Обоснование конструкции скважины 29
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 29
2.2.2.Построение совмещенного графика давлений 31
2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 31
2.2.4.Выбор интервалов цементирования 32
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 32
2.2.6.Разработка схем обвязки устья скважины 32
2.3.Углубление скважины 33
2.3.1.Выбор способа бурения 33
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента 33
2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 34
2.3.4.Расчет частоты вращения долота 34
2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя 34
2.3.6.Выбор гидравлической программы промывки скважины 35
2.3.7.Выбор компоновки и бурильной колонны 37
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 39
2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин 41
2.4.1.Расчет обсадных колонн 41
2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений 41

2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений 43
2.4.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине 46
2.4.2.Расчет процессов цементирования скважины 46
2.4.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн 46
2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 47
2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 47
2.4.2.4.Гидравлический расчет цементирования скважины 47
2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 47
2.4.2.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 48
2.4.3.Выбор технологической оснастки обсадных колонн 49
2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин 49
2.5.Выбор буровой установки 50
3.СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
3.1.Сравнение способов вызова притока 51
3.1.1. Недостатки методов 52
3.1.2. Струйные насосы 53
3.1.3. Заключение по спец вопросу 54
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
4.1.Проектные данные строительства скважины 55
4.2.Организация труда и зарплаты 56
4.3.Расчет технико-экономических показателей 61
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТВЕННОСТЬ
5.1.Производственная безопасность 72
5.1.1.Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 72
5.1.1.1.Отклонение показателей микроклимата в помещении 72

5.1.1.2.Отклонение показателей климата на открытом воздухе 72
5.1.1.3.Недостаточная освещенность 72
5.1.1.4.Превышение уровней шума 72
5.1.1.5.Превышение уровней вибрации 72
5.1.1.6.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 72
5.1.2.Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 73
5.1.2.1.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования 73
5.1.2.2.Поражение током 73
5.1.2.3.Пожаровзровобезопасность 73
5.2.Экологическая безопасность 74
5.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях 77
5.3.1.Порядок действия сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций 77
5.4.Законодательное регулирование проектных решений 80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 84

ВВЕДЕНИЕ

Данная дипломная работа включает в себя обоснование, выбор и расчет конструкции скважины, способа цементирования и заканчивания скважины глубиной 2640 м, и дебитом 22,67 м3/сут, на Западно-Ярактинском месторождении.

В дипломный проект были включены такие разделы как: геологическая, геофизическая часть, разрез данной скважины, условия для бурения и проводки скважины, возможные осложнения при бурении и эксплуатации скважины. Технологические решения по строительству скважины, режимы бурения, частоты вращение, осевые нагрузки, расходы и типы промывочной жидкости. Технические решения выбор буровой установки, выбор бурильной колонны, КНБК, и порода-разрушающего инструмента.

Проект содержит специальный вопрос о способах вызова притока.

Экономическая часть проекта содержит все решения по экономической эффективности связанных с затратами на бурение, затраты на работы связанные с геофизическими исследованиями и д.р. а также заработной платой и прибылью от данного проекта.

Часть о социальной ответственности содержит вопросы связанные с соблюдением экологии и безопасности жизни деятельности человека.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2, обзорная карта района работ представлена на рисунке 1, литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства.

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Западно-Ярактинское месторождение
Характер рельефа	Средне-Сибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	 РФ Иркутская Катангский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -5,0-5,5 +35 -58
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,5-2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	258
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	150
Азимут преобладающего направления ветра, град	юго-восточное и северо-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 1,3
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	 0 5
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения.

Наименование	Значение
Электрификация	дизельные электростанции
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	 по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Киренск (70-100 км) д. Волокон (120 км) д. Токма (140 км)

Рисунок- Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	7
0	5	Четвертичные отложения	Q	1,15
5	25	Тушамская свита	C_1 ts	1,15
25	67	Верхоленская свита	$Є_3$vl	1,3
67	211	Литвинцевская свита	$Є_{2-1}$lt	1,1
211	578	Ангарская свита	$Є_1$an	1,15
320	409	Траппы		
578	695	Булайская свита	$Є_1$bl	1,05
695	829	Верхнебельская подсвита	$Є_1$bs	1,3
829	1101	Средне-нижнебельская подсвит	$Є_1$bs	1,1
1101	1434	Усольская свита	$Є_1$us	1,2
1434	1565	Мотская верхняя подсвита	$Є_1$mt	1,1
1565	1645	Мотская средняя подсвита	$Є_1$mt	1,1
1625	**1645**	Преображенский горизонт	$Є_1$пр	1,1
1645	1680	Мотская нижняя подсвита	$Є_1$mt	1,15
1662	**1680**	Верхнечонский горизонт	$Є_1$вч	1,15
1680	1700	Архей (кора выветривания + кр сталлический фундамент)	Prz	1,05

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфиче-	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура текстура, минеральный состав и т. п.)
	от	до	название	%	
Q	0	5	супеси, суглинки, галечники		Супеси, суглинки, галечники.
C_1ts	5	25	алевролит песчаник		Алевролиты с прослоями песчаников, аргиллитов зеленовато-серых. Возможны траппы.
$Є_3$vl	25	67	алевролит с прослоями песчаника		Алевролиты, мергели, аргиллиты шоколадно-коричневые, зеленовато-серые с редкими прослоями песчани-ков зеленовато-серых, в подошве – доломиты глинистые с линзами гипсов розовых и белых.
$Є_{2-1}$lt	67	211	Доломит известняки		Верхнелитвинцевская подсвита сложена доломитами светлосерыми окремненными с подчинёнными про-слоями известняков, брекчий, доломитов глинистых, гипсов. Нижнелитвинцевская подсвита представлена известняками доломитизированными светло–серыми, пятнистыми, доломиты серые в подошве запесочен-ные с прослоями гипсов,
$Є_1$an	211	578	соль известн доломит		По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю - доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную. Верхняя часть представлена доломитами, известняками темнокоричневато–серыми, разнозернистыми, мраморированными с прослоями каменных солей, сульфато–карбонатных брекчий. Каменн соль белая, серая, крупно кристаллическая с редкими прослоями доломитов, реже ангидрито-доломит среднепластинчатых. Траппы могут достигать 90 м.
$Є_1$bl	578	695	доломит		Доломиты серые, светло–коричневато–серые, мелкозернистые, тонко-мелкозернистые, среднеплитчатые плотные, участками глинистые, слабые ангидритизированные.
$Є_1$bs3	695	829	соль доломит		Представлены неравномерным чередованием пластов каменной соли с доломитами. Каменные соли прозрачные, розовые с прослоями доломитов, известняков темно-серых и сульфатно–карбонатные брекчии.
Є1bs2+1	829	1101	известняк доломит		Верхняя часть представлена доломитами серыми, коричневато–серыми, средне- , мелкозернистыми с редки-ми прослоями известняков, доломито–ангидритов, доломитов глинистых. Нижняя часть свиты представлена известняками серыми, разнозернистыми с прослоями

Продолжение таблицы 4.

Є1us	1101	1434	соль доломит		Переслаивание каменной соли прозрачной, розовой, известняков, доломитов, доломито–ангидритов серых, темносерых. В нижней части свиты: доломиты, известняки доломитизированные серые, коричневато–серые, сгустково–комковатые засоленные
Є1mt3	1434	1565	доломит		Доломиты темно-серые, мелкозернистые с прослоями доломитов глинистых, ангидритов. Доломиты серые мелко–среднезернистые, кавернозно–пористые, частично засоленные. Ни тонкое переслаивание серых доломитов, доломитов глинистых, доломито–ангидритов. В подошве доломиты серые.
Є1mt2	1565	1645	доломит		В верхней части подсвиты: ритмичное переслаивание доломитов серых, доломитов-ангидритов и доломитов глинистых темносерых.
Є 1 ПР	1625	1645	доломит	100	Преображенский горизонт 1625–1645 м представлен доломитами реликтово органогенным коричневато–серыми, пористыми.
Є1mt1	1645	1680	алевролит аргиллит		Доломиты, аргиллиты темносерые временами не устойчивые.
Є1 ВЧ1+ ВЧ2	1662	1680	песчаник	80-100	Песчаники кварцевые, реже полевошпатово–кварцевые серые, коричневато–серые с прослоями аргиллитов, алевролитов. Продуктивные пласты представлены пористыми песчаниками. Пласт ВЧ2 представлен по-левошпатово-кварцевыми, кварцевыми, реже полимиктовыми песчаниками с прослоями гравелитов, алевро-литов и аргиллитов. Содержание песчаников в пласте меняется от 100 до 43%, Пласт ВЧ1 сложен преимуще-ственно мелко- и среднезернистыми песчаниками с редкими прослоями гравелитов, алевролитов и аргилли-тов. Содержание песчаников в пласте высокое – 80-100%.
Prz	1680	1700	гранито-гнейс		Граниты.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 6.

В интервале 1680–1700 м залегают граниты,320–409 м находятся траппы. Это может привести к снижению механической скорости бурения и преждевременному выходу из строя породоразрушающего инструмента.

Интервал 150–370 м характеризуется как интервал с возможным поглощением бурового раствора. С целью предупреждения поглощения промывочных жидкостей, рекомендуется, при вскрытии проницаемых пластов в интервале спуска кондуктора и поглощающих пластов отложений литвинцевской и ангарской свит, бурение осуществлять с применением буровых растворов с высокими кальматирующими свойствами.

После вскрытия зоны возможного поглощения бурового и тампонажного растворов провести исследования с целью определения интервалов залегания и параметров поглощающих пластов.

При бурении в интервале спуска эксплуатационной колонны провести подготовку ствола для последующего качественного цементирования (при наличии поглощений – ликвидировать зоны ухода бурового раствора).

При вскрытом продуктивном горизонте скорость спуска колонны бурильных труб в обсаженной части ствола не должна превышать 1,0 м/с, в необсаженной – не более 0,6-0,4 м/с.

Таблица 5 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см	Пористость %	Проницаемость мкм^2 (мд)	Глинистость%	Карбонатность %	Твердость, кгс/мм^2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория порооды
	от	до										
Q	0	5	супеси, суглинки, галечники	2,4	11-20				10		I	Мягкая
Є$_3$v	5	25	алевролит песчаник	2,4	4-10				10-25		I, I I	Мягкая
Є$_{2-1}$lt	25	67	алевролит	2,4	4-10				25-50		III	Средняя
Є$_1$an	67	211	доломит известняки	2,4 – 2,6	5-10 15-20				50-100		IV	Средняя
Є$_1$bl	211	578	доломит соль траппы известняк	2,6	5-10-15-10				100-150 10-20 600-700 100-150		V II XI V	Твердая Мягкая Крепкая
Є$_1$bs	578	695	доломит	2,6	5-10				200-300		VII	Крепкая
K$_1$jak	695	829	соль доломит	2,6	5-10				10-20 100-15		II II	Средняя Средняя
Є$_1$us	829	1101	известняк доломит	2,6	5-10				200-300		VII	Крепкая
Є$_1$m	1101	1434	соль доломит	2,6	5-10				10-20 150-20		II VI	Средняя Крепкая
			доломиты, известняки	2,6	11-16,7	0,1-34			400-500		IX	Крепкая
	1434	1565	доломит	2,83	5-10				400-500		X	Крепкая

Продолжение таблицы 5.

$Є_1mt_2$	1565	1645	доломит	2,83	5-10				400-500		XI	Крепкая
$Є_1$ ПР	1625	1645	Доломиты	2,83	8-19,3	2–8 по га			400-500		XII	Крепкая
$Є_1mt_1$	1645	1680	алевролит аргиллит	2,83	8,2	0			400-500		XII	Крепкая
$Є_1$ВЧ1 +ВЧ$_2$	1662	1680	песчаник	2,71 2,6	18-22 18-23,6	368,4* 87			400-500		XI	Крепкая
Prz	1680	1700	гранито-гнейсы	2,66	-				600-700		XI	Очень крепкая

Таблица 6- Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс страти-	Интервал, м		Градиент давления												Температура	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			°С	источник
			кгс/см^2 на м		источник	кгс/см^2 на м		источни	кгс/см^2 на м		источни	кгс/см^2 на м		источник		
	Верх	Низ	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
O	0	5	-	0,073	ПГФ	-	0,07	ПГФ	-	0,186	РФЗ		0,23	РФЗ		
C_1ts	5	25	0,085	0,085	ПГФ	0,085	0,08	ПГФ	0,186	0,186	РФЗ	0,23	0,23	- // -		
$Є_3$vl	25	67	0,085	0,085	ПГФ	0,073	0,08	ПГФ	0,176	0,176	РФЗ	0,25	0,25	- // -		
$Є_{2-1}$lt	67	150	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,25	0,25	- // -		
	150	211	0,060	0,060	ПГФ	0,060	0,06	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,25	0,25	- // -		
$Є_1$an	211	370	0,060	0,060	ПГФ	0,060	0,06	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
	370	578	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
$Є_1$bl	578	695	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,204	0,204	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
$Є_1$bs$_3$	695	829	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
Є1bs2+1	829	1101	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
$Є_1$us	1101	1434	0,106	0,106	ПГФ	0,106	0,10	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
$Є_1$mt$_3$	1434	1565	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
$Є_1$mt$_2$	1565	1625	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
e_1 ПР	1625	1645	0,096	0,096	ПГФ	0,096	0,09	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,28	0,28	ПГФ	13,5	ПГФ
$Є_1$mt$_1$	1645	1662	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,271	0,271	ПГФ	16,5	ПГФ
e_1вч$_1$+вч$_2$	1662	1680	0,094	0,094	ПГФ	0,094	0,09	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,266	0,266	ПГФ	16,5-1	ПГФ
Prz	1680	1700 вскр. часть	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,26	0,26	ПГФ		ПГФ

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица7 - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Свободный дебит, м^3/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м^3/м^3	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
Є$_1$mt$_2$ (Преображенский)	1625	1645	Трещено-поровый.	779	5-20	76,4-85	–
Є$_1$mt$_1$ (Верхнечонский Вч$_{1)}$	1662	1680	Трещено-поровый.	779	100-200	75-95	-
Є $_1$ mt$_1$ ВЧ$_2$	1662	1680	Трещено – поровый	779	100-200	75-95	
Газоносность							
Є $_1$us(Осинский)	1366	1408	Кавернозно-поровый.	0,68	14,7	–	–
Водоносность							
Q-Є$_3$vl	0	67	Поров.	1000	72-240	–	Да. Гидрокарбонатные кальциевые слабоминерализованные, pH = 6,2-7,4

Разрез представлен восьмью газонефтяными, одной нефтяной, одной газовой. пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 1662-1681 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 122 м для эксплуатации водоносного горизонта 0-67 м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8. Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 9.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 150–370 м и возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале 0-90 м прогнозируется высокая вероятность сужение ствола поэтому необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы количество спускоподъемных операций снизить до минимума и прорабатывать интервал.

В интервале 1645-1662 м ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

5. Исследовательские работы

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – Є$_1$an	150	370	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 0,5-0,7 м^3/час до полного, потери циркуляции – да. Низкие градиенты пластовых давлений 0,6-1. Линзовидная трещиноватость .
Є$_1$mt$_1$	1645	1662	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
Є$_1$us	1366	1408	Нефтегазопроявление	Перелив, газопроявление. Ожидаемое давление 15,0 МПа
Є$_1$mt$_2$	1625	1645	Нефтегазопроявление	Перелив, в виде пленок нефти, насыщения раствора газом, выброс газа. Ожидаемое давление 15,5 МПа
Є$_1$mt$_1$	1662	1680	Нефтегазопроявление	Нефть, газопроявления, пленки нефти, насыщение раствора газом, выброс газа. Ожидаемое давление 15,8 МПа
Q-1lit	0	90	Прихватоопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
Є1mt1	1645	1662	Прихватоопасность	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.

Продолжение таблицы 8.

Є1an	458	500	Текучие породы	Каменная соль. Размыв каменных солей
Є1bs1	695	895	Текучие породы	Каменная соль. Размыв каменных солей
Є1us	1101	1366	Текучие породы	Каменная соль. Размыв каменных солей
Є1us	1408	434	Текучие породы	Каменная соль. Размыв каменных солей
Є1 mt1	1645	1662	Текучие породы	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.
Є1us	1408	1434	Кавернообразование	Неустойчивость стенок скважины из-за несоблюдения свойств бурового раствора

Таблица 9 – Исследовательские работы.

Интервал, м(по вертикали)		Тип работ
От	До	
0	560	ОЦК,АКЦ, Инклинометрия
0	1665	Инклинометрия, профилеметрия, , ОЦК экспл.колонны - жесткий геоф.кабель, АКЦ.
1665	1681	ГК,ННК, АК, БК,МБК,ГГКп, ГДК, инклинометрия, профилеметрия ,бурильные трубы , жесткий геоф.кабель

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

При бурении горизонтальной скважины огромную роль играет рациональный выбор профиля скважины. Правильно подобранный профиль позволяет свести к минимуму работу с отклоняющей компоновкой на меньшей глубине, обеспечивает необходимое смещение забоя при заданной интенсивности искривления и свободное прохождение по стволу скважины бурильной и эксплуатационной колонн. Проектный профиль должен обеспечивать эксплуатацию скважины всеми современными методами довольно долго и без аварий. При этом забой скважины обязан быть в «поле допуска».

Исходные данные:

1. отход A=775 м;
2. глубина кровли по вертикали $H_{кр}$=1665 м;
3. глубина подошвы по вертикали $H_{п}$=1681м;
4. длина вертикального участка $h_{в}$=150 м;
5. длина горизонтального участка $l_{г}$=500 м;
6. i_1=1,15 град./10 м
7. i_2=1 град./10 м
8. i_3=1,18 град./10 м

Результаты расчётов сведены в таблицу 10

Таблица 10 – Профиль скважины.

№участка	a_i, м	h_i, м	l_i, м
1	0	150	150
2	120	600	680
3	425	728	910
4	210	185	400
Итого по кровле	755	1665	2140
5	499	16	500
Итого по скважине	1254	1681	2640

2.2.Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – трещенно-поровый.

2. Определение однородности коллектора.

1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.Средняя проницаемость – $k_З$ = 208,65 * 10^{-3} мкм^2. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

3. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида,

4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл}$ = 0,1 МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

5. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч} \qquad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

30 < 28,4 МПа.

Условие (1) выполняется, следовательно, коллектор устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор трещинно-порового типа, неоднородный, устойчивый.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя открытого типа. Конструкция забоя представлена на рисунке 3.

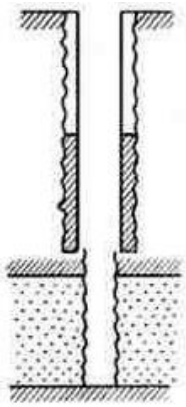

Рисунок 3 – Конструкция забоя открытого типа.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 4.

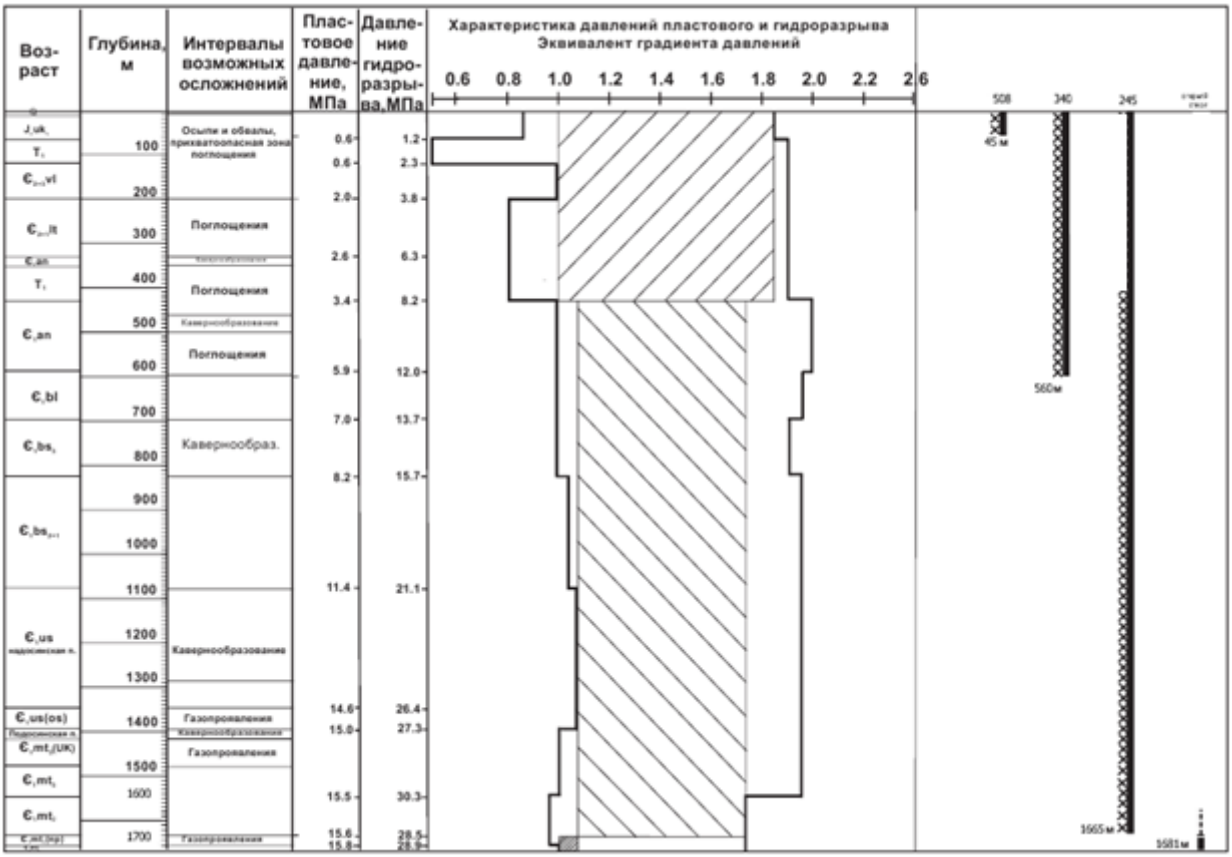

Рисунок 4 – Совмещенный график давлений.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения, в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 10 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 45 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 480 м, но выбирается глубина 560 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 1681 м с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–45м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 583 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 2140 – 433м

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую.

Название колонны	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска колонны, м		Диаметр долота, мм
		по вертикали	по стволу	
Направление	508	45	45	660,4
Кондуктор	340	560	583	444,5
Эксплуатационная	245	1665	2140	311,1
Отрытый свол	-	-	-	215,9

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Колонная головка: ОКК2-210-168х245х340;

превентор: ОП5-350/80х35 (21);

устьевая арматура: АФК-65х210.

Выбор типа устьевого оборудования производится по максимально возможным давлениям на устье скважины.

2.3.Углубление скважины

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 горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины.

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-45	Направление	Роторный
45-583	Кондуктор	ВЗД + Ротор
583-2140	Эксплуатационная колонна	ВЗД+ Ротор
2140-2640	Открытый ствол	ВЗД+ Ротор

2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC и шарошечных, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения.

Интервал		0-45	45-583	583-2140	2140-2640
Шифр долота		III-660,4 МЗ-ГВУ	Ш - 17 ½ (444,5)(2шт) G28VPS	12 ¼ (311,1) PDC	8 ½ (215,9) PDC
Диаметр долота, мм		660,4	444,5	311,1	215,9
Тип горных пород		М, С	М,С,Т	С,Т,К	К
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-177	з-177	З-152	З-117
	API	-	-	-	-
Длина, м		0,6	0,43	0,32	0,27

Масса, кг		233	170	120	80
G, тс	Рекомендуемая	8	7	10	18
	Предельная	14	25	20	24
n, об/мин	Рекомендуемая	50	80	80	130
	Предельная	70	200	120	200

2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Расчет осевой нагрузки выбирается согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 14.

2.3.4.Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14. – Параметры режима бурения.

Интервалы	Диаметр скважины, м	Параметры режима бурения	
		n, об/мин	$P_{ОС}$, кН
0-45	660,4	50	66,04
45-583	444,5	92,1	200
583-2140	311	73,72	186,6
2140-2640	215,9	132,7	217,7

2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигатель необходимо выбрать, исходя из его технико-технологических характеристик: расхода воды, л/с; частота вращения вала, 1/мин; вращающий момента, Н·м; перепад давления, МПа; габариты, мм: диаметр, длина; масса, кг.

Таблица 15 – Краткая характеристика забойных двигателей.

Тип двигателя	Расход воды,	Частота вращени	Вращаю щий	Перепад давления,	Габариты, мм:	Масса, кг

	л/с	вала, об/мин	момент, Н·м	МПа	диаметр длина	
Бурение под кондуктор (45-583 м)						
ВЗД ДО-245 (1.15 deg)	30 60	72 132	10000 14000	6-8	245 9,22	1660

Продолжение таблицы 15.

Бурение под эксплуатационную колонну (583-2710)						
ВЗД А ДО-245 (1.00 deg)	30 60	72 132	10000 14000	6-8	245 9,22	1660
Горизонтальный участок (2710 -3210 м)						
ВЗД ДО-195 (1,18 deg)	23 36	115 220	2900 4150	4,5-6	195 7,70	1350

2.3.6.Выбор гидравлической программы промывки скважины

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 16 и 17.

Таблица 16- Проектирование расхода бурового раствора.

Интервал	0-45	45-583	583-2140	2140-2640
Исходные данные				
$D_д$, м	0,6604	0,4445	0,3111	0,2159
K	0,55	0,5	0,4	0,35
$K_к$	1,2	1,15	1,1	1,05
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,15	0,15
$V_м$, м/с	35	45	23	17
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,228	0,209	0,209	0,171

$d_{нмах}$, м	0,03	0,026	0,019	0,011
n	3	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_р$, г/см^3	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_р$, г/см^3	1,1	1,24	1,27	1,4
$\rho_п$, г/см^3	2,4	2,5	2,6	2,7
Результаты проектирования				
Q_1, л/с	25	48	28	21

Продолжение таблицы 16.

Q_2, л/с	47	24	15	24
Q_3, л/с	65	57	49	30
Q_4, л/с	23	26	37	25
Q_5, л/с	52	45	39	28
Q_6, л/с	55	50	40	34
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{табл}$, л/с	-	30-60	30-60	23-36
$\rho_{табл}$, кг/м^3	-	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	-	1240	1270	1040
M, Н*м	-	12454	11345	2567
$M_{табл}$, Н*м	-	13500	13500	4000
m	2	2	2	1
n	0,9	0,9	0,9	0,9
$Q_н$, л/с	60	60	50	31-35
$Q_{пров1}$, л/с	-	50,82	39,95	26,98
$Q_{пров2}$, л/с	108	108	90	63

Таблица 17 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Интервал	0-45	45-583	583-2140	2140-2640
Исходные данные				
Q_1, л/с	25	48	28	21
Q_2, л/с	47	24	15	24
Q_3, л/с	65	57	49	30
Q_4, л/с	23	26	37	25
Q_5, л/с	52	45	39	28
Q_6, л/с	55	50	40	34
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	65	57	49	30
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	60	60	50	35
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{тн}$, л/с	-	60	60	36
ρ_1, кг/м^3	-	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	-	1240	1270	1040
$M_{тм}$, Н*м	-	14000	14000	4150
$M_{тб}$, Н*м	-	17360	14816	4316

Таблица 18 - Потери давления в элементах циркуляционной системы.

Элементы циркуляционной системы	ℓ, м	D, мм	d, мм	V, м/с	Re (Re*)	Режим течения	Sen	ΔP, МПа
СБТ	2023	127	107	3.05	13986	тур.		2,8
ТБТ	339	127	80	4.30	21566	тур		1,75

Продолжение таблицы 18.

УБТ		161	171,45	90	4.30	21566	тур		1,59
Телеметрия SlimPulse		9,45	170,94						0,56
ВЗД ДО-195		7,70	195						3,61
Долото		0,27							4,35
ΣΔРт									14,66
$СБТ_{кп}$	Кон.	583	320,5	127	0.81		лам	0,04	1,10
	Экс.	1236	311,15	127	1.16		лам	0,23	0,46
$ТБТ_{кп}$		385	311,1	127	1,06	1,14	лам	16,98	1,13
$УБТ_{кп}$		60	311,1	209,5	2,16	2,34	тур		1,12
Телеметрия SlimPulse		9,45	311,1	214,8	3,76	4,06	тур		0,12
ВЗД ДО-245 кп		7,70	311,1	245	3,76	4,06	тур		0,01
ΣΔРкп									3,82
ΣΔРобв									1,5
ΣΔРоб									21,03

Суммарные потери внутри труб $\Sigma\Delta P_т$ = 14,6МПа.

Суммарные потери в КП $\Sigma\Delta P_{кп}$ = 3,82 МПа.

$\Sigma\Delta P=\Sigma\Delta P_{обв}+\Sigma\Delta P_{кп}+\Sigma\Delta P_т=1,5+3,82+14,66=21,03$ МПа

2.3.7.Выбор компоновки и бурильной колонны

Чтобы передать вращение долоту и создать на долоте отклоняющее усилие для искривления ствола скважины, применим винтовой забойный двигатель с углом перекоса. С целью повышения качества ствола и

управления параметрами его искривления применяем калибраторы. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ. Предлагаемая компоновка низа бурильной колонны, составленная с учетом опыта предприятия, приведена в таблице 19.

Таблица 19 – Компоновка низа бурильной колонны по интервалам бурения.

Типо-размер, шифр	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммар-на длина КНБК, м	Суммар-н масса КНБК, т
		Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Угол перекоса осей ВЗД		
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-45м)							
долото 660,4	0	660,4	0,6	233	-	45	13
УБТ 9"	0,6	228,6	44,4	12876	-		
Бурение под кондуктор (45-583 м)							
Долото 17 1/2	0	444,5	0,43	170	-	583	49,5
ВЗД ДО-245 (1.15 deg)	0,43	245	9,22	1660	1.15 deg		
КЛС 17 "	9,65	431,8	2,38	649,74	-		
обратный клапан	12,04	202,946	1,1	224,4			
НУБТ-8"	12,03	203,2	3,04	620,16	-		
телеметрия SlimPulse	15,07	214,884	9,45	1927,8	-		
предохр. п-к	24,52	210,058	0,53	107,59	-		
НУБТ-8"	25,05	203,2	9,15	1866,6	-		
УБТ 8 1/4"	34,2	209,55	92,83	22093,54	-		
ЯСС 8"	127,03	203,2	6,83	1366	-		
УБТ 8 1/4"	133,86	209,55	9,4	2237,2	-		
пер-к 6 3/4"	143,26	171,45	1,2	175,2	-		
ТБТ 5"	144,46	127	56,41	4399,98	-		
бур.трубы 5"	200,87	127	382,13	12228,16	-		
Бурение под эксплуатационную колонну (583-2140)							
Долото 12 1/4	0	311,15	0,32	120,2		2140	122
ВЗД	0,32	245	9,22	1660	1,00		

ДО-245 (1.00 deg)							
КЛС 11 3/4"	9,56	298,45	2,48	679,74	-		
обратный клапан	12,04	202,946	1,1	224,4	-		
НУБТ-8"	23,12	203,2	9,15	1866,6			
телеметрия SlimPulse	13,14	214,884	9,45	1927,8	-		
предохр. п-к	22,59	210,058	0,53	109,71	-		
НУБТ-8"	23,12	203,2	9,15	1866,6	-		
УБТ 8 1/4"	32,27	209,55	84,86	20196,68	-		

Продолжение таблице 19.

ЯСС 8"	117,13	203,2	6,83	1366	-		
УБТ 8 1/4"	123,96	209,55	9,4	2237,2			
пер-к 1,2 м	133,36	170,942	1,2	175,2			
ТБТ 5"	134,56	127	197,44	15400,32			
бур.трубы 5"	332	127	1216	76096			
Горизонтальный участок (2140 -2640 м)							
Долото 8 1/2	0	215,9	0,27	80,2		2640	143
ВЗД ДО-195 (1,18 deg)	0,27	195	7,70	1350	1,85		
обратный клапан	7,97	166,116	0,91	122,85	-		
НУБТ-6 3/4"	8,88	171,45	2,70	365,58	-		
предохр. п-к	11,58	171,958	1,35	197,1			
телеметрия SlimPulse	12,93	170,942	9,45	1275,75	-		
предохр. п-к	22,38	170,942	0,70	93,8	-		
НУБТ-6 3/4"	23,08	171,45	9,5	1387	-		
пер-к	32,58	166,878	0,80	117,6	-		
ТБТ 5"	33,38	127	28	2209,2	-		
бур.трубы 5"	61,38	127	400	12800	-		
ТБТ 5"	461,38	127	311	24537,9	-		
УБТ 6 3/4"	772,38	171,45	123	17958	-		
ЯСС 6 3/4"	895,38	171,45	6,3	919,8	-		
УБТ 6 3/4"	901,68	171,45	38	5548	-		
ТБТ 5"	939,68	127	28,21	2225,769	-		
бур.трубы5"	967,89	127	1693	71747,52	-		

2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление - глинистый ,кондуктор – Полимер-солевой, глинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну - Полимерный соленасыщенный, в интервале вскрытия продуктивного пласта – ИЭР.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 20. В таблице 21 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 20 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения.

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора						
	от	до	плотность, кг/м^3 расчетная	УВ (АР с	ПФ, см^3/30 мин	pH	СНС (API), дПа		К, мм
							1 мин	10 мин.	
Глин. раст.	0	45	1100-1150	70-100	6-8	9-10	3	10	1,5
Полимер-солевой	45	583	1240-1270	40-55	5-6	9-10	3	10	0,5-1,0
Полимерный соленасы щенный	583	2140	1240-1270	40-55	<6	9-10	3	8	0,5-1,0
ИЭР	2140	2640	1040-1045	37-45	<5	9-10	3	8	0,5-1,0

Таблица 21– Компонентный состав бурового раствора.

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	45	Глинистый Caustic soda, Soda ASH, Bentonite, Benex,вода
45	583	Полимер-солевой,. Вода пресная, SODA ASH ,MODIFIED STARCH, POLYPAC R , THERMPAC UL, Bicarbonate, THIN SMART, SALT (NACL) DUOVIS NS CAUSTIC SODA
583	2140	Полимерный соленасыщенный раствор

		SODA ASH ,THIN SMART, DUO-VIS , CAUSTIC SODA , POLYPAC R, THERMPAC UL, MODIFIED STARCH SALT, CACO3 MEDIUM, CACO3 MEDIUM
2140	2640	ИЭР CITRIC ASID , SODA ASH , M-I CIDE, DUO-VIS, FLO TROL, MGO, СОЛЬ KCL, CACO3 MEDIUM, CACO3 FINE, CACO3 COARSE , DRIL FREE

2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений

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

Таблица 22 -Исходные данные для расчета.

Расстояние от устья скважины, м:	
- до башмака кондуктора L	560
- до уровня облегченного цементного раствора, h	410
- до уровня цементного раствора	1500
- до рассчетного сечения	**z**
- интервал облегченного цемента	410-1500
- до уровня жидкости в колонне в конце эксплуатации, Н	600
Удельный вес, г/см^3	
- облегченного цементного раствора за колонной, $\gamma_ц$	1,5
- цементного цементного раствора	1,92
- бурового раствора за колонной, $\gamma_р$	1,27
- испытательная жидкость, $\gamma_ж$	1,24
- жидкости в колонне при цементировании, $\gamma_в$	1,27
- жидкости в колонне при эксплуатации	0,779

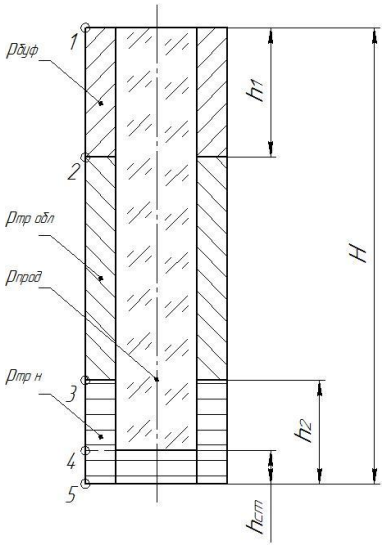

Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

В таблице 23 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 23 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	1200	1500	1665
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,15	0,3	1,8	3,0

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

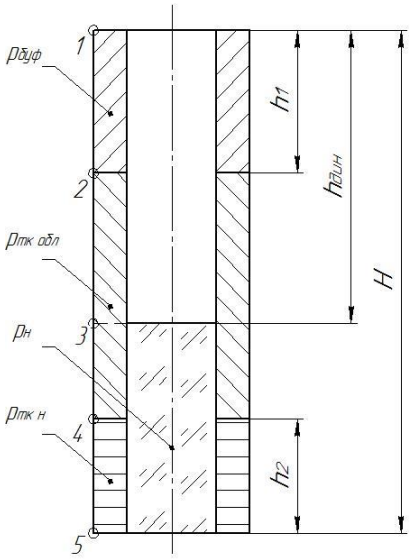

Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации.

В таблице 24 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации.

Таблица 24 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	1200	1500	1665
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,4	10,2	11,5	12,2

Рисунок 9 – Эпюра наружных избыточных давлений.

2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения. Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 15,2 МПа.

В таблице 25 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

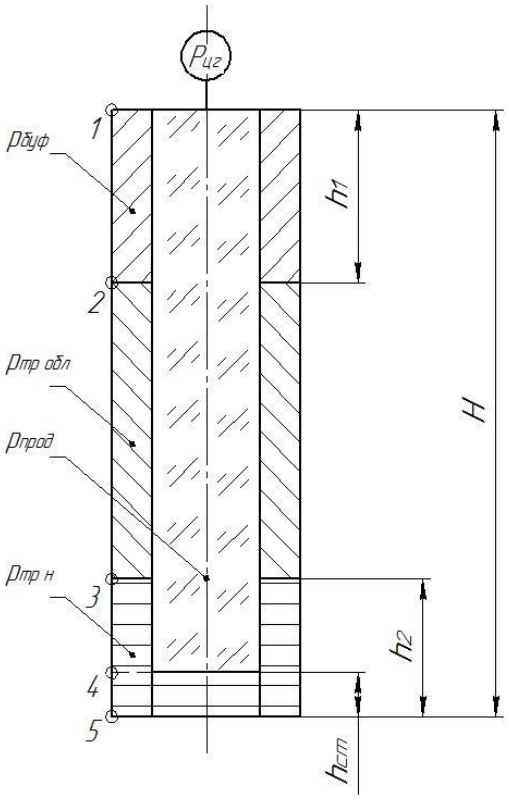

Рисунок 10– Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

Таблица 25– Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	1200	1500	1665
Внутреннее избыточное давление, МПа	15,2	13,5	10,1	8,9	6,9

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 13 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 10,5 МПа.

В таблице 26 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 26 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	600	1200	1665
Внутреннее избыточное давление, МПа	10,5	8,1	7,4	6,1

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 13.

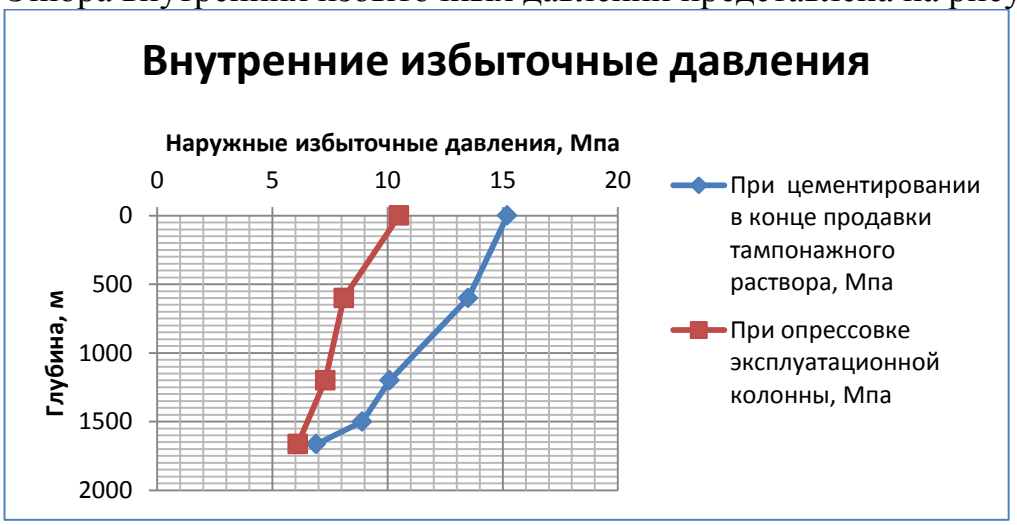

Рисунок 12 - Эпюра внутренних избыточных давлений.

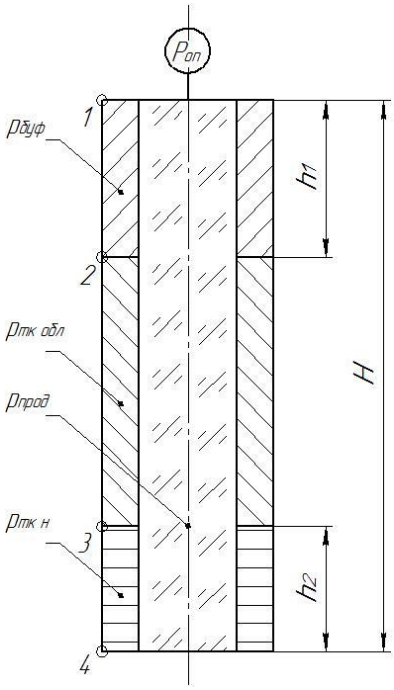

Рисунок 13– Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны.

2.4.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн.

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Интервал установки, м
1	Е	8,9	175	1665-1490
2	Д	10	1490	1490-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95*P_{гр}, \qquad (2)$$

35 < 55 МПа. Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2.Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 28.

Таблица 28 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов.

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, $м^3$	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, $м^3$

$\rho_{тр}$=1870 кг/м^3	50,71	70443	62,26
$\rho_{тробл}$=1520 кг/м^3	48,43	32318	34,53
Сумма	99,14	102761	96,79

2.4.2.3.Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Объём буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости	Расчётный объём, м^3
Буферная	16,82
Продавочная	50,8

2.4.2.4.Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 14 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

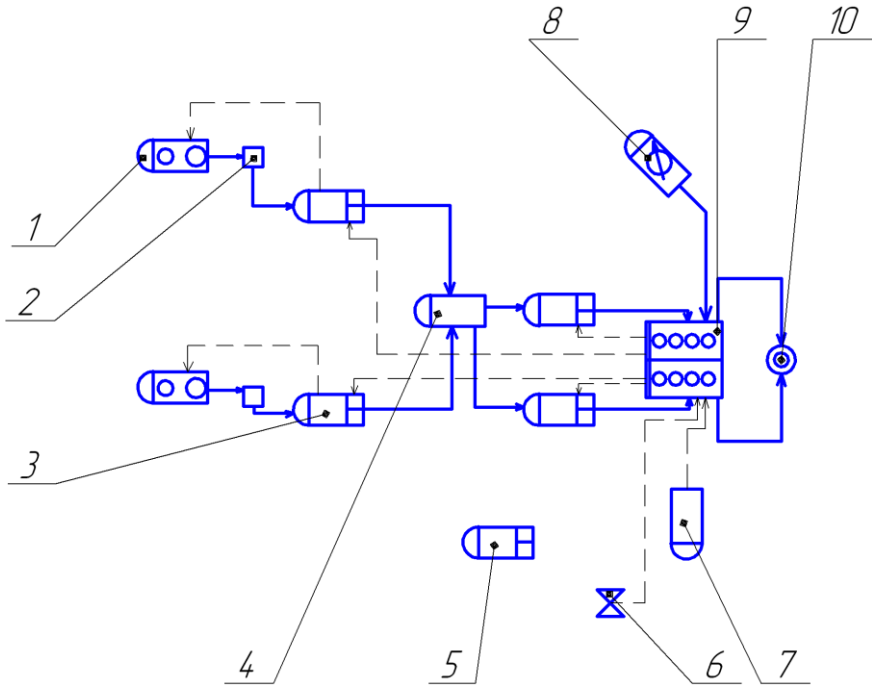

Рисунок 14 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;

3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;

5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 15.

В таблице 30 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

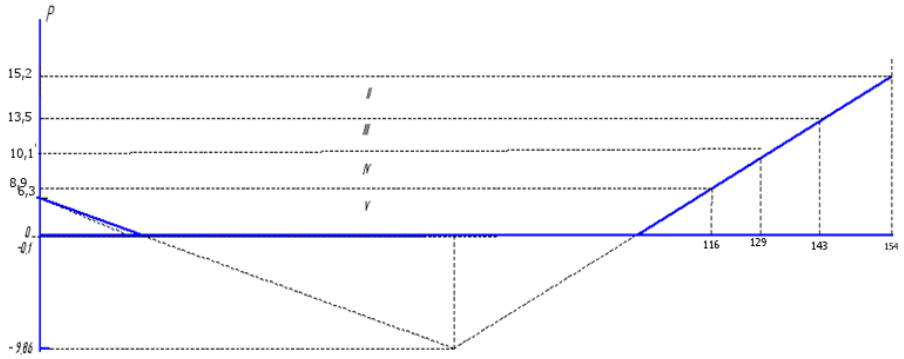

Рисунок 15 – График изменения давления на цементировочной головке

Таблица 30 – Режимы работы цементировочных агрегатов.

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м^3
V	113
IV	12
III	15
II	11

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 53.

2.4.3.Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Характеристики элементов оснастки обсадной колонны приведены в таблицах 2.25-2.30.

Таблица 2.25 – Технологическая оснастка кондуктора.

Наименование	Шифр, типоразмер	Количество, шт
Башмак	БКМ-245-ОТТМ	1
Обратный клапан	ЦКОДМ-245-1-ОТТМ	1
Центратор	ЦЦ-245	50
Пробка продавочная	ПП–219х245	1

Таблица 2.30 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны.

Наименование	Шифр, типоразмер	Количество, шт
Башмак	БКМ-178-ОТТМ	1
Обратный клапан	ЦКОД-178-1-ОТТМ	1
Центратор	ЦЦ-178/216-1	270
Пробка продавочная	ПП–178	1

2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин

В связи с тем, что проектируемая скважина в зоне продуктивного пласта не цементируется и оснащается скважинным фильтром-хвостовиком, вторичное вскрытие продуктивного пласта не производится.

Одним из основных этапов заканчивания скважин является этап их освоения, включающий решение задачи получения в минимальные сроки потенциально возможного дебита и передачу скважины в эксплуатацию.

Под освоением скважин мы понимаем комплекс проводимых в них работ по окончании бурения, крепления и перфорации (или капитального ремонта) с целью получить при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного пласта максимального дебита нефти (газа) или лучшей приемистости пласта при закачке в него газа (иных флюидов).

2.5.Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, в первую очередь, из условия достаточной грузоподъёмности для обеспечения строительства скважин по данному проекту с максимальной длиной наклонно-направленного ствола. Согласно п.2.5.6 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2003г. допускаемая нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 и 0,9 от максимальной расчётной массы бурильной и обсадной колонн. При этом должна учитываться сумма статических и динамических нагрузок на СПО.

Нагрузка действующая на крюк от веса бурильной колонны:

$$T_{бк} = K_з \cdot Q_{бк} + Q_{свп} + Q_{вер} \qquad (3)$$

Нагрузка действующая на крюк от веса обсадной колонны:

$$T_{ок} = K_з \cdot Q_{ок} + Q_{свп} + Q_{вер} \qquad (4)$$

где $K_з$ – коэффициент запаса, учитывающий осложнения в процессе проводки скважины;

$Q_{свп}$ – вес СВП, *50 кН*;

Из имеющихся видов БУ этому требованию удовлетворяет установка БУ-4500/270 ЭК-БМ.

Таблица 32 – Вес колонн при бурении скважины.

Наименование	Вес колонны в воздухе, *кН*	Оснастка талевой системы	Расчетная нагрузка на крюк с учетом *Кз, кН*
Бурильная колонна, при бурении под:			(Кз=1,66)
– кондуктор	596	5х6	988,1
– эксплуатационную колонну	1320	5х6	2191,34
– хвостовик	1530	5х6	2539,94
Обсадная колонна:			(Кз = 1,11)
– кондуктор	583,8	5х6	672,04
– эксплуатационная:	918,7	5х6	1084,74

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Сравнение способов вызова притока.

Цель работы: Анализ применяемых в мире основных способов вызова притока. Сравнение преимуществ и недостатков каждого из методов. Обоснование наиболее эффективного способа для районов Сибири (Западно-Ярактинском месторождении).

Что такое вызов притока: технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину.

Основные вызовы притока: Тартание, поршневание, замена жидкости более легкой, компрессорный метод, прокачка газожидкостной смеси, откачка глубинными насосами.

Компрессионный метод: При компрессировании приток в скважину получают вследствие снижения уровня жидкости в трубах за счет ее вытеснения газом. Перед компрессированием в скважину спускают лифт НКТ, в которой установлены на предварительно рассчитанных глубинах пусковые муфты с отверстиями или специальные пусковые клапаны.

Подбивают компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают инертный газ и снижают уровень жидкости. Когда уровень жидкости в затрубном пространстве достигает уровня размещения пусковой муфты лифта НКТ, происходит резкое падение в затрубном пространстве, а через трубное пространство на поверхности поступает смесь закачиваемого газа со скважинной жидкостью. Давление в затрубе стабилизируется после полного выброса жидкости из трубок, и закачиваемый газ одновременно выходя через пройденную пусковую муфту начинает снова отдавливать жидкость в затрубе до следующей муфты или воронки НКТ.

Поршневание (свабирование):

Одним из самых распространенных способов снижения забойного давления в скважине является свабирование. Сваб представляет собой поршень, оборудованный

клапаном, который спускают на кабеле в лифт НКТ. Клапан при спуске поршня вниз открывается, а при ходе вверх закрывается. Уплотнение сваба достигается за счет резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне.

Последовательная замена жидкост:

Проводят смену скважинного раствора прямой или обратной промывкой при спущенных НКТ и герметизированном устье. Глинистый раствор заменяют на пластовую воду, пластовую воду на пресную или нефть, а нефть замещают различными пенными системами или газоконденсатом.

3.1.1. Недостатки методов.

1.Последовательная замена жидкости

Такое проведение процесса освоения задерживает сроки освоения скважины, но является приемлемым, если призабойная зона пласта сложена рыхлыми песчаниками.

2.Поршневание (свабирование)

Свабирование обычно производится в НКТ диаметром 73-114 мм

3.Компрессионный метод

Сложность осуществления работ по насыщению жидкости газами, а следовательно, его высокая стоимость.

3.1.2. Струйные насосы.

Вызов притока струйным насосом

В своем проекте по скважине на Западно-Яractинском месторождении мной был использован вызов притока струйным насосом, которые обеспечивают требуемую депрессию путем снижения давления в подпакерной зоне до значений, меньших гидростатического. Депрессию поддерживают на протяжении запланированного времени.

Струйный аппарат выполняет функцию насоса, создающего разряжение за струёй на выходе насадки Схема размещения струйного аппарата в скважин предполагает его установку в колонне НКТ с пакером. Буровой раствор подается по колонне НКТ к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен подаче поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешивания аппарата, диффузор и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешивания аппарата, где смешивается с рабочим потоком. "Всасывающая" линия образована находящейся ниже аппарата части колонной НКТ.

Преимущества струйных насосов

Основные преимущества струйных насосов: • Используемый рабочий агент исключает возникновение газовоздушных смесей в скважине; • Требуемое забойное давление устанавливают в течение нескольких минут и поддерживают его на протяжении необходимого времени; • В процессе освоения можно проводить исследования или воздействия на пласт; • Снижение давления происходит только в подпакерном интервале, по остальному стволу скважины сохраняется нормальное гидростатическое давление, что полностью исключает возможность выброса или повреждения обсадной колонны.

3.1.3 Заключение по спец вопросу

Заключение

Общая характеристика методов вызова притока и освоения сводится к рассмотрению изменения забойного давления в функции времени, а условия эффективного применения определяются совокупностью параметров, отражающих геологические, технологические, технические и организационные факторы с учетом известных критериев.

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ООО «ИНК»

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Иркутская нефтяная компания и аффилированные с ней юридические лица (группа компаний ИНК) занимаются геологическим изучением, разведкой и добычей углеводородного сырья на месторождениях и лицензионных участках недр в Восточной Сибири - в Иркутской области и Республики Саха (Якутия)

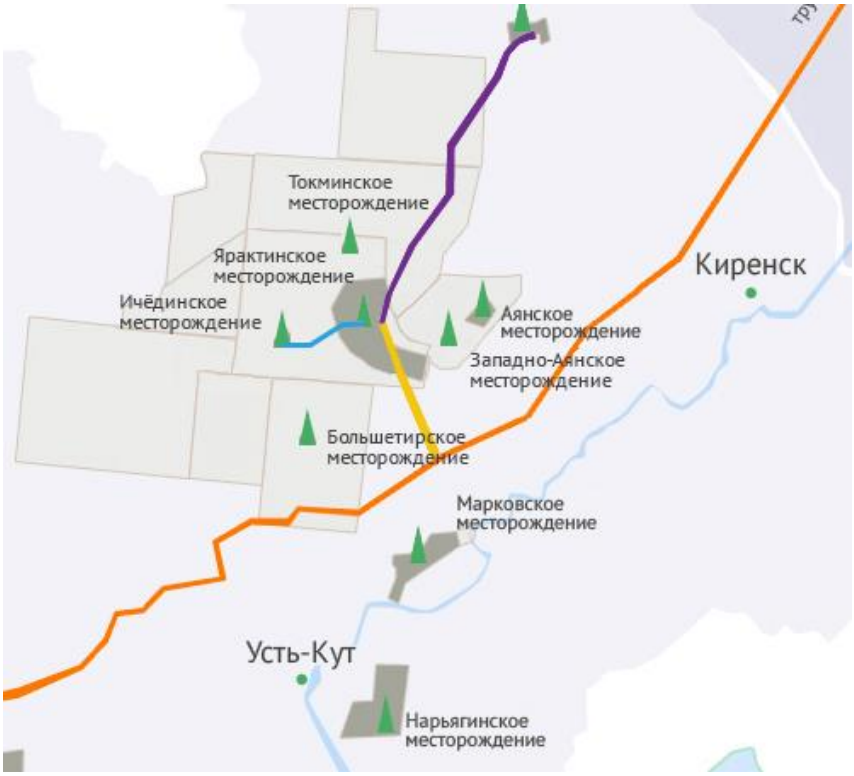

Рисунок 2 – Участки ООО «ИНК»

Месторождения и лицензионные участки недр группы компаний ИНК содержат значительные ресурсы природного газа. Добыча и переработка природного и попутного газа в течение многих лет являются важной частью стратегии долгосрочного развития ИНК.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

– строительно-монтажные работы;

– подготовительные работы к бурению;

– бурение и крепление ствола скважины;

– испытание скважин на продуктивность.

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

– данные геологической, технической и технологической части проекта;

– нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

– справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [2]. Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих, например вышкомонтажные работы, спуско-подъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

Для начала определяется продолжительность вышкомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153{,}1 + 305{,}5 + 219{,}8 + 258 + 79{,}6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (4.2.1):

$$\text{Т}_{\text{Б1}} = \text{Т}_{\text{Б1}} \cdot h, \qquad (4.2.1)$$

где $\text{Т}_{\text{Б1}}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

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

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

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} \cdot \text{Т}_{\text{1св}})}{60}, \qquad (4.2.2)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{(N_{\text{ПОД}} \cdot \text{Т}_{\text{1св}})}{60}, \qquad (4.2.3)$$

где $N_{\text{СП}}$, $N_{\text{ПОД}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{\text{СП}}$, $T_{\text{ПОД}}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $\text{Т}_{1\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Так для интервала под направление, как для первого интервала, количество спускаемых свечей равно 0, поскольку бурение начинается с использованием только инструмента КНБК, для интервала под кондуктор – 2 свечи, под пилотный ствол – 41, под интервал отбора керна – 117. Под интервал зарезки основного ствола количество свечей равно 112, что меньше количества свечей предыдущего интервала, поскольку бурение начинается не с забоя. Для интервала бурения под хвостовик используется инструмент другого типоразмера в связи с чем его количество определяется путем деления длины ствола за вычетом длины КНБК на длину одной свечи, таким образом количество спускаемых свечей составляет 121.

Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Под направление – 2, под кондуктор – 41, под пилотный ствол – 117, под интервал отбора керна 118, под основной ствол – 121, под хвостовик – 143.

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [3]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [4]. Работы по испытанию скважины на продуктивность включают в себя подготовительные работы перед испытанием объекта, спуско-подъемные операции, работы по вызову притока нефти, работы по исследованию объектов в скважине, работы по задавке скважины, работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов.

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытуемого пласта – 10,8 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34{,}2 + 10{,}8 + 25{,}3 + 163{,}3 + 2{,}7 + 12{,}1 = 248{,}4 \text{ ч}$$

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{м}} = \frac{H}{t_{\text{м}}} = 14{,}5 \text{ м/ч}, \qquad (4.2.4)$$

где H – длина скважины, м; $t_{\text{м}}$ – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{р}} = \frac{H}{t_{\text{м}} + t_{\text{спо}}} = 12{,}2 \text{ м/ч}, \qquad (4.2.5)$$

где $t_{\text{спо}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_{\text{к}} = \frac{H \cdot 720}{T_{\text{к}}} = 3609{,}7 \text{ м/ст.мес}, \qquad (4.2.6)$$

где $T_{\text{к}}$ – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = 560{,}0 \text{ м}, \qquad (4.2.7)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

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

- буровой мастер 1 чел.
- помощник бурового мастера 3 чел.
- бурильщик 6 разряда 4 чел.
- бурильщик 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда 4 чел.
- слесарь 5 разряда 2 чел.
- лаборант 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 558,5 часов или 23,3 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на месторождении приведен в таблице 1.

Таблица 4.1 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.										
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажные работы										
Буровые работы										
Освоение										

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

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

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

работы [6], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [7].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);

2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

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

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [8] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах 2 и 3.

Стоимость промыслово-геофизических работ в данном случае определяется из средних рыночных цен на данные услуги. В частном случае

стоимость определяется из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,7 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. Тогда стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 30610 руб. в ценах 1984 года.

Затраты, описанные в остальных главах рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 25% от прямых затрат, в которые входят все затраты описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [9].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице 4.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{271064812 - 9226504}{3542} = 73923{,}86 \text{ руб/м.}$$

Таблица 2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,9095	1,19	164,45	4,96	685,4	1,88	259,8
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	55,91	-	233,04	-	88,33
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,05	0,72	1,19	17,14	4,96	71,42	1,88	27,1
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	5,83	-	24,28	-	9,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,64	1,19	300,9	4,96	1254,19	1,88	475,38
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,05	71,65	1,19	1705,27	4,96	7108,68	1,88	2694,04
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,19	267,27	4,96	1114,02	1,88	422,25
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,26	4,96	459,6	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,88	453
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут.	8,9	4	35,6	0,27	2,40	2,1	18,69	4,96	44,14	1,88	16,73
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,27	2,04	2,1	15,83	4,96	37,4	1,88	14,17
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	2,1	313,9	4,96	741,42	1,88	281,02
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,1	-	-	-	-	-	-		
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,27	29,14	2,1	226,65	4,96	535,33	1,88	202,91
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,05	1,7	1,19	40,36	8,19	277,8	1,88	63,77

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,05	5,02	1,19	119,48	8,19	822,28	1,88	188,75
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,27	1,49	2,1	11,61	4,96	27,43	1,88	10,39
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,05	8,46	1,19	201,45	8,19	1386,49	1,88	318,26
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	17	1281,8	22	1658,8	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,2			0,2	175,04	0,2	175,04	0,3	262,56	0,3	262,56
Сода кальцинированная марки	т	183,3	-	-	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33
KCl	т	215,6	-	-	-	-	-	-	20	4312	44	9489,4
Polypac R, Polypac ELV	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,2	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	5	5270,5	5	5270,5
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	-	-	10	1986	10	1986	10	1986	15	2979
Ectazan-C, Праестол	т	1491,2	-	-	-	-	0,5	745,6	0,5	745,6	2	2982,4
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб				9647,3		4697,4		9506,9		28818,3		28663,6
Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 419 У	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	-	-
БИТ 215,9/100 В 913 О.02	шт	8845,6	-	-	-	-	-	-	0,68	88,46	-	-
БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1742,8
Калибратор 295,3	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-	-	-
Калибратор 215,9	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		473,05		1767,75		5189,36		2048,43	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9647,34		5170,47		11274,64		34007,61		30711,99	
Всего по сметному расчету, руб	172145,5											

Таблица 3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,85	368,1	2,31	298,34
Социальные отчисления, 30%		-	-	37,97	-	82,91	-	110,42	-	89,5
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,98	11,37	2,14	24,82	2,85	33,1	2,31	26,8
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,41	-	7,45	-	9,92	-	8,04
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,98	7,39	2,14	16,14	2,85	21,49	2,31	17,42
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,8	2,14	541,12	2,85	720,65	2,31	584,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,85	4084,05	2,31	3310,23
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,98	411,01	2,14	897,52	2,85	1195,3	2,31	968,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,22	2,85	395,84	2,31	320,84
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,8	2,85	287,39	2,31	232,94
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,98	8,72	2,14	19,05	2,85	25,36	2,31	20,56
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,98	98,39	2,14	214,86	2,85	286,14	2,31	231,92
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,98	165,9	2,14	362,3	2,85	482,48	2,31	391,06
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,98	18,03	2,14	39,34	2,85	52,44	2,31	42,5
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,6	2,85	96,67	2,31	78,35
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,36	5	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-168	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5		
Башмак колонный БК-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	-	-	-	-	63	1178,1	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОД-168	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-

Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ПХН1.114/168	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	7109,95		10244,79		12539,4		7394,47	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	60	2232,6	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1050	29956,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	19,96	-	-	-	-	60	1197,6	-	-
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47					1600	26352	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	1500	35505	-	-
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	600	8556
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100	т	29,95	-	-	-	-	14,1	422,3	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-100	т	32	-	-	-	-	26,5	848	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6	-	-
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3\28	3	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	2948,02		32977,22		68715,53		8865,54	

Продолжение таблицы 3

Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	113506,3
Всего по сметному расчету, руб	157146,5

Таблица 4 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания на апрель 2017 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	**Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины**		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	**93 656**	**19 124 555**
2	**Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования**		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудоваия для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	**204 924**	**41 845 481**
3	**Глава 3. Бурение и крепление скважины**		
3.1	Бурение скважины	172 146	35 152 114
3.2	Крепление скважины	157 146	32 089 309
	Итого по главе 3	**329 292**	**67 241 423**
4	**Глава 4. Испытание скважины на продуктивность**		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	**28 989**	**5 919 554**
5	**Глава 5. Промыслово-геофизические работы**		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	39 372,5	8 039 854,2
	Итого по главе 5	**39 372,5**	**8 039 854,2**
6	**Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время**		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4

Продолжение таблицы 5

6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	**58 677**	**11 981 745**
	ИТОГО прямых затрат	**754 948**	**154 160 466**
7	**Глава 7. Накладные расходы**		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	188 737	30 369 612
	Итого по главе 7	**188 737**	**30 369 612**

1	2	3	4
8	**Глава 8. Плановые накопления**		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	75 495	9 226 504
	Итого по главе 8	**75 495**	**9 226 504**
	ИТОГО по главам 1-8	**1 019 180**	**193 756 581**
9	**Глава 9. Прочие работы и затраты**		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 371,6	5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	**392 915**	**34 457 523**
	ИТОГО по гл 1-9	**1 412 095**	**228 214 104**
10	**Глава 10**		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 038,4	423 979
	Итого по главе 10		
12	**Глава 12**		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	70 604,8	1 501 838,5
	Итого по главе 12	**70 604,8**	**1 501 838,5**
	ИТОГО	**1 484 738**	**229 715 942**
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	**229 715 942**	
	НДС	**41 348 870**	
	ВСЕГО с учетом НДС	**271 064 812**	

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	Внедряемое долото БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
4	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
5	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28
6	Время СПО, ч	13,83	
7	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
8	Длина сооружаемого интервала, м	1929 + 236 = 2165	
9	Количество долблений	2165/3200 = 0,677	2165/4500 = 0,481

Продолжение таблицы 5

10	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	2165/25,5 = 84,9	2165/28 = 77,3
11	Время бурения с учетом времени	84,9 + 13,83 =	77,3 + 13,83 =

	СПО, ч	98,73	91,03
13	Экономия времени, ч	98,73 – 91,03 = 7,7	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	381 600 * 0,677 = 258 343	773 400 * 0,481 = 372 091
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	98,73 * 45825,4 = 4 524 341	77,3 * 45825,4 = 3 542 303
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	258 343 + 4 524 341 = 4 782 684	372 091 + 3 542 303 = 3 914 394
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	4 782 684 – 3 914 394 = 868 290	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	868 290/2165 = 401	
20	Экономический эффект на долото	401 * 4500 = 1 804 759	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	773 400/1 804 759 = 0,43	

5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТВЕННОСТЬ

5.1.Производственная безопасность.

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

Таблица 5.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	**Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.**		**Нормативные документы**
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

Вредные вещества в промышленности могут входить в состав сырьевых материалов , конечных побочных или промежуточных продуктов того или иного производства. Они могут быть трех видов: твердые, жидкие и газообразные. Возможно образование пыли, паров и газов.

Токсические пыли образуются вследствии (измельчение, сжигание, испарение с последующей конденсацией), и выделяются в воздух через открытые проемы, не плотности пылящего оборудования или при пересыпке их открытым способом.

5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ.

Физико-химические свойства вредных веществ в виде пылей такие же, как и обычных пылей.

Наиболее существенное значение имеет химический состав вредных веществ. Химический состав вещества определяет его основные токсически свойства: различные вещества по своему химическому составу обладают разным токсическим действием на организм как по характеру, так и по силе. Строго определенной и последовательной зависимости между химическим составом вещества и его токсическими свойствами не установлено, однако некоторую связь между ними всеже можно установить. Выявленные некоторые взаимосвязи между химическим составом веществ и их токсическими свойствами позволили подойти к ориентровочной оценке степени токсичности новых вещест исходя из их химического состава.

5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.1 (ГОСТ 12.1.007-76).

Таблица 5.2 - Класс опасности вредных веществ

Наименование показателей	Норма класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го

Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м3	менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	более 10,0
Средняя смертельная доза при нанесении в желудок, мг/кг	менее 15	15-150	151-5000	более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	менее 100	100-500	501-2500	более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м3	менее 500	500-5000	5001-50000	более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	более 300	300-30	29-3	менее 3
Зона острого действия	менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	более 54,0
Зона хронического действия	более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	менее 2,5

5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.

Разработка мероприятий по обеспечению безопасных условий труда включает рассмотрение вопросов предупреждения производственного травматизма, технического обеспечения безопасности зданий и сооружений, оборудования и инструмента, технологических процессов, вопросов коллективных (вентиляция, освещение, защита от шума и вибрации и др.) и индивидуальных средств защиты, вопросы обеспечения промышленной безопасности на производственном объекте, организации безопасного производства работ с повышенной опасностью, обеспечение электробезопасноти, пожарной безопасности, безопасности работников в аварийных ситуациях.

Мероприятия, снижающие или исключающие механические опасности.

К таковым относятся:

- выбор принципов действия и конструктивных решений, безопасных элементов конструкций;

- применение в конструкции средств механизации, автоматизации, дистанционного управления и контроля;

- применение встроенных в конструкцию средств защиты работающих;

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключить возможность прикасания к ним работающего.

Производственное оборудование, приводящееся в действие электрической энергией, должно иметь устройство (средства) для

обеспечения электробезопасности (ограждение, заземление, изоляция токоведущих частей, защитное отключение и др.).

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и т.п., представляющих опасность травмирования работающих.

Производственное оборудование должно быть пожаро- и взрывобезопасным.

Оборудование должно содержаться в безопасном, исправном состоянии, для чего следует проводить своевременные осмотры, проверки и ремонты.

Согласно требований правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Для обеспечения комфортной работы освещенность должна равняться:

- роторного стола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Таблица 5.3 - Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основ-ные пара-метры	Время существова-ния опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6
Строительно-монтажные работы:					
Понижен-ная температура воздуха рабочей зоны	Микрокли-мат	Особенн климатических у отсут-ствие надл спецодежды, спе	t = °C	зимний период	простудны заболевани переохлажде обморожен замедление реа нарушение вни риск ошибоч действий

Недоста-точная освещен-ность рабочей зоны	Искусствен-ное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	E, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	V = 20 м/с M = 20 т	8 часов	защемление, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышен-ный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Электричес-кий ток	Электро-установки, электроин-струмент	Пробой изоляции, замыкание и др.	I, мА U, В	Посто-янно	травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Бурение, крепление, испытание скважины:					
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производ-ственного оборудо-вания	Буровое оборудование	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтроли-руемом движении	V = 20 м/с M = 20 т	8 часов	- защемление или раздавливание; - порезы, отрезание или разрубание; - захват или наматывание; - затягивание или задерживание; - попадание под удар
Разруша-ющиеся конструкции	Арматура	Потенциаль-ная энергия жидкости, находящаяся под давлением	P = 1,5 МПа	Посто-янно	травмирование выбросом жидкости под высоким давлением
Повышен-ный уровень шума на рабочем месте	Оборудование	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	Посто-янно	продолжительные повреждения слуха (потеря остроты слуха), утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и т.д.
Понижен-ная температу-ра воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды,	t = °C	зимний период	простудные заболевания, переохлажде-ние, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания,

		спецобуви			риск ошибочных действий.
Недоста-точная освещенность рабочей зоны	Искус-ственное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	E, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины:					
Движущиеся машины и механизмы	Строитель-ная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат и др.)	Кинетическая энергия при контролируе-мом и неконтроли-руемом движении	V = 20 м/с M = 20 т	8 часов	защемление или раздавливание, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строитель-ная техника	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микрокли-мат	Особенно климатиче условий, отсу надлежаі спецодеж спецобу	t = °C	зимний период	простуд заболевани переохлажде обморожені замедление реа нарушение вни риск ошибоч действий
Недоста-точная освещенность рабочей зоны	Искусствен-ное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	E, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, нарушение внимания, ошибочные действия.

5.3 Экологическая безопасность.

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;

- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.

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

Таблица 5.4 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4

Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5*10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69*10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C_1-C_5)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C_6-C_{10})	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C_{12}-C_{19})	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0.1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.5 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод ($м^3$/час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощад-ка	- строительно-монтажных работ;	100,00	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклонам к сточным желобам, связанными с гидроизолирован-ными бетонными прямиками. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощад-ка Вахтовый поселок	- строительно-монтажных работ;	112,89	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.6 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Нормативно-техническая база обеспечения безопасности и экологичности

Рассмотрим нормативно-техническую базу обеспечения безопасности и экологичности проекта. Нормативно-техническая база состоит из законов, подзаконных актов, государственных стандартов, санитарных норм и правил, правил безопасности, руководящих документов и других нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности к технологическим процессам, оборудованию, помещениям, зданиям и сооружениям, средствам коллективной и индивидуальной защиты.

Законодательная база:

- Конституция РФ;

- Трудовой Кодекс РФ;

- Закон РФ № 116 - ФЗ «Об промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

- Закон РФ № 184 - ФЗ «О техническом регулировании»;

- Закон РФ № 52 - ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;

- Закон РФ № 68 - ФЗ О защите населении территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

- Закон РФ № 7 - ФЗ «Об охране окружающей среды».

Далее рассмотрим нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности в таблице 5.6, нормативно-правовые акты в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624–03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Таблица 5.8 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе создан технический проект включающий ГТН и КНБК на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2640 метров на Западно-Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении находящемся в Иркутской области.

Общая часть дипломного проекта содержит технеско-технологические расчеты, геолого-геофизические расчеты и все необходимые для строительства скважины данные.

Специальная часть дипломного проекта содержит анализ способов вызова притока.

В экономической части я рассчитал нормативную продолжительность строительства скважины, составил линейно-календарный график в котором учитывается непрерывность работы бригады, рассчитал сметную стоимость скважины а также сметную стоимость с учетом индекса удорожания для Томской области.

В заключении об социальной ответственности можно выделить проблему: повышения социальной ответственности в преодолении противоречия между потребностями организации и ожидаемым обществом социально-значимым поведением организаций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акбулатов Т.О. Гидравлические расчеты в бурении: Методические указания.-Уфа: Издательство УНИ, 1991.
2. Акбулатов Т.О. Левинсон Л.М. Расчеты при бурении наклонно-направленных скважин: Учебное пособие.-Уфа: УГНТУ, 1994.
3. Развитие и применение систем измерений в процессе бурения – MWD //Э.И. Нефтяная промышленность. Сер. Бурение, Зарубежный опыт, 1987. - № 8.
4. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. - М.: Недра,1988
5. Ковалев А.В., Епихин А.В. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»):Томский политехнический университет, 2016 г.
6. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин.-М.: Недра, 1985.
7. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник.. – М.: Недра, 1990.
8. Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин - АООТ ВНИИТнефть: Москва, 1997г.
9. Леонов Е.Г. Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов.-М.: Недра, 1987.