

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ НА ЦЕЛЕВОЙ ПЛАСТ Ю₁ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Карепанов Евгений Александрович		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		17.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		15.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		15.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	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 науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 11.02.2020 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Карепанов Евгений Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на целевой пласт ю1 нефтяного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: – 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны
---	--

	<p>ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</p> <p>6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 600 метров</p> <p>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр хвостовика: выбрать</p> <p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя: фильтр хвостовик</p> <p>11.Способ освоения скважины: ГРП</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

	2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Струйные технологии и их применение в бурении нефтяных и газовых скважин	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Карепанов Евгений Александрович		11.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Струйные технологии и их применение в бурении нефтяных и газовых скважин	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.	11.02.2020	

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—	11.02.2020	

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Карепанов Евгений Александрович

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на целевой пласт ю1 нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком (пласт Ю1) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район), зона проведения буровых работ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47

<p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов.</p> <p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</p> <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> -техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); -природного характера (лесные пожары); <p>4.2Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
---	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Карепанов Евгений Александрович		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Карепанов Евгений Александрович

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Георгиевна	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Карепанов Евгений Александрович		11.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 87 страниц, 20 рисунков, 56 таблиц, 37 литературных источников, 11 приложений.

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

Объектом исследования является нефтяное месторождение Парабельского района.

Цель работы - проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении. В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 3894 метров на нефтяном месторождении.

В данной работе были проведены исследования струйных технологий и их применение.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком и эксплуатационной колонной диаметром 177,8 мм и хвостовиком 127 мм.

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

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС - статическое напряжение сдвига;

ДНС - динамическое напряжение сдвига;

СПО - спускоподъемные операции;

ГНВП - газонефтеводопроявление;

ОЗЦ - ожидание затвердевания цемента;

ПЗП - призабойная зона пласта;

КНБК- компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

БУ - буровая установка;

ЦА - цементируочный агрегат.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1 Общая и геологическая часть	18
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	18
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)	20
1.3 Зоны возможных осложнений	20
2 Технологическая часть	21
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2 Обоснование конструкции скважины	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	24
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	25
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	26
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	26
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	26
2.3.1 Выбор способа бурения	27
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	27
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	28
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	29
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	29
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	31
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	32
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	35
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	40
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	43
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	43
2.4.2 Выбор технологической оснастки	52
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	53
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	54

2.5	Выбор буровой установки.....	57
3	Струйные технологии и их применение в бурении нефтяных и газовых скважин.....	58
3.1	Виды струйных технологий.....	58
3.2	Гидромониторные насадки долота.....	58
3.3	Кольматационные переводники.....	60
3.4	Струйная перфорация.....	62
3.5	Гидромониторное бурение.....	64
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	66
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия.....	66
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия.....	66
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	67
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	68
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	68
4.2.2	Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.....	69
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	70
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	71
5	Социальная ответственность.....	72
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	72
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	72
5.2	Производственная безопасность.....	73
5.2.1	Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	75
5.3	Экологическая безопасность.....	78
5.3.1	Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.....	78
5.3.2	Защита атмосферы.....	78

5.3.3Защита гидросферы	79
5.3.4Защита литосферы	80
5.4Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
Список использованных источников	84
Заключение.....	87
Приложение А	88
Приложение Б.....	92
Приложение В	93
Приложение Г	94
Приложение Д	95
Приложение Е	96
Приложение Ж	97
Приложение Т	98
Приложение И	99
Приложение К	105
Приложение Л	110
Приложение М	113
Приложение Н.....	118
Приложение Х	119
Приложение П.....	121
Приложение Р.....	Error! Bookmark not defined.

ВВЕДЕНИЕ

Наклонно-направленные скважины с горизонтальным участком имеют ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, основное из которых – это кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования и увеличения площади контакта ствола скважины с природным резервуаром. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Особенность строительства данной скважины является не цементируемый хвостовик-фильтр во всем интервале целевого продуктивного пласта.

Исходя из анализа приведённых геологических данных нужно отметить участки с большим и средним коэффициентом кавернозности:

0-627 метром присутствуют пласты со средним коэффициентом кавернозности 1,3

627-2252 метров пласты с большим коэффициентом кавернозности 1,7, что может способствовать увеличению объема скважины, также из данной проблемы вытекают возможные осложнения такие, как осыпи и обвалы высокой интенсивности, возможен прихват.

0-690 метром интервал с интенсивными осыпями и обвалами стенок скважины.

2015-2200 метро также интервал с интенсивными осыпями и обвалами.

На протяжении всего процесса бурения присутствуют прихватоопасные зоны.

Анализ геологических данных показывает наличие 3 нефтеносных пластов и 5 водоносных, для данной скважины целевым пластом является пласт на интервале 2668-2730 по вертикали K_1 (AC12).

Опасным для нефтепроявления является пласт на интервале 2668-2730 метров.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства горизонтальной скважины глубиной 3894 м на нефтяном месторождении. Проект состоит из

решений, которые включают в себе все основные сферы: технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

В специальной части частной задачей анализ применения струйных технологий в процессе строительства скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные по градиентам пластового, порового, горного давления и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1, а также остальные характеристики скважины, представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2730 м представлена в большей степени песчаниками с переслаиванием алевролитов, глинами. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

Таблица 1 – Давления и температуры по разрезу скважины

Индекс стратиграф ического подразделе ния	Интервал, м		Градиент давления												Температура	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			гра дус	Источн ик получе ния
			кгс/см ² на м		Источ ник получ ения	кгс/см ² на м		Исто чник полу чени	кгс/см ² на м		Исто чник полу чени	кгс/см ² на м		Исто чник полу чени		
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	46	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	23	ПГФ
Pg ₃ -N nk	46	269	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	30	ПГФ
Pg ₂ -Pg ₃ cg	269	407	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,21	ПГФ	34	ПГФ
Pg ₂ ll	407	577	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	41	ПГФ
Pg ₁ tl	577	627	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	42	ПГФ
K ₂ gn	627	773	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,22	ПГФ	43	ПГФ
K ₂ sl	773	828	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ ip	828	896	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ kz	896	914	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₁₋₂ pk	914	1701	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,18	0,18	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	75	ПГФ
K ₁ al	1701	1761	0,101	0,10	РФЗ	0,1	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	75	РФЗ
K ₁ kls	1761	2252	0,101	0,10	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	82	РФЗ
K ₁ tr	2252	2480	0,101	0,10	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	85	РФЗ
K ₁ klm	2480	2650	0,101	0,10	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J ₃ bg	2650	2668	0,101	0,10	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,245	РФЗ	92	РФЗ
J ₃ vs	2668	2730	0,101	0,10	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,16	0,16	РФЗ	0,24	0,23	РФЗ	93	РФЗ

По данной таблице можно сделать вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 93°С.

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика водоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтеносности по разрезу скважины представлена в таблице 2: разрез скважины представлен 5 водоносными, 3 нефтеносными пластами. Эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком проектируется для продуктивного интервала 2668-2730 м с забоем открытого типа и ожидаемым дебитом 170 м³/сут.

Таблица 2 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	До				
2480	2520	Поровый	0,796	20	59
2540	2650	Поровый	0,775	50	64
2668	2730	Поровый	0,788	170	66

1.3 Зоны возможных осложнений

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

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком, поэтому проектирует пяти интервальный профиль скважины. На графическое изображение вертикальной проекции-развёртки полученного профиля наносим поясняющие надписи, содержащие названия участков, параметры искривления, глубины, а также информацию об устье, забое скважины и продуктивный пласт. Профиль скважины изображён на рисунке 1.

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, зона установки ГНО на 100 м выше кровли продуктивного пласта.

Данные по запроектированному профилю скважины представлены в приложении Г.

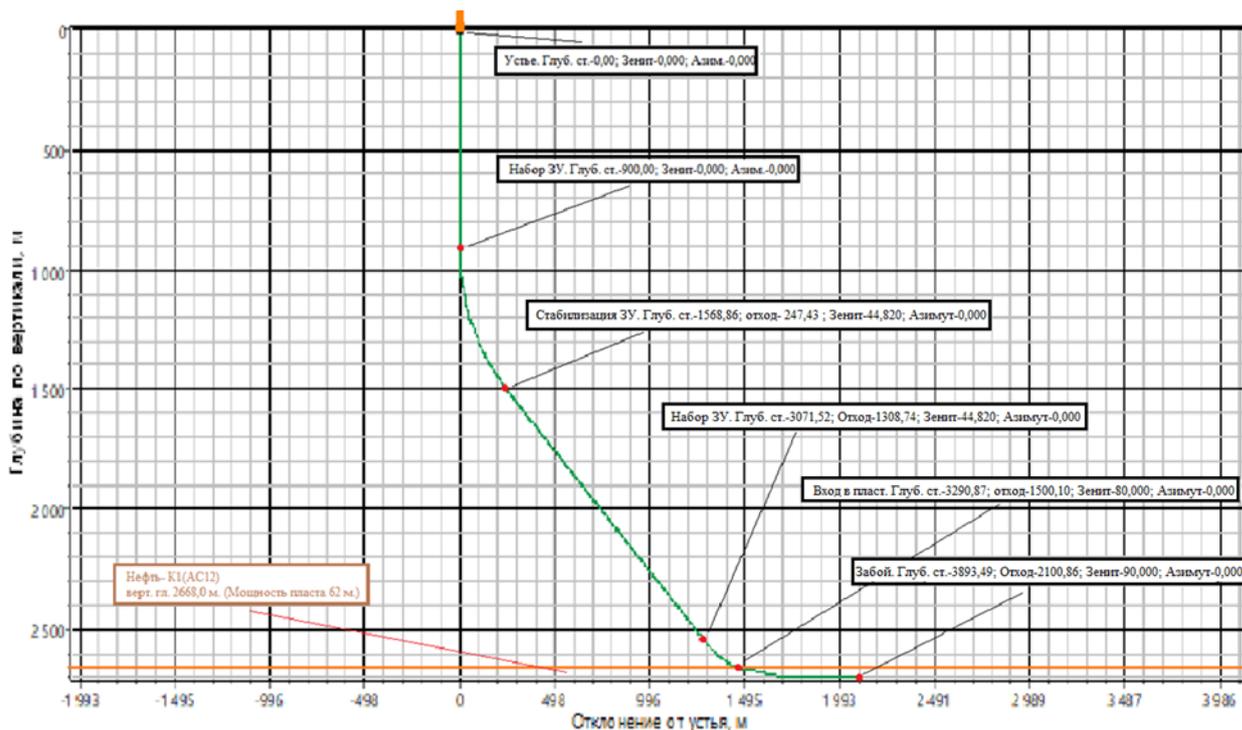


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины - это совокупность:

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

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

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Условием для выбора конструкции эксплуатационного забоя является обозначение техническим заданием, то есть предусмотрен хвостовик фильтр, в связи с этим конструкция эксплуатационного забоя смешанного типа.

Указанный способ заканчивания позволит добиться качественной добычи флюида с предупреждением выноса песка, данный способ является наиболее экономичным и менее трудозатратным, нежели иные.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

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

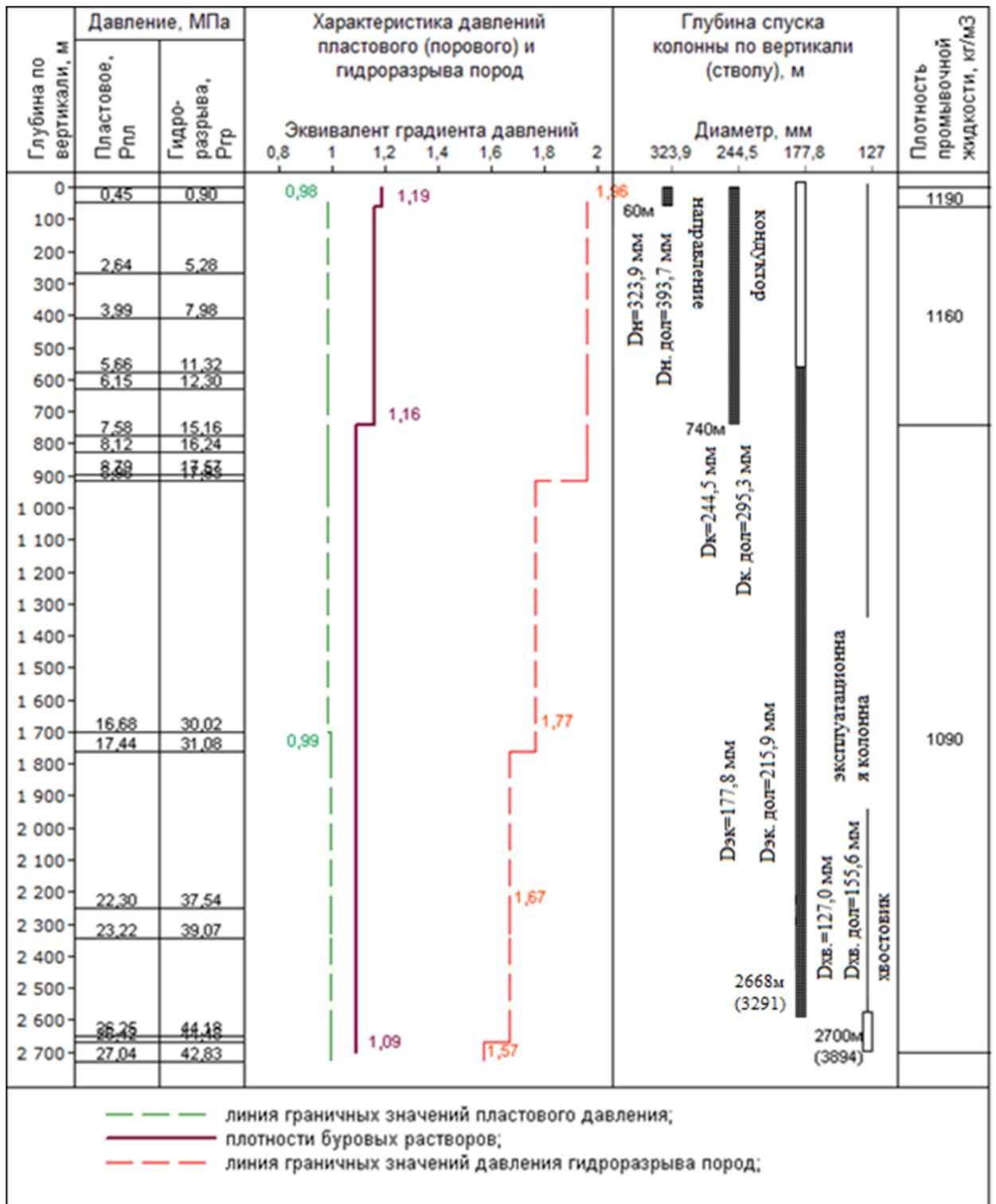


Рисунок 2 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для обеспечения циркуляции бурового раствора с помощью вертикальных шламовых насосов, в процессе бурения интервала под направление необходимо предусмотреть раскопку шахты (стандартный размер 2x2x1,5) с установкой в него металлического короба (деревянной опалубки).

Направление:

Глубина бурения направления составляет 0 до 60 м, для перекрытия четвертичных отложений, бурение производится шарошечным долотом.

Кондуктор:

Глубина бурения под кондуктор составляет 0 до 740 м, для перекрытия участков с осложнениями (осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора) 0 до 690 м. Расчётная глубина спуска кондуктора выбрана исходя из расчётов в программном продукте Microsoft Excel по методичке «проектирование конструкции скважины» и представлена в таблице 3 [34]

Таблицы 3 – расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	K1 klm	K1 klm	J3 vs
L _{кр} , м	2480	2540	2668
Г _{пл}	0,101	0,101	0,101
Г _{грп}	0,2	0,2	0,2
ρ _н , кг/м ³	796	775	788
Расчетные значения			
Пластовое давление, Мпа	25,48	25,65	26,96
L _{конд min} , м	510	560	560
запас	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	740		

Эксплуатационная колонна:

Глубина бурения эксплуатационной колонны происходит после цементирования направления и кондуктора, составляет 740 до 2700 м (3291 м), диаметр эксплуатационной колонны выбирается исходя из дебета скважины он составляет 170 исходя из этого следует выбрать диаметр 177,8 мм.

Хвостовик:

Интервал бурения под хвостовик осуществляется после цементирования эксплуатационной колонны, хвостовик является полностью горизонтальным участком, и длина его бурения составляет 602,49 м на глубине по вертикали 2700 м (3894 м).

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	60	60
Кондуктор	740	740
Эксплуатационная колонна	2700	3291
Хвостовик	2700	3894

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности [35] в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
- Эксплуатационная колонна для газовых скважин, по правилам в нефтяной и газовой промышленности цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 500 м.
- Хвостовик для газовых скважин, по правилам в нефтяной и газовой промышленности цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 250 м. [37]

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

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

Результаты расчета представлены в приложении Ж.

По результатам расчета выбрана колонная головка ОКК1-35-178×245 К1 ХЛ, и противовыбросовое оборудование ОП5-230/80×35

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

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

По представленным геологическим данным был составлен геолого-технический наряд, представленный в приложении Р.

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 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	740	Роторный
740	3291	Совмещенный (РУС + ВЗД)
3291	3894	Совмещенный (РУС + ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны, шарошечное долото для интервала бурения под направление и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные результатов проектирования представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-740	740-3291	3291-3894
–	1	2	3	4
Шифр долота	393,7 НьюТек Сервисез	295,3 НьюТек Сервисез	215,9 FD 266SM- A138	БИТ 155,6 FD 377MH A167
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9	155,6

Продолжение таблицы 6

–		1	2	3	4
Тип горных пород		М	М	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	3 88
	API	7 5/8	6 5/8	-	-
Длина, м		0,4	0,3	0,3	0,285
Масса, кг		157	110	44	18
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2-12	2-12	2–10
	Максимальная	40	40	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	60–400	60-400	60-320
	Максимальная	600	400	400	320

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях. Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в таблице 7.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 7 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0–60	60–740	740–3291	3291–3894
Исходные данные				
Порода	М	М	С	С
D _д , см	39,37	29,53	21,59	15,56
G _{пред} , тс	40	40	40	40
Результаты проектирования				
G _{доп} , тс	32	32	32	32
G _{проект} , тс	7	6	8	6

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

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

Все результаты представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0–60	60–740	740–3291	3291–3894
Исходные данные					
V _л , м/с		3,4	3	1,8	1,5
Порода		М	М	С	С
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
	мм	393,7	295,3	215,9	155,6
Результаты проектирования					
n ₁ , об/мин		165	194	159	184
n _{стат} , об/мин					
n _{проект} , об/мин		60	140	180	140

В интервале бурения под направление и кондуктор проектируем большие значение частоты вращения, это связано с тем, что в данных интервалах преобладают мягкие малоабразивные горные породы. В интервале бурения под хвостовик и эксплуатационную колонну (740-3894 м) запроектировано среднее значение частоты вращения, это обусловлено мягкими и мягко-средними абразивными породами.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса

шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

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

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД, результаты проектирования представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0–60	60–740	740–3291	3291–3894
–	1	2	3	4
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
K	0,65	0,6	0,5	0,5
K_k	1,3	1,4	1,5	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,12	0,12
V_m , м/ч	40	35	15	15
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нmax}$, м	0,0119	0,0095	0,0087	0,0056

Продолжение таблицы 9

–	1	2	3	4
N	6	6	6	6
$V_{\text{кпмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	1	1
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ Г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ Г/см}^3$	1,19	1,16	1,09	1,09
$\rho_{\text{п}}, \text{ Г/см}^3$	1,9	2,4	2,2	2,2
S заб	0,12	0,07	0,04	0,02
S max	0,11	0,06	0,02	0,01
–	1	2	3	4
Dc	0,72	0,64	0,57	0,41
Результаты проектирования				
$Q_1, \text{ л/с}$	79	41	18	10
$Q_2, \text{ л/с}$	64	50	11	6
$Q_3, \text{ л/с}$	55	28	24	13
$Q_4, \text{ л/с}$	42	34	31	20
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, \text{ л/с}$	42-79	28-50	11-31	6-20
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{\text{проект}}, \text{ л/с}$	45	55	32	15

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Для интервала бурения 740–3291 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) выбирается винтовой забойный двигатель SperryDrill 7, 7:8, 7.5 который позволяет бурить наклонные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под хвостовик проектируется винтовой забойный двигатель ДР-127, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	130-1130	240	9975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	1130-2520	172	5000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

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

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения приведены в приложении И. Результат расчета бурильных труб на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	393,7		–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,3	–	0,473	0,630	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	3,210	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,113	3,323	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	45,78	0,0328	1,501	4,823	>10	>10	>10
Кондуктор													
60-740 Бурение КНБК №2	Долото	295,3		–	–	–	0,3	–	0,110	0,110	–	–	–
	Калибратор	203,0	100,0	–	–	–	1,3	–	0,313	0,423	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,489	–	–	–
	ЗТС	172,0	140,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,189	–	–	–
	Калибратор	203,0	100,0	–	–	–	1,3	–	0,313	1,502	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	4,082	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	6,662	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	702,99	0,0328	23,04	29,71	4,47	9,25	1,70
Эксплуатационная													
740-3291 Бурение КНБК №3	Долото	215,9		–	–	–	0,3	–	0,044	0,044	–	–	–
	Калибратор	212,0	80,0	–	–	–	0,96	–	0,170	0,214	–	–	–
	Двигатель	178,0		–	–	–	9	–	1,259	1,473	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	1,539	–	–	–
	ЗТС	170,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	2,239	–	–	–

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	УБТ	178,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	17,36	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	63,6	–	–	–	4,3			17,36	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	19,23	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	3245	0,0328	106,37	125,60	1,22	2,19	0,77
Хвостовик													
3291-3894 Бурение КНБК №4	Долото	155,6		–	–	–	0,3	–	0,017	0,017	–	–	–
	Центратор	151,0	100,0	–	–	–	1,19	–	0,053	0,070	–	–	–
	Двигатель	127,0		–	–	–	5,8	–	0,405	0,475	–	–	–
	Обратный клапан	120,0	57,0	–	–	–	0,44	–	0,030	0,505	–	–	–
	ЗТС	140,0	120,0	–	–	–	8	–	0,075	0,580	–	–	–
	БТ	88,9	66,1	11,4	–	–	84	0,0218	1,830	2,410	1,46	>10	3,98
	Центратор	151,0	100,0	–	–	–	1,19	–	0,053	2,463	–	–	–
	БТ	88,9	66,1	11,4	–	–	216	0,0218	4,704	7,167	1,46	>10	3,99
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	8	0,0745	0,596	7,763	–	–	–
	Яс гидрав.	121,0	71,4	–	–	–	4	–	–	7,763	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	8	0,0745	0,596	8,359	–	–	–
	БТ	88,9	66,1	11,4	м	ЗП-108-41	3557	0,0218	77,47	85,83	1,81	2,27	1,97

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

Направление:

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

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

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

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

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

Кондуктор:

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

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

Эксплуатационная колонна:

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

Хвостовик:

При бурении интервала под хвостовик будет вскрыт выбранный для эксплуатации продуктивный пласт и поэтому необходимо минимизировать

загрязнение данного пласта, для этого будет использован KCL/биополимерный раствор на основе ксантана без использования глины.

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

Направление, интервал 0-60м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,20*0,1*10^6}{9,81*60} = 1204 \left[\frac{кг}{м^3} \right]. \quad (1)$$

Кондуктор, интервал 60-740м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13*0,1*10^6}{9,81*740} = 1153 \left[\frac{кг}{м^3} \right]. \quad (2)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 740-3291м:

$$\rho_{бр} \frac{1,06*0,101*10^6}{9,81*3291} = 1092 \left[\frac{кг}{м^3} \right]. \quad (3)$$

Хвостовик, интервал 3291-3894м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,055*0,101*10^6}{9,81*3894} = 1088 \left[\frac{кг}{м^3} \right]. \quad (4)$$

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 12...19
Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-60 м.

Состав раствора	Содержание, кг	Торговая марка реагента
Глинопорошок	4223	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	78	SODA ASH
Барит	11604	M-I WATE

Таблица 13 – Технологические показатели бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Таблица 14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 60-740 м.

Состав раствора	Содержание, кг	Торговая марка реагента
Глинопорошок	11594	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	213	SODA ASH
ПАВ ВВ	97	POLYPAC- R
ПАВ НВ	967	POLYPAC† SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	420	K-52†
Смазывающая добавка	967	ULTRAFREE-L

Таблица 15 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 16 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 740-3291 м.

Состав раствора	Содержание, кг	Торговая марка реагента
Глинопорошок	28889	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	530	SODA ASH
ПАВ ВВ	241	POLYPAC- R
ПАВ НВ	2408	POLYPAC† SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	12204	K-52†
Смазывающая добавка	2408	ULTRAFREE-L

Таблица 17 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,09
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	10
ДНС, дПа	10
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30/50
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 18 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов KCL/Биополимерный раствор для бурения интервала 3291-3894 м.

Состав раствора	Содержание, кг	Торговая марка реагента
Ксантановая смола	800	DUO-TEC†
Каустическая сода	245	SODA ASH
Карбонат кальция	11102	CALCIUM CARBONATE
ПАВ НВ	1111	POLYPAC† SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	13155	К-52†
Смазывающая добавка	4885	ULTRAFREE-L
Защита от микробиологической деструкции	111	Септор БДУ-500
Предотвращение пенообразования	132	BUBBLE BUSTER

Таблица 19 – Технологические показатели KCL/Биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,088
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	2
ДНС, дПа	8
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20/40
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

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

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 20,21,22.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)					Количество	диаметр		
Под направление									
0	60	Бурение	0,258	0,037	Центральная	1	22,2	116,4	418
Под кондуктор									
60	740	Бурение	0,531	0,08	Комбинированная	1;2	22,2;11	95,4	343,4
Под эксплуатационную колонну									
740	3291	Бурение	0,617	0,084	Периферийная	6	9	80,2	129
Под хвостовик									
3291	3893	Бурение	1,035	0,08	Периферийная	6	6	89,6	78,7

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	180	174,6	0,85	72	22,52	45,04
60	740	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	180	174,6	0,85	88	27,52	55,05
740	3291	Бурение	УНБТ-950	1	0,95	160	220,5	0,85	125	30,6	30,6
3291	3893	Бурение	УНБТ-950	1	0,95	140	326	0,85	80	15,23	15,23

Таблица 22 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	Бурение	118,5	92,8	0	3,6	0	10
60	740	Бурение	168,5	62,4	0	88,0	8,1	10
740	3291	Бурение	219,5	42,1	74,1	64,4	18,8	10
3291	3893	Бурение	275,9	51,7	69,2	129,5	23,0	2,6

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	788	Глубина скважины, м	2700
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	590	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	263
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	30	Динамический уровень скважины h_d , м	1778,7

Далее производим расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

- При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и

снятом на устье давления;

- При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

- В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

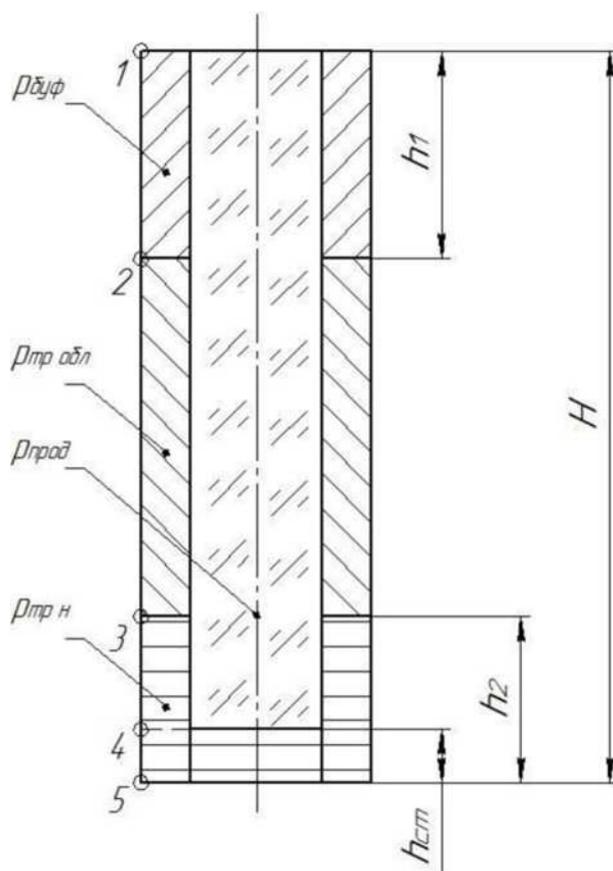


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении:

$\rho_{прод}$ - плотность продажной жидкости; $\rho_{буф}$ - плотность буферной жидкости;

$R_{тр обл}$ - плотность облегченного тампонажного раствора;

$\rho_{тр н}$ - плотность тампонажного раствора нормальной плотности;

h_1 - высота столба буферной жидкости; h_2 - высота столба тампонажного раствора нормальной плотности; $h_{см}$ - высота цементного стакана

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

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

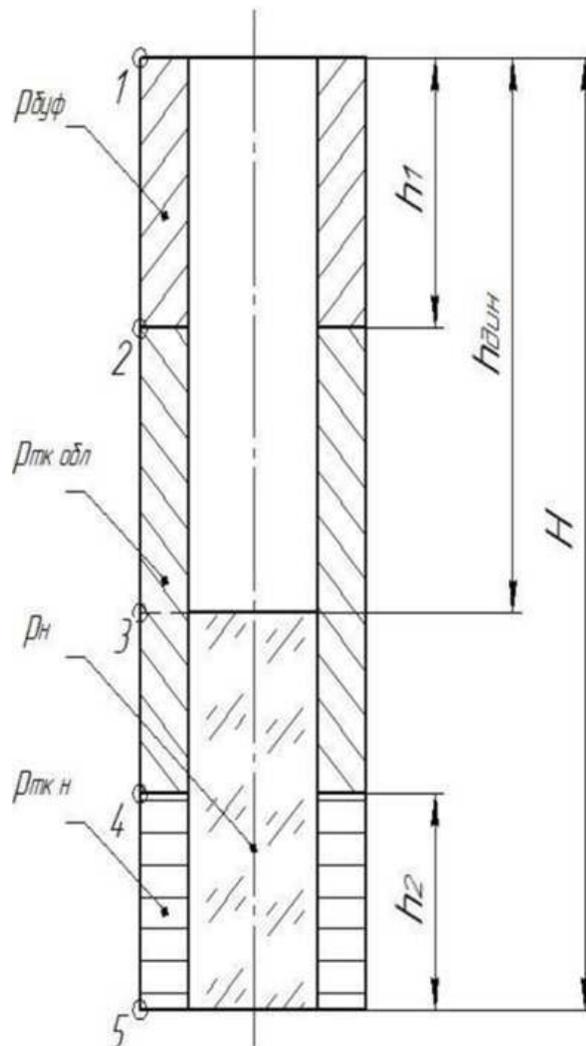


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации:

$\rho_{прод}$ - плотность продавочной жидкости; $\rho_{буф}$ - плотность буферной жидкости;

$\rho_{тр обл}$ - плотность облегченного тампонажного камня;

$\rho_{тр н}$ - плотность тампонажного камня нормальной плотности;

h_1 - высота столба буферной жидкости; h_2 - высота столба тампонажного камня нормальной плотности

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [36], были получены эпюры наружных избыточных давлений, которые представлены на рисунке 5.

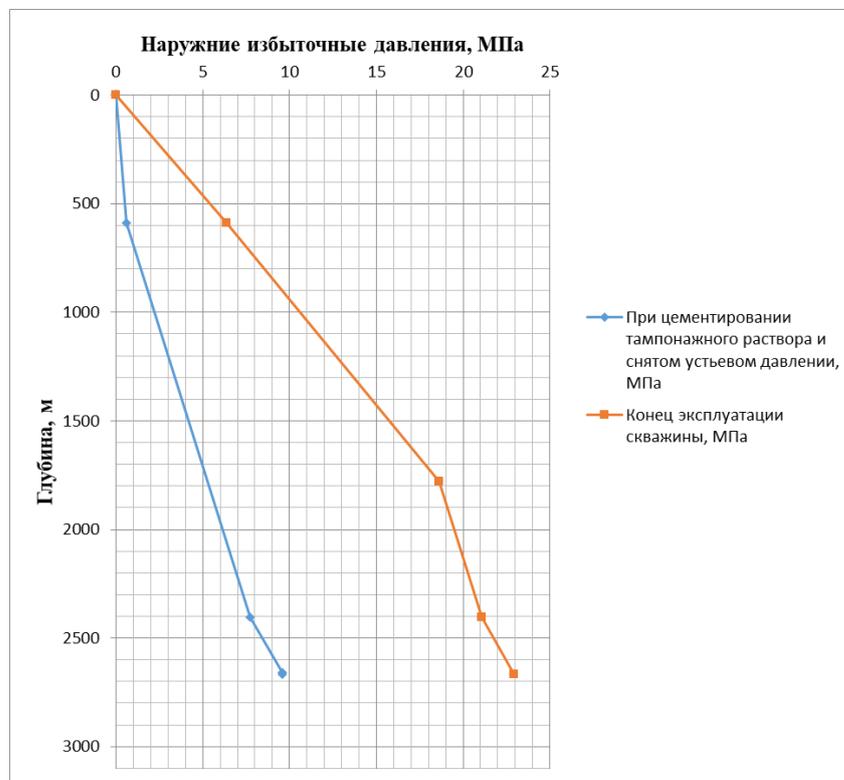


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

Максимальное наружное избыточное давление в конце эксплуатации равно 22,91 МПа.

Далее производим расчет внутренних избыточных давлений и строим эпюры.

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

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для

наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 6.
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

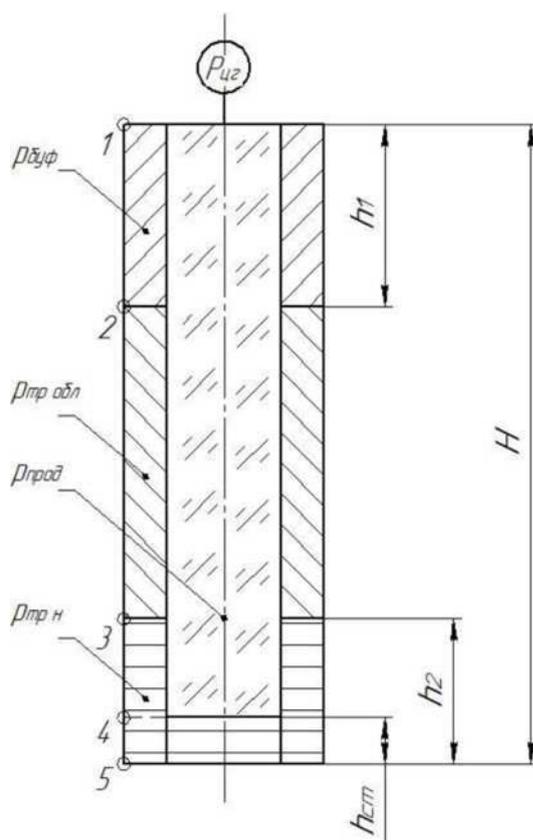


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения:

$P_{цг}$ - давление на цементирующей головке; $\rho_{прод}$ - плотность продавочной жидкости; $\rho_{буф}$ - плотность буферной жидкости;

$\rho_{тр обл}$ - плотность облегченного тампонажного раствора;

$\rho_{тр н}$ - плотность тампонажного раствора нормальной плотности;

h_1 - высота столба буферной жидкости; h_2 - высота столба тампонажного раствора нормальной плотности; h_{cm} - высота цементного стакана

2-й случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

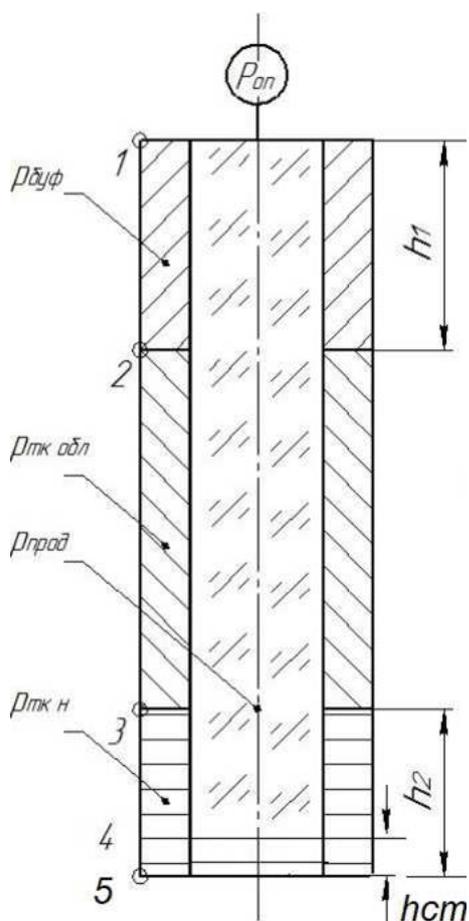


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны;

$P_{оп}$ - давление опрессовки; $\rho_{прод}$ - плотность продавочной жидкости; $\rho_{буф}$ - плотность буферной жидкости; $\rho_{тк обл}$ - плотность облегченного тампонажного камня; $\rho_{тк н}$ - плотность тампонажного камня нормальной плотности; h_1 -

высота столба буферной жидкости; h_2 - высота столба тампонажного камня
нормальной плотности

По данным расчета по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [36], строится эпюра внутренних избыточных давлений 2-ух самых опасных случаев в координатах «глубина и внутреннее избыточное давление». Эпюра представлена на рисунке 8.

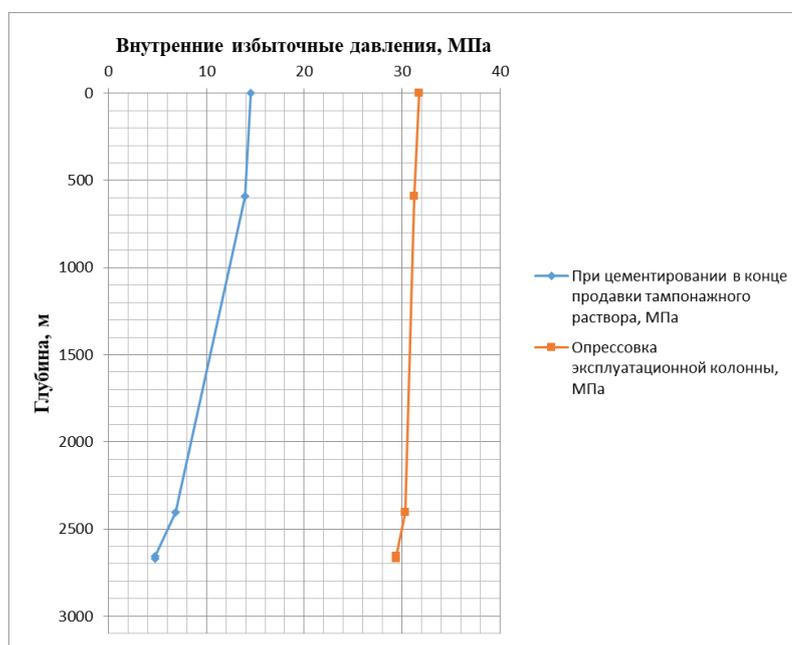


Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

Максимальное внутренне избыточное давление, опресовка эксплуатационной колонны, равное 31,79 МПа.

Также ниже предоставлены остальные эпюры для кондуктора и хвостовика рисунки 9,10,11,12

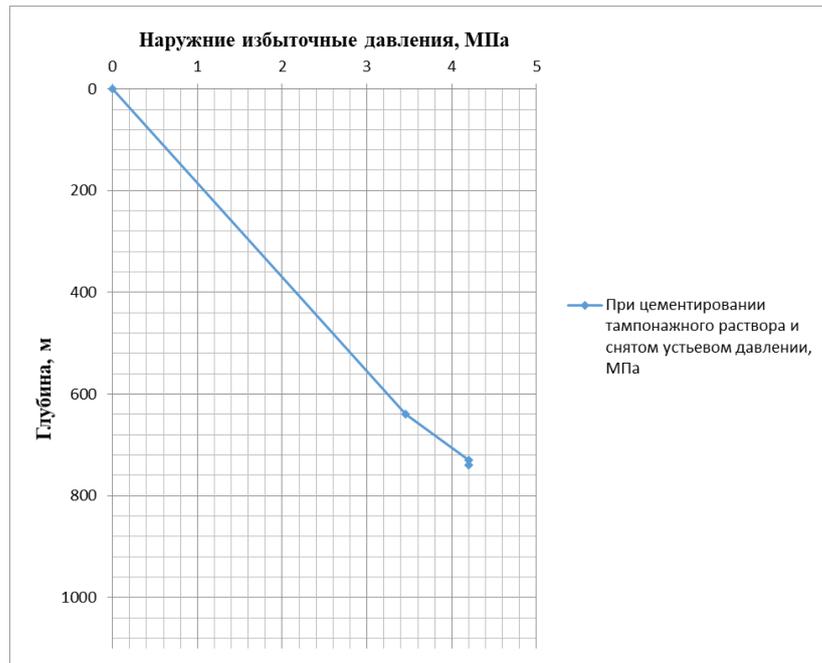


Рисунок 9 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на кондуктор

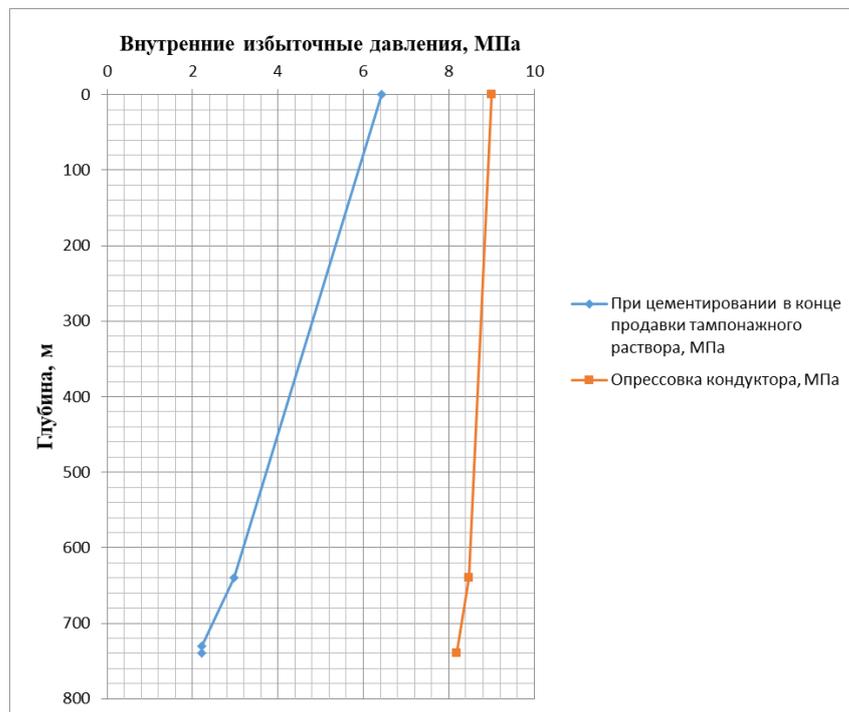


Рисунок 10 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на кондуктор

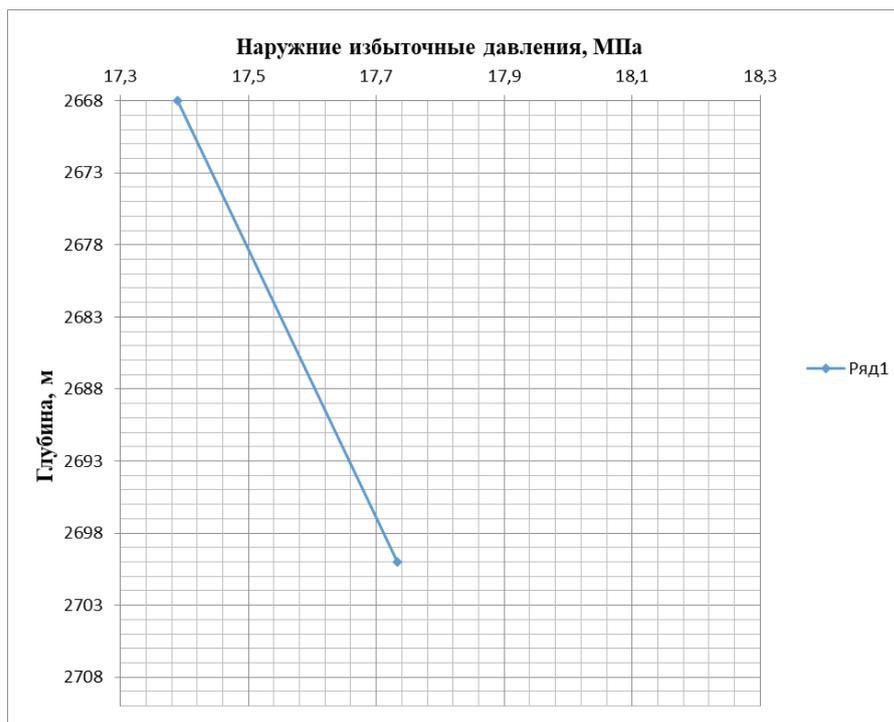


Рисунок 11 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на ХВОСТОВИК

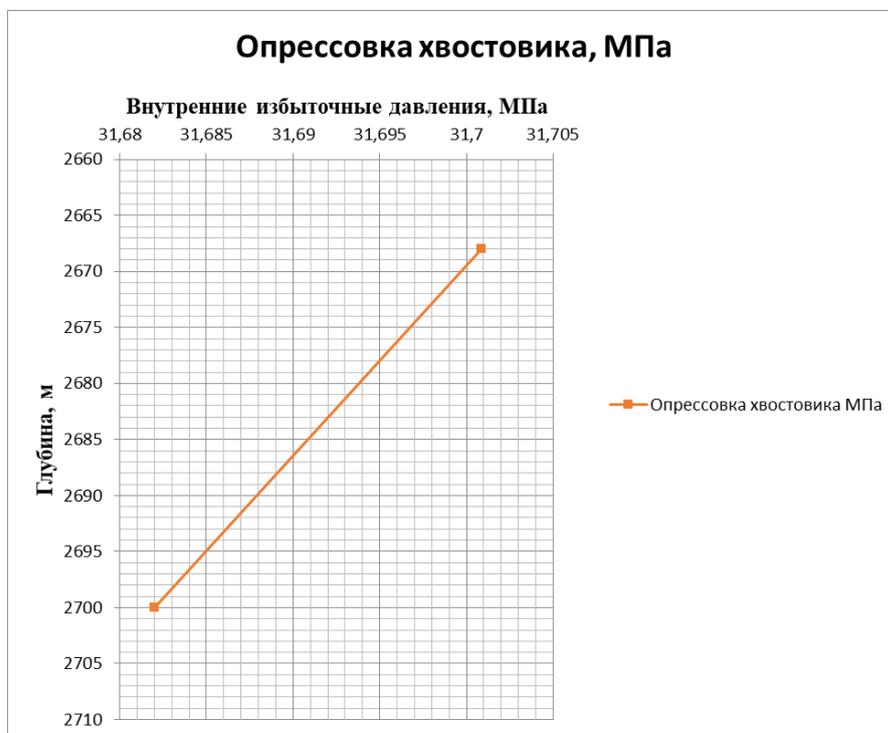


Рисунок 12 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на ХВОСТОВИК

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [36], были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика запроектированных секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м	Интервал установки по стволу, м
					1 м трубы	секций	Суммарный		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
1	ОТТМ	Д	8,5	60	68,4	4104	4104	0-60	0-60
Кондуктор									
1	ОТТМ	Д	7,9	740	48,2	35668	35668	0-740	0-740
Эксплуатационная колонна									
1	ОТТГ	Е	9,2	2668	39,1	128678	128678	740-2668	740-3291
Хвостовик									
1	ОТТГ	Е	10,7	677,49	31,2	21138	21138	2668-2700	3291-3894

2.4.2 Выбор технологической оснастки

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Навание колонны, Дусл	Наименование, Шифр,	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		3	4		
1	2	3	4	5	6
Направление 324	БКМ-351 (РосНефтеГазИнструмент)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 (нефтемаш)	50	50	1	1
	ЦПЦ 324/394 (УДОЛ)	0	60	2	2
	ПРП-Ц-В-324 (УДОЛ)	60	60	1	1
Кондуктор 244,5	БКМ-270 (РосНефтеГазИнструмент)	740	740	1	1
	ЦКОД-245 (нефтемаш)	730	730	1	1

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6
	ЦПЦ 245/295 (УДОЛ)	0	60	1	18
		60	740	17	
	ПРП-Ц-В-245 (УДОЛ)	740	740	1	1
Эксплуатаци онная, 178	БКОК-194,5 (РосНефтеГазИнструмент)	3291	3291	1	1
	ЦКОДУ-178	3281	3281	1	1
	ЦПЦ 178/220 (УДОЛ)	0	740	15	130
		740	3241	100	
		3241	3291	15	
	ЦТ 178/220 (УДОЛ)	3241	3291	15	15
	ПРП-Ц-Н-178 (УДОЛ)	3281	3281	1	1
ПРП-Ц-В-178 (УДОЛ)	3271	3271	1	1	
Хвостовик 127	БКОК-166 (РосНефтеГазИнструмент)	3894	3894	1	1
	ЦПЦ 127/155 (УДОЛ)	3216	3291	2	63
		3291	3894	61	
	ПХНВ1. 127/178-114-УИФ	3216	3216	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

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

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси и технологических жидкостей, которые представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	9	1,8	1100	1,8	МБП-СМ	4455
		7,2	1100	6,6	МБП-МВ	7920
Продавочная жидкость	66,38		1000	66,38	Технологическая вода	-
Облегченный тампонажный раствор	51,87		1500	37,09	ПЦТ-III-Об(4-б)-100	77805
					НТФ	22,27
Нормальной плотности	4,66		1850	3,20	ПЦТ - II - 100	8621
					НТФ	2,14

После расчета запроектировано необходимое количество цементировочного оборудования, которое представлено на рисунке 13.

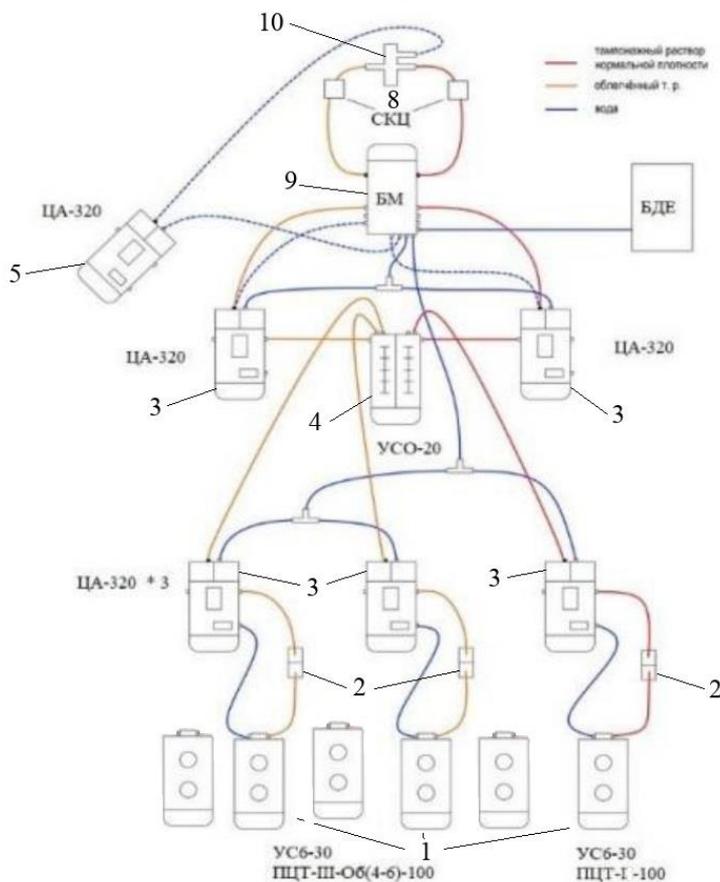


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники

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

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1080 \text{ кг/м}^3, \quad (5)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}) = 2(5,93 + 62,64) = 137,14 \text{ м}^3 \quad (6)$$

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м³,

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов;

Так как в проект скважины вложен хвостовик фильтр, то перфорация не требуется.

Выбор типа фильтра хвостовика;

Фильтры-хвостовики, перфорированные ФП-РПС, предназначены для предотвращения выноса песка, механических частиц из открытого ствола скважины. Для крепления открытого ствола скважины. Для предотвращения попадания песка и пропанта с размером частиц более 500 мкм из призабойной зоны

пласта в обсаженную колоннами скважину и уменьшения эрозии внутрискважинного оборудования. Фильтр представляет собой перфорированную обсадную трубу.

ГРП и Вызов притока;

Главным методом ГРП при использовании хвостовика-фильтра является обычный ГРП с пропантом в одну стадию.

Вызов притока будет осуществляться с помощью технологии освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны, данный метод производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Шифр эжекторной установки УЭГИС-3 (ЦУТ-сервис).

Выбор типа фонтанной арматуры;

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ3-80/65x35.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [34] в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями. Для данной буровой установки выбран силовой верхний привод с шифром TD-275-НТ от компании Ventec, с грузоподъёмностью 250 тонн.

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

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Результаты проектирования буровой установки

БУ 4000/ 250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	123,39	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	150 > 123,39
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	107	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	225 > 107
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	160,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	250/160,4 = 1,56 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3 Струйные технологии и их применение в бурении нефтяных и газовых скважин

Введение

В настоящее время без применения струйных технологий не обходится практически не один процесс бурения и капитальный ремонт скважин, данные технологии направлены на улучшение качества процесса бурения, интенсификации притока флюида, характеризуется данное применение использование гидромониторных насадок, кольматирующих переводников, струйной перфорацией.

В общем смысле струйные технологии - это технические инструменты для разрушения горной породы. Принцип работы обусловлен тем, что определенная абразивная жидкость нагнетается под большим давлением через систему отверстий относительно небольшого диаметра, тем самым имея огромную кинетическую энергию, которая способна производить разрушение горной породы.

3.1 Виды струйных технологий

Для определения данного раздела возьмем несколько примеров струйных технологий для рассмотрения.

3.2 Гидромониторные насадки долота

Гидромониторные насадки долота - это одно или группа отверстий на профиле долота, которые могут варьироваться в форме и диаметре, для достижения гидромониторного эффекта (подъем шлама в процессе бурения), обуславливается гидромониторный эффект скоростью истечения потока жидкости, которая в свою очередь должна достигать значений от 80 до 120 м/с.

В настоящее время на долотах большого диаметра используется одно центральное отверстие, на долотах же меньшего диаметра рекомендуется использование периферийной промывки, то есть от 3 до 8 отверстий

одинакового диаметра. В практике так же используются долота с комбинированной промывкой, одно центральное отверстие большего диаметра и от 3 отверстий на периферии долота рисунок 14

Гидромониторные насадки встречаются двух типов крепления- цанговое и резьбовое. Гидромониторные долота, как правило, выпускаются со сменными насадками, тогда в нижней части промывочного канала долота растачивается гнездо для установки сменных насадок из износостойкого материала (металлические или керамические) рисунок 15.[25]



Рисунок 14 – пример расположения гидромониторных насадок

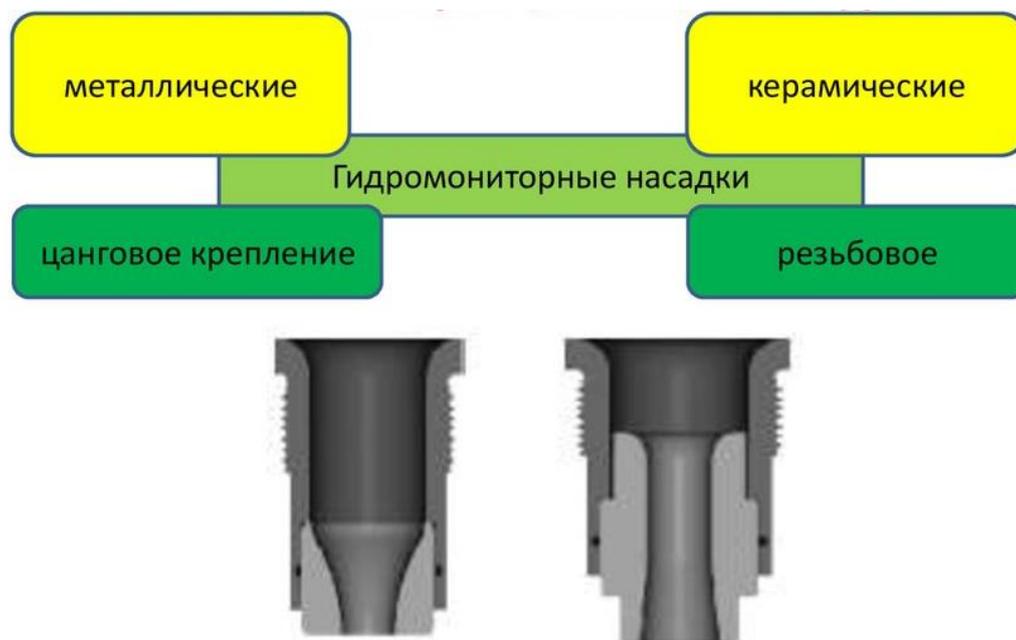


Рисунок 15 – гидромониторные насадки (крепление)

3.3 Кольматационные переводники

Наддолотный кольмататор-переводник УОК является инструментом для снижения вероятности возникновения водо- нефте- и газопроявлений, механизм действия основан на снижении интенсивности поглощения цементных и буровых растворов, также препятствует загрязнению призабойной зоны, по большей мере при вскрытии слабосцементированных рыхловатых пропластков рисунок 16.

Конструкция: Устройства состоят из корпуса, на цилиндрической поверхности которого выполнены два ребра со сквозным радиальным отверстием с установленным в нем вихревым патрубком. В одном из ребер установлен фиксирующий патрубок штифт. Ребра армированы твердосплавными вставками. В патрубке выполнены два тангенциальных канала и канавки для уплотнительных колец. Место установки надолотного кольмататора УОК находится над породоразрушающим инструментом, на валу шпинделя за место установки предохранительного переводника, состав устройства определяется

цилиндрическим корпусом с парой ребер жесткости, в радиальном сквозном отверстии находится излучатель кавитационно-волновой. Для очистки и кольматации стенок ствола скважины в процессе бурения и при подготовки перед спуском ОК ствола скважины применимо УОК вихревое устройство.

- Устройства кольматирующее УОК: предназначено для:
- предотвращения и уменьшения интенсивности поглощений буровых и цементных растворов в пористых и пористо-трещиноватых породах;
 - предупреждения водо-, нефте- и газопроявлений;
 - предотвращения загрязнения околоскважинной зоны продуктивных пластов;
 - уменьшения кавернообразования

Место установки надолотного кольмататора УОК находится над породоразрушающим инструментом, на валу шпинделя за место установки предохранительного переводника, состав устройства определяется цилиндрическим корпусом с парой ребер жесткости, в радиальном сквозном отверстии находится излучатель кавитационно-волновой. Для очистки и кольматации стенок ствола скважины в процессе бурения и при подготовке перед спуском ОК ствола скважины применимо УОК вихревое устройство. [27]



Рисунок 16 – Виды Кольматационных переводников

3.4 Струйная перфорация

Достижение гидромониторного эффекта высокоскоростной струи истекающая из насадок, состоящая из абразивной смеси путем добавления песка называется струйной перфорацией. Внедрение данного метода датируется по первым работам 1959 году и были завершены «ВНИИнефть». Метод гидропескоструйной перфорации использовался в последующие годы и получил широкое применение в производстве, как наиболее эффективный способ перфорации.

Необходимость применения специализированной техники и по общей характеристики производительности процесса гидропескоструйная перфорация уступает кумулятивной в этих характеристиках, что делает необходимость применения гидропескоструйной перфорации только тогда, когда другие методы не предоставили необходимых результатов. [28]

Гидропескоструйную перфорации в основном используют для роста производительности добывающих скважин, но также есть ряд других известных применения данного метода:

- для образования глубоких вертикальных и кольцевых щелей, способствующих образованию трещин при гидроразрыве пласта;
- для отсоединения обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб путем срезания металла по окружности;
- разрушения твердых пробок в скважине, а также металла на забое;
- увеличения диаметра необсаженной части ствола скважины;

Принцип работы: После установки перфоратора в скважину и обвязки необходимого наземного оборудования система обязана быть опрессована давлением, превышающем рабочее в 1,5 раза. Перед опрессовкой в НКТ спускается верхний шар большего диаметра (50 мм) 3, который устанавливается на седло 4. После опрессовки системы закачкой жидкости в затрубное пространство (прямая промывка) шар выносится на устье и извлекается. Затем в НКТ сбрасывается шар малого диаметра 7, который садится в седло 8, отсекая

хвостовик 10 от полости перфоратора и НКТ. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне рисунок 17.

В качестве технологической жидкости- песконасителя применяют водные растворы солей, обработанные ПАВ, КМЦ, ПАА, жидкости на нефтяной базе (нефть, РНО).

Продолжительность образования точечных отверстий (каналов) – 15-30 мин, расход рабочей жидкости на один канал – 1-7 м³, песка 50-700 кг.

При проворачивании перфоратора возможно могут образовываться кольцевые щели. После перфорации тех. жидкость-песконаситель из пласта выходит в ствол скважины, осадок песка с забоя вымывается обратной промывкой. При этом для разрушения уплотненного осадка может использоваться заостренный хвостовик перфоратора при вращении колонны НКТ.[29]

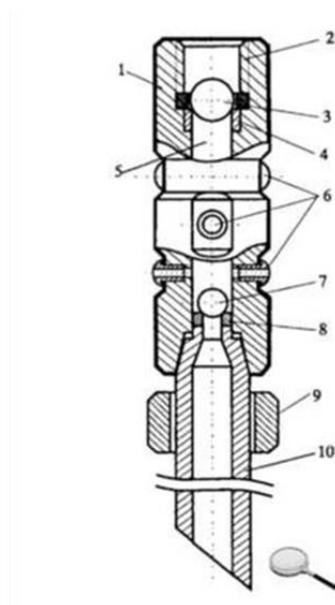


Рисунок 17- Гидропескоструйный перфоратор

1 – корпус; 2 –резьба для соединения с НКТ; 3 –шар опрессовочного клапана; 4 – седло опрессовочного клапана; 5 –канал; 6 – насадки; 7 – нижний шар малого диаметра; 8 – седло нижнего шарового клапана; 9 – центратор; 10 – хвостовик

3.5 Гидромониторное бурение

Гидромониторное бурение - бурение мелких скважин в породах невысокой крепости, осуществляемое бурами, работающими при помощи гидравлической струи.

Гидромониторное бурение осуществляется путем разрушения породы водой из гидромониторной насадки и дальнейшей ее эвакуации по стволу скважины к устью. Изменение направления движения забойного инструмента происходит путем ориентирования отклонителя в нужном направлении и последующего осевого движения до закрепления траектории. Ориентирование осуществляется путем поворота буровой колонны. Движение по прямой осуществляется при осевом движении и вращении буровой колонны одновременно, рисунок 18. [26]

Этим способом возможно быстро и экономично проходить скважины глубиной 9 – 12 м и диаметром до 150мм в породах I – III категорий по буримости без отбора керна. Вес оборудования и инструмента для бурения подобных скважин не превышает 130 кг. Скорость проходки составляет 40 – 60 м / ч, обслуживает буровую установку один рабочий. Установки для гидромониторного бурения иногда транспортируют с помощью вертолетов.

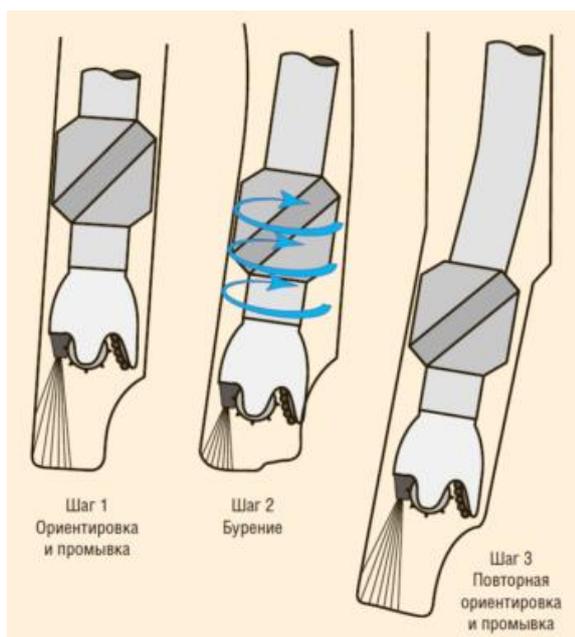


Рисунок 18 – Гидромониторное бурение

Вывод

По ходу раскрытия данной темы было проверена и обозначена необходимость и значимость использования струйных технологий в процессе строительства и ремонта скважин, Приведены наиболее распространённые струйные технологии, применяемые на производстве, их устройство и принцип работы, выявлены достоинства и недостатки некоторых технологий.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

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

Услуги, предоставляемые БК «Евразия»

- Строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин
- Бурение горизонтальных, наклонно-направленных и пологих скважин
- Бурение многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин
- Бурение нефтяных скважин на равновесии и депрессии
- Освоение и испытание эксплуатационных и разведочных скважин
- Бурение вторых стволов из ранее пробуренных и обсаженных скважин
- Внедрение новых технологий и инженерное сопровождение бурения скважин

-Исполнение функций интегратора при выполнении работ по интегрированному подряду

Регионы деятельности:

- Западно- Сибирский
- Когалымский

-Пермский

-Усинский

4.1.2 Организационная структура предприятия

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

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

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

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

4. Управление эксплуатации трубопроводов.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

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

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

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

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

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (7)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;
 h – величина нормативного интервала.

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (8)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (9)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (10)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (11)$$

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

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

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

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

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

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

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad ((12))$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad ((13))$$

где: $t_{сно}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_k = \frac{(H \cdot 720)}{T_k}, \text{ м / ст.мес} \quad ((14))$$

где: T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле:

$$h_{cp} = \frac{H}{n}, \text{ м}, \quad ((15))$$

где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Результаты расчета нормативной карты представлены в приложении Л:

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

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

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

Таблица 28 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	52			
Бурения	16			
Испытания	5			

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

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

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

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

Сметный расчет на бурение скважины представлен в приложении М.

Сметный расчет на крепление скважины представлен в приложении М.

Свободный сметный расчет представлен в приложении М.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

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

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

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

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

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

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

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место

бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [22]:

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

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	-	+	+	MP 2.2.7.212906 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [4]

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5
2.Превышение уровня шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах [5]
3. Повышенные уровни вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6] Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [6]
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	-	+	+	Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 [3] Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [8]
5.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[2]
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	-	+	+	Требования к медицинской дезинсекции устанавливаются Р 3.5.2.2487-09 [10] Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих СанПиН 3.5.2.1376-03

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5
7. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	Требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ[12] [Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
8. Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте	-	+	+	Требования к работам на высоте устанавливаются Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, актуализируется пунктом [9]

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

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Парабельский район, особый), в холодный

период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты - комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей (маска респиратор-кондиционер для защиты верхних дыхательных путей и лица) .

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.212906 [4]. Нормы приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

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

Повышенные уровни шума

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

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты

(амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброручкавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1.005-88 [7] содержание вредных

веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в приложении Н.

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

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

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании силовых электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько виды электрооборудования: распределительное устройство, силовые

трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство.

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

Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [35] и включают в себя:

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

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

5.3.2 Защита атмосферы

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основные источники

выбросов двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

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

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

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

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

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

5.3.3 Защита гидросферы

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

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

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

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

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

5.3.4 Защита литосферы

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих

этапов производства:

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

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

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

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

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

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

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

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

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

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

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

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

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

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

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р - 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [9]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98[19]

Список использованных источников

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

URL:

http://portal.tpu.ru/SHARED/e/EPIKHIN/eng/Pedagogics/Tab/Lecture_DrilDev_8.pdf

26. Большая энциклопедия нефти и газа. Гидромониторное бурение [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <http://www.ngpedia.ru/id182390p1.html>
27. Большая техническая энциклопедия. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <http://qps.ru/YqjEI>
28. Студопедия. Механические методы воздействия на пласт [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://studopedia.info/5-109711.html>
29. Лекция "Перфорация скважины и вызов притока Автор: Ковалев А.В. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://ppt-online.org/340698>
30. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf
31. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
32. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
33. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
34. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. - Томск: 2018. - 16 с.
35. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] - М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. - 288 с.
36. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. - 75 с.
37. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. - Томск: 2017, - 13с.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком эксплуатационной колонны глубиной 3894 метров на нефтяном месторождении.

После проведения анализа горно-геологических условий удалось наиболее оптимально спроектировать конструкцию скважины. Спуск кондуктора на глубину 740 позволил полностью перекрыть неустойчивые пласты с возможным поглощением бурового раствора, для экономии денежных средств бурение кондуктора запроектировано роторным способом, исходя из вертикального интервала, сложенного мягкими горными породами.

Диаметр эксплуатационной колонны выбран, исходя из дебита скважины и равен он 177,8 мм.

Выбранный породоразрушающий инструмент соответствует категории твердости пород. Разработка программа гидравлической промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. В связи с наличием глин и песчаников по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную запроектированы полимерные буровые растворы, которые предотвратят набухание глин и создадут необходимую фильтрационную корку. Для бурения под хвостовик выбран биополимерный раствор, в состав которого вход ингибитор (соль) KCL, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

При проектировании цементирования были выбраны высоты тампонажного раствора нормальной плотности, для предотвращения перетоков (грифонов) по заколонному пространству.

Выбранная буровая установка полностью соответствует максимальному весу обсадной и бурильной колонне, также для данной БУ был запроектировал верхний силовой привод, который способствует сокращению времени для проведения спускоподъемных операций.

Приложение А

(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфическое деление разреза скважины.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент Кавернзности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол,град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	46	Четвертичн. отлож.	Q	0		1.3
46	269	Некрасовская	Pg ₃ -N nk	0	-	1.3
269	407	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ eg	0	-	1.3
407	577	Люлинворская	Pg ₂ ll	0	-	1.3
577	627	Талицкая	Pg ₁ tl	0	-	1.3
627	773	Ганькинская	K ₂ gn	0	-	1.7
773	828	Славгородская	K ₂ sl	0	-	1.7
828	896	Ипатовская	K ₂ ip	0	-	1.7
896	914	Кузнецовская	K ₂ kz	0	-	1.7
914	1701	Покурская	K ₁₋₂ pk	0	-	1.7
1701	1761	Алымская	K al	0	-	1.7
1761	2252	Киялинская	K ₁ kls	0	-	1.7
2252	2344	Тарская	K ₁ tr	0	-	1.1
2344	2650	Куломзинская	K ₁ klm	0	-	1.1
2650	2668	Баженовская	J ₃ bg	1,5	-	1.1
2668	2730	Васюганская	J ₃ vs	2-3	-	1.1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс Стратиг- рафи- ческого Подраз- деления	интервал, м		горная попола	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от верх	до низ	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	46	пески, супеси, суглинки, глины	Почвено-растительный слой, пески и супеси желтые, разнозернистые, полимиктовые; глины, суглинки желтые.
Pg ₃ - N nk	46	269	пески, глины	Глины оливково-зеленые, жирные, пластичные, тонкослоистые, кварцевые, кварц- полевошпатовые.
Pg ₂ - Pg ₃ cg	269	407	глины алевролиты пески	Глины темно-серые, серые, с прослоями слабосцементированных алевролитов и песков полимиктовых.
Pg ₂ ll	407	577	глины алевролиты	Глины светло-серые, до темных. Зеленовато- серые, мелко- и крупнозернистые.
Pg ₁ tl	577	627	глины алевролиты	Глины темно-серые, плотные, вязкие, иногда комковатые, алевролиты разнозернистые, в верхней части мергель серый с зеленоватым оттенком.
K ₂ gn	627	773	глины опоковилные	Глины темно-серые, серые, алевролитистые, плотные с прослоями опок.
K ₂ sl	773	828	глины алевролиты пески	Глины темно-зеленые, серые, опоковидные, плотные. Алевролиты песчанистые, темно- серые, плотные. Пески серые, мелкозернистые.
K ₂ ip	828	896	алевролиты песчаники глины	Чередование глин, песчаников и алевролитов. Глины, темно-серые, жирные на ощупь, плотные. алевролиты серые, темно-серые песчанистые.
K ₂ kz	896	914	глины	Глины темно-серые, жирные на ощупь, с ходами плоедов.
K ₁₋₂ Pk	914	1701	алевролиты глины песчаники аргиллиты песчаники	Алевролиты песчанистые тонкозернистые, серые. Глины алевролитистые плотные. Песчаники серые, слюдистые, слабосцементированные. Песчаники глинистые среднесцементированные.

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5
K ₁ al	1701	1761	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов. Аргиллиты темно-серые, слоистые, плитчатые. Песчаники серые и светло-серые, разнозернистые, полимиктовые, слабосцементированные. Алевролиты серые, темно-серые плотные, слоистые, разнозернистые.
K ₁ kls	1761	2252	аргиллиты алевролиты песчаники	Аргиллиты пестроцветные, плотные, комковатые. Алевролиты песчанистые буровато-серые, слоистые. Песчаники светло-серые, голубовато-зеленовато-серые, плотные
K ₁ tr	2252	2344	песчаники аргиллиты алевролиты	Частое и редкое переслаивание песчаников аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, и Алевролиты глинистые, серые, косослоистые, крепкие.
K ₁ klm	2344	2650	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, алевролитистые, массивные, плотные, иногда слоистые. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, полимиктовые, известковистые.
J ₃ bg	2650	2668	аргиллиты	Аргиллиты темно-серые до черных, плотные крепкие битуминозные, иногда с запахом бензина.
J ₃ vs	2668	2730	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов буровато-серых и углистых темно-серых аргиллитов, алевролитов светло-серых, тонкозернистых и слоистых, песчаников серых, мелко- и среднезернистых, косослоистых и полимиктовых.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость м.Дар	Глинистость %	Карбонатность, %	Предел Текучести, кгс/мм ²	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент Пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q - K ₂ ip	0	750	глины, алевриты песчанники,	1,9 2,3	35-10	9,6	66	0-5	9-213	10 - 12	1,2 -4,0	I-II	M
K ₂ kz - K ₁₋₂ pk	750	1130	песок, песчанники	2,3	21	4,5	12	0-5	9-213	12-18	1,2-4,0	III-VIII	MC, C
K ₁ al - J ₃ bg	1130	2400	аргилиты, песчанники	2-2,4	14,08	1,4	16	0 - 10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C
K ₁ (AC ₁₂)	2400	2730	песчанники	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C

Приложение Б

(Обязательное)

Характеристика водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Водоносность

Индекс пласта	Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, м.Дари	Степень минерализации М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	15	17
группа	Pg2-Pg3	20	ПК 350	пор.	1,0	1,0	500	0	да
группа А	K1-2	930	1720	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K1	1750	2000	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
	K1	2260	2650	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
Ю1	J3	2695	2730	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Приложение В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Ожидаемые осложнения и их характеристика.

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2668	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	
1110	1550		
1550	2730		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до 5,0 м / час
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2600	Сужение ствола скважины	

Приложение Г

(Обязательное)

Проектирование профиля скважины

Таблица Г – результаты проектирования профиля скважины

Тип профиля Профиль наклонно-направленный с горизонтальным окончанием												
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м			2700,00	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,67			
Глубина вертикального участка скважины, м			900,00	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					1,60			
Отход скважины, м			2100,86	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-			
Длина интервала бурения по пласту, м			600,00	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м					-			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м			-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град					80,00			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м			-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					90,00			
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град			44,82	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					80,00			
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу			
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего	
1	0	900,00	900,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	900,00	900,00	
2	900,00	1500,00	600,00	0,00	247,43	247,43	0,00	44,820	900,00	1565,86	665,86	
3	1500,00	2568,00	1068,00	247,43	1308,74	1061,3	44,820	44,820	1565,8	3071,52	1505,66	
4	2568,00	2668,00	100,00	1308,74	1500,10	191,36	44,820	80,00	3071,5	3290,87	219,35	
5	2668,00	2700,00	32,00	1500,10	1865,86	365,76	80,00	90,00	3290,8	3658,49	367,62	
6	2700,00	2700,00	0,00	1865,86	2100,86	235	90,00	90,00	3658,49	3893,49	235,00	

Приложение Д

(Обязательное)

Выбор интервалов цементирования

Таблица Д.1 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	по вертикали	по стволу
Направление	0-60	0-60
Кондуктор	0-740	0-740
Эксплуатационная колонна	690-2700	690-3291
Хвостовик	-	-

Приложение Е

(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

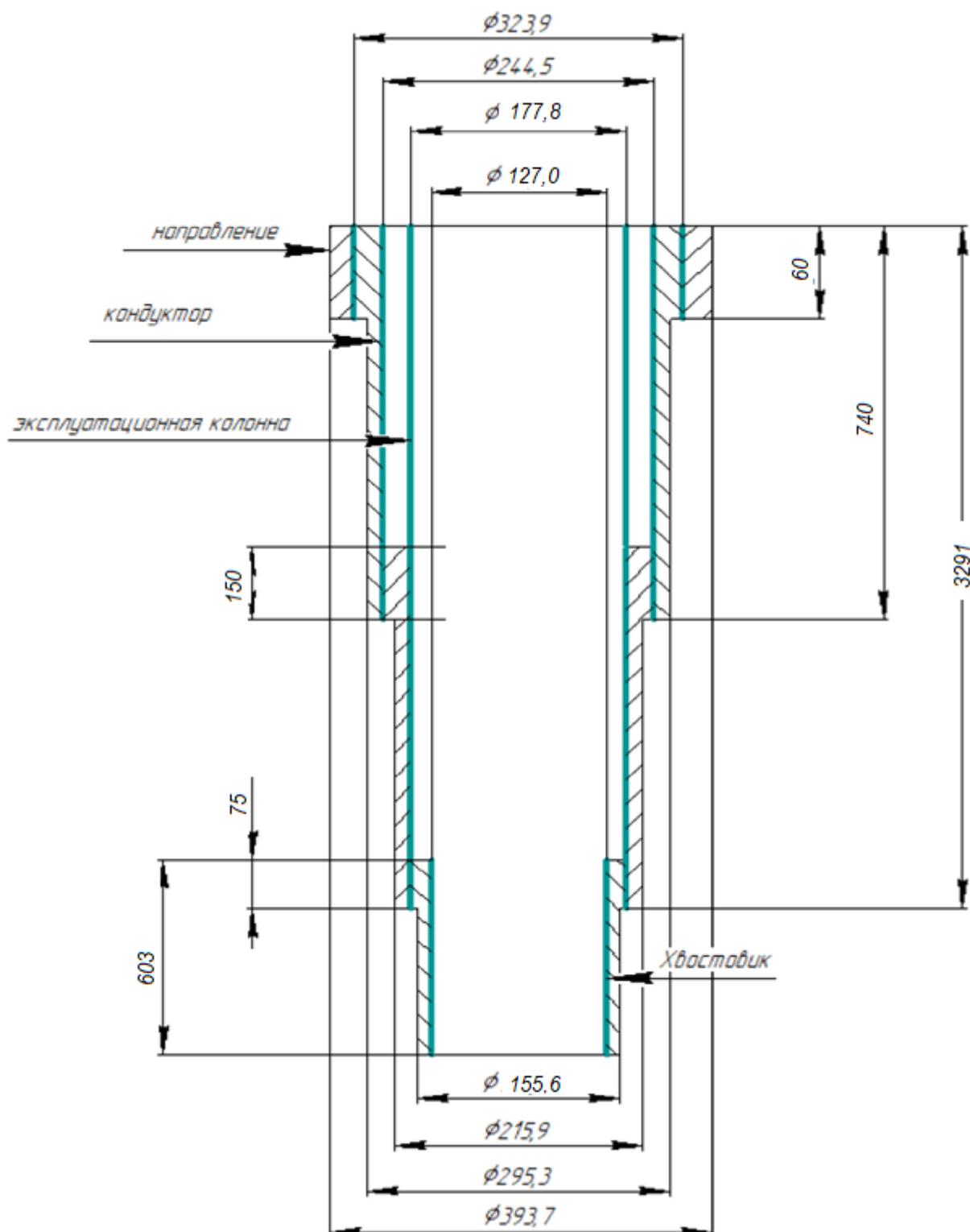


Рисунок Е – Конструкция скважины

Приложение Ж

(Обязательное)

Проектирование обвязки обсадных колонн

Таблица Ж.1 – Результаты расчета давления опрессовки колонны

нефтяные пласты			
Наименование параметра	Продуктивные пласты		
	К1 (АС12)	К1 (АС11)	К1 (АС10)
Пластовое давление в кровле ПП, кгс/см ²	269,5	267,5	250,5
Глубина залегания кровли ПП, м	2668	2650	2480
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, кгс/см ² (МПа)	28,9	27,2	25,4
Давление опрессовки колонны, кгс/см ² (МПа)	31,79	29,9	28,0

Приложение Т

(Обязательное)

Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Интервал		0-60	60-740	740-3291	3291-3894
Исходные данные					
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
	мм	393,7	295,3	215,9	155,6
G_{oc} , кН		69	59	78	59
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		-	-	173	124
M_p , Н*м		-	-	2259	1265
M_o , Н*м		-	-	108	78
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	-	27	20

Приложение И

(Обязательное)

Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Таблица И.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	393,7 НьюТек Сервисез	0,4	393,7	-	3-152	Ниппель	157
2	Переводник М-152/171	0,517	225	100	3-152	Муфта	93
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
3	КЛС 393,7 М	1,3	393,7	80	3-171	Ниппель	473
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-171/181	0,538	225	73	3-171	Ниппель	61
					3-161	Муфта	
5	УБТС1-203	36	203	80	3-161	Ниппель	7740
					3-161	Муфта	
6	Переводник П-181/163	0,56	225	76	3-161	Ниппель	95
					3-152	Муфта	
7	Переводник П-163/161	0,538	225	76	3-152	Ниппель	94
					3-162	Муфта	
8	ПК-127х9,19 м	32	127	108	3-162	Ниппель	617
					3-162	Муфта	

Таблица И.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–740 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–740 м)							
1	295,3 НьюТек Сервисез	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	110
2	Переводник П-152/152	0,517	240	-	3-152	Муфта	93
					3-152	Муфта	
3	К 295 МС	1,3	295,0	100	3-152	Ниппель	313
					3-152	Муфта	
4	Переводник М-152/163	0,517	225	80	3-152	Ниппель	60
					3-147	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	240	72	3-147	Ниппель	433
					3-163	Муфта	
6	Переводник П-163/147	0,521	240	55	3-163	Ниппель	87
					3-163	Муфта	
7	ЗТС ЗИС-4	9,6	172	140	3-147	Ниппель	700
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-147/152	0,512	225	101	3-163	Ниппель	85
					3-152	Муфта	
9	Калибратор К 295,3 МС	1,3	295,3	100	3-152	Ниппель	313
					3-152	Муфта	
10	Переводник П-152/161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	87
					3-161	Муфта	
11	УБТС1-203 0,521	12	203	80	3-161	Ниппель	2580
					3-161	Муфта	
12	Переводник П-161/61	0,521	225	100	3-161	Ниппель	87
					3-161	Муфта	
13	УБТС1-203	12	203	80	3-161	Ниппель	2580
					3-161	Муфта	
14	Переводник П-161/61	0,521	225	100	3-161	Ниппель	87
					3-162	Муфта	
15	ПК-127х9,19 м	699	127	108	3-162	Ниппель	21838,23
					3-162	Муфта	

Таблица И.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (740–3291 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (740-3291 м)							
1	215,9 FD 266SM-A138	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	44
2	Переводник П-117/133	0,47	172	-	3-117	Муфта	37
					3-117	Муфта	
3	КЛС215	0,96	215	80	3-117	Ниппель	170
					3-117	Муфта	
4	Переводник М 117-133	0,457	172	80	3-117	Ниппель	30
					3-133	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	103
					3-133	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ 172РС	0,93	162	72	3-133	Ниппель	98
					3-133	Муфта	
7	Переводник П-163/147	0,51	178	90	3-147	Ниппель	55
					3-147	Муфта	
8	ГЗД SperryDrill 7, 7:8, 7.5	9	178	-	3-133	Муфта	1259
					3-117	Муфта	
9	Переводник П-117/147	0,39	172	55	3-117	Ниппель	60
					3-147	Муфта	
10	ЗТС ЗИС-4	9,6	170	120	3-147	Ниппель	700
					3-162	Муфта	
11	Переводник П-147/147	0,527	178	108	3-162	Ниппель	63
					3-147	Муфта	
12	НУБТ-172 Weatherford	9,45	178	83	3-147	Ниппель	1600
					3-147	Муфта	
13	Переводник П-147/147	0,527	155	72	3-147	Ниппель	63
					3-147	Муфта	
14	УБТС1-178	24,0	178	80	3-147	Ниппель	3744
					3-147	Муфта	
15	Переводник П-147/147	0,527	178	72	3-147	Ниппель	63
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы И.3

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Jar-172	4,3	171	63,6	3-147	Ниппель	360
					3-147	Муфта	
17	Переводник П-147/147	0,527	178	72	3-147	Ниппель	63
					3-147	Муфта	
18	УБТС1-178	12,0	178	80	3-147	Ниппель	1872
					3-147	Муфта	
19	Переводник П-147/161	0,527	178	72	3-147	Ниппель	63
						Муфта	
20	ПК-127х9,19 Л	3595	127	-	3-162	Ниппель	114813

Таблица И.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (3291–3894 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение хвостовика(3291–3894 м)							
1	БИТ 155,6 FD 377МН-А167	0,285	155,6	-	3-88	Муфта	18
2	Переводник П-88/112	0,41	121	51	3-88	Ниппель	33
					3-112	Муфта	
3	центратор ЦЗД-151/127	1,19	151	100	3-112	Ниппель	53
					3-112	Муфта	
4	Переводник М 112-162	0,457	121	51	3-112	Ниппель	30
					3-162	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-127РС	0,477	121	76	3-162	Ниппель	30
					3-161	Муфта	
6	Переводник М 161-102	0,457	121	51	3-161	Ниппель	30
					3-102	Муфта	
7	Sperry Drilling M102xH102	0,44	120	57	3-102	Ниппель	30
					3-102	Муфта	
8	Переводник П 102/102	0,443	121	51	3-102	Ниппель	28
					3-102	Муфта	
9	ДР-127	5,8	127	-	3-102	Ниппель	405
					3-102	Муфта	
10	Переводник П 102/161	0,338	121	51	3-102	Ниппель	26
					3-161	Муфта	
11	ЗТС АМК "ГОРИЗОНТ"	8	140	140	3-161	Ниппель	75
					3-161	Муфта	
12	Переводник П-161/86	0,514	121	51	3-161	Ниппель	85
					3-86	Муфта	
13	БТ ПВ 89x9	84	88,9	-	3-86	Ниппель	1755,6
					3-86	Муфта	
14	Переводник П-186/112	0,514	121	51	3-86	Ниппель	85
					3-112	Муфта	
15	центратор ЦЗД-151/127	1,19	151	151	3-112	Ниппель	53
					3-112	Муфта	
16	Переводник П-112/86	0,418	121	51	3-112	Ниппель	56
					3-86	Муфта	

Продолжение таблицы И.4

1	2	3	4	5	6	7	8
17	БТ ПВ 89х9	216	88,9	-	3-86	Ниппель	4514,4
					3-86	Муфта	
18	Переводник П-86/133	0,486	121	51	3-86	Ниппель	62
					3-133	Муфта	
19	УБТ ТБТ- 127	8	127	76,2	3-133	Ниппель	596
					3-133	Муфта	
20	Переводник П-133/86	0,486	121	51	3-133	Ниппель	62
					3-86	Муфта	
21	Яс гидрав. Jag-121	8	121	71,4	3-86	Ниппель	250
					3-86	Муфта	
22	Переводник П-86/133	0,486	121	51	3-86	Ниппель	62
					3-133	Муфта	
23	УБТ ТБТ- 127	8	127	76,2	3-133	Ниппель	596
					3-133	Муфта	
24	Переводник П-133/86	0,486	121	51	3-133	Ниппель	62
					3-86	Муфта	
25	БТ ПВ 89х9	3550, 61	88,9	-	3-86	Ниппель	74207,82
					3-86	Муфта	

Приложение К

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица К.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3894 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	393,7	-	1,30	9,57
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,60
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						6,7
Объем раствора к приготовлению:						61,2
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	740	680	259,3	306,9	1,40	70,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						45,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,8
Объем раствора в конце бурения интервала						53,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						169,6
Объем раствора к приготовлению:						169,6
Вперев, м ³						27,2
Экс. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
740	3291	2551	215,9	228,7	1,50	179,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						119,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,7
Объем раствора в конце бурения интервала						132,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						495,3
Объем раствора к приготовлению:						468,0
Хвостовик интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы К.1

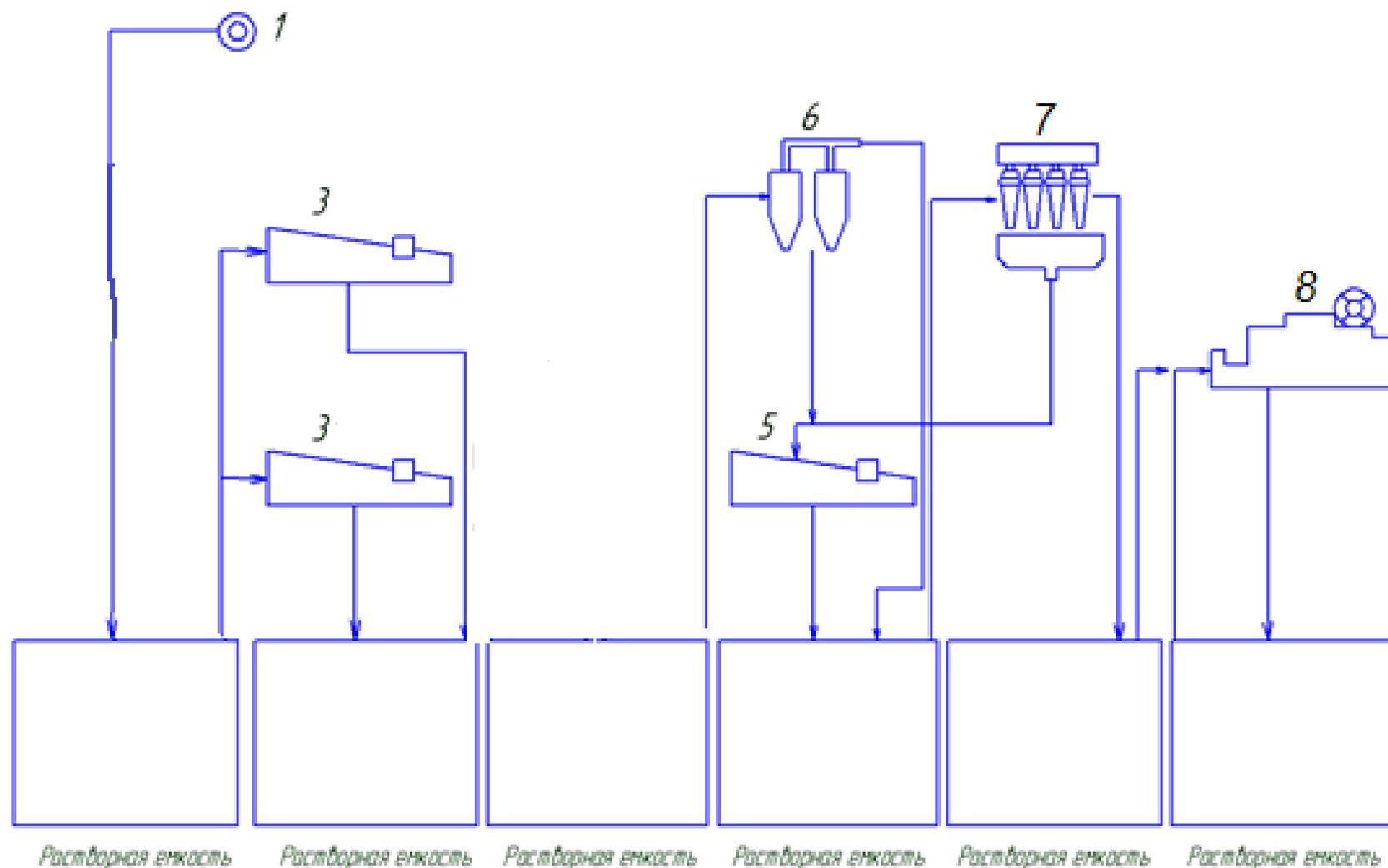
1	2	3	4	5	6	7
3291	3893,5	602,5	155,6	158,6	1,10	96,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						53,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,0
Объем раствора в конце бурения интервала						65,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						263,1
Объем раствора к приготовлению:						263,1

Таблица К.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		колонна				итого	
							эксплуатационная		хвостовик			
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
M-I WATE	утяжелитель	1000	11604	12	-	-	-	-	-	-	11604	12
SODA ASH	Регулятор Ph	25	78	4	213	9	530	22	245	10	1066	45
DUO-TEC†	структурообразователь	25	-	-	-	-	-	-	800	32	800	32
M-I GEL†	структурообразователь	1000	4223	5	11594	11	28889	29	-	-	44706	45
POLYPAC- R	Понизитель	25	-	-	97	4	241	10	-	-	338	14
POLYPAC† SUPREME UL	Понизитель фильтрации НВ	25	-	-	967	39	2408	97	1111	44	4486	178
Септор БДУ-500	Бактерицид	50	-	-	-	-	-	-	111	3	111	3
ULTRAFREE-L	ПАВ, смазывающая	100	-	-	967	10	2408	25	4885	59	8260	94
К-52†	Ингибитор глин	100	-	-	420	4	19812	199	13155	132	33387	333
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	-	-	11102	12	11102	12
BUBBLE	пеногаситель	25	-	-	-	-	-	-	132	5	132	5

Таблица К.3 – Методы и периодичность контроля параметров буровых растворов.

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



Растворная емкость Растворная емкость Растворная емкость Растворная емкость Растворная емкость Растворная емкость

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

Приложение Л

(Обязательное)

Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

Таблица Л.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	393,7 НьюТек Сервисез	0	60	400	0,02	60	1	1,1	1,1
Промывка (ЕНВ)					–				0,028
СПО и наращивание (ЕНВ)					–				0,65
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)					–				1,21
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)					–				0,12
Крепление (ЕНВ)					–				12,8
Смена вахт					–				0,1
Ремонтные работы					–				0,6
Итого					–				16,61
Кондуктор									

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение	295,3 НьюТек Сервисез	60	740	650	0,027	680	2	18,22	18,22
Промывка (ЕНВ)									0,46
СПО и наращивание (ЕНВ)	-								4,63
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	-								4,1
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	-								0,3
Крепление (ЕНВ)	-								24,8
Смена вахт	-								0,5
Ремонтные работы	-								2,12
Итого	-								53,01
Эксплуатационная колонна									
Бурение	215,9 FD 266SM-A138	740	3291	2400	0,06	2551	2	185,4	185,4
Промывка (ЕНВ)	-								1,2
СПО и наращивание (ЕНВ)	-								14,3
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	-								6,75
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	-								0,94
Крепление (ЕНВ)	-								35,6
Смена вахт	-								1,1
Ремонтные работы	-								5,4
ГТИ	-								8,6

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого	–								259,29
Хвостовик									
Бурение	БИТ 155,6 FD 377МН-А167	3291	3894	2400	0,08	603	1	16,2	16,2
Промывка (ЕНВ)									0,39
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,21
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	–								3,9
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	–								0,3
Крепление (ЕНВ)	–								22,3
Смена вахт	–								0,5
Ремонтные работы	–								2,04
ГТИ	–								4,1
Итого	–								53,94
Итоговое время на бурение									382,85
Подготовительные работы									91
Вышкомонтажные работы									1242

Приложение М

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Таблица М.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	–	–	–	–	–	–	–	309,55
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	28,63	–	91,21	–	447,74	–	92,86
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,69	9,94	2,20	31,68	10,80	155,52	2,24	32,26
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	2,98	–	9,50	–	46,66	–	9,68
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4,00	71,80	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,69	174,47	2,20	556,29	10,80	2730,89	2,24	566,41
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	4,00	5772,00	0,69	995,67	2,20	3174,60	10,80	15584,40	2,24	3232,32
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	–	–	2,24	547,90
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	–	2,20	385,97	10,80	1894,75	–	–

Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,90	–	–	–	–	2,20	530,09	10,80	2602,26	–	–
Прокат РУС	сут	426,27	–	–	–	–	–	–	–	–	2,24	954,82
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	22,86	–	–	0,69	10,83	2,20	34,54	10,80	169,56	2,24	35,17
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	–	–	0,69	7,52	2,20	23,98	10,80	117,72	2,24	24,42
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	–	–	0,69	103,14	2,20	328,86	10,80	1614,38	2,24	334,84
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	4,00	710,40	0,69	122,54	2,20	390,72	10,80	1918,08	2,24	397,82
Зависящие от объема работ												
Сода каустик	т	138,18	–	–	0,078	10,78	0,213	29,43	0,53	73,24	0,245	33,85
Барит M-I WATE	т	91,52	–	–	11,604	1062,00	–	–	–	–	–	–
M-I GEL† SUPREME	т	348	–	–	4,223	1469,60	11,594	4034,71	28,88	10053,37	–	–
K-52	т	504,59	–	–	–	–	0,42	211,93	0,199	100,41	0,13	66,61
Calcium carbonate	т	106,8	–	–	–	–	–	–	–	–	11,10	1185,69
Polypac-R	т	779,8	–	–	–	–	0,097	75,64	0,241	187,93	–	–
Polypac-supreme ul	т	756,88	–	–	–	–	0,967	734,90	0,097	73,42	0,04	33,30
Септор БДУ-500	т	160,54	–	–	–	–	–	–	–	–	0,111	17,82
Ultrafree-L	т	114,68	–	–	–	–	0,967	110,90	2,41	276,15	4,885	560,21
DUO-TEC†	т	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	0,8	220,18
Bubble buster	т	1605,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,132	211,93
393,7 НьюТек Сервисез	шт	1661,7	–	–	1	1661,7	–	–	–	–	–	–
295,3 НьюТек Сервисез	шт	1422	–	–	–	–	2	2844	–	–	–	–
215,9 FD 266SM-A138	шт	4983,6	–	–	–	–	–	–	2	9967,2	–	–
БИТ 155,6 FD 377MH-A167	шт	5504,6	–	–	–	–	–	–	–	–	1	5504,6
Калибратор К-393,7МС	шт	871,56	–	–	1	871,56	–	–	–	–	–	–
Калибратор КЛС 295,3 МС	шт	550,46	–	–	–	–	2	1100,92	–	–	–	–
Калибратор КЛС 215,9 С	шт	412,84	–	–	–	–	–	–	2	825,68	–	–
Калибратор КЛС 155,6 С	шт	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	1	275,23

Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого затрат на бурение по этапам				8082,24		6626,70		14889,99		50055,66		14547,56
Итого затрат на бурение			94202,14									

Таблица М.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	136,48	0,53	73,24	1,04	143,72	1,48	204,52	0,93	128,52
Социальные отчисления, 30%			-	21,97	-	43,12	-	61,36	-	38,56
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	15,40	0,53	7,63	1,04	14,98	1,48	21,31	0,93	13,39
Социальные отчисления, 30%			-	2,29	-	4,49	-	6,39	-	4,02
Содержание бурового оборудования	сут	269,81	0,53	144,02	1,04	262,97	1,48	374,23	0,93	235,16
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1523,00	0,53	811,96	1,04	1583,92	1,48	2254,04	0,93	1416,39
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	25,86	0,53	12,12	1,04	23,77	1,48	33,83	0,93	21,26
Эксплуатация ДВС,	сут	11,90	0,53	5,78	1,04	11,34	1,48	16,13	0,93	10,14
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	153,49	0,53	89,22	1,04	155,46	1,48	221,23	0,93	139,02
Эксплуатация спецтранспорта	сут	186,60	0,53	94,13	1,04	184,70	1,48	262,85	0,93	165,17
Количество										
Обсадные трубы 245x7,9 Д	т	345,38	-	-	61,66	21296,13	-	-	-	-
Обсадные трубы 324x8,5 Д	т	344,38	5	1721,90	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Обсадные трубы 178x9,2 Е	т	399,1	–	–	–	–	222,33	88731,90	–	–
Обсадные трубы 146x10,7 Е	т	431,2	–	–	–	–	–	–	56,46	24345,55
БКМ-351	шт	142,57	1	142,57	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-324	шт	398,94	1	398,94	–	–	–	–	–	–
ЦПЦ-324/394	шт	31,6	2	63,20	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-В-324	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–
БКМ-270	шт	74,77	–	–	1	74,77	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	142	–	–	1	142,00	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295	шт	31,6	–	–	18	568,80	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	35,4	–	–	1	35,40	–	–	–	–
БКОК-194,5	шт	56,93	–	–	–	–	1	56,93	–	–
ЦКОДУ-178	шт	103,4	–	–	–	–	1	103,40	–	–
ЦТ-178/220	шт	26,4	–	–	–	–	130	3432,00	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	25,4	–	–	–	–	15	381,00	–	–
ПРП-Ц-178	шт	26,14	–	–	–	–	1	26,14	–	–
БКОК-166	шт	80,7	–	–	–	–	–	–	1	80,70
ЦПЦ-2-127/155	шт	16,7	–	–	–	–	–	–	63	1052,10
ПХНВ1. 127/178-114-УИФ ОТТМ	шт	5271,33	–	–	–	–	–	–	1	5271,33
МБП-СМ	кг	0,69	547,94	378,0786	410,268	283,0849	236,58	163,2402	–	–
МБП-МВ	кг	0,98	469,66	460,2668	351,66	344,6268	202,78	198,7244	–	–
ПЦТ - II - 100	т	30,6	7,64	220,796	6,44	197,064	8,621	163,24	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	28,44	31,68	855,36	9,9	286,11	77,805	2212,77	–	–
НТФ	кг	1,17	2,44	2,85	21,01	24,58	19,17	22,4289	–	–
Итого затрат на крепление по этапам				5056,02		5672,48		29171,65		121016,39
Итого затрат на крепление						160916,55				

Таблица М.3 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	78 567	17 127 606
Рекультивация перед планировкой	12 198	2 659 164
Итого		19 786 770
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	168 784	36 794 912
Разборка и демонтаж	11 954	2 605 972
Итого		39 400 884
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	94 202	20 536 036
Крепление скважины	160 917	35 079 906
Итого		55 615 942
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	26 589	5 796 402
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические	42 365	9 235 570
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	15 249	3 324 282
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	9 957	2 170 626
Эксплуатация котельной и паровой	30 610	6 822 663
Итого		12 317 571
Итого прямых затрат		142 153 139
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых	187 217	40 813 306
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	69 224	15 090 832
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	268 562	58 546 516
Транспортировка буровых бригад	10 487	2 286 166
Сооружение водяной скважины	4 213	918 434
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 315	286 670
Итого		62 037 786
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	66 498	14 496 564
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		274 591 627
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		329 509 953

Приложение Н

(Обязательное)

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

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

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

Таблица Н.2 – Требования к освещению производственного объекта

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

Приложение X

(Обязательное)

Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

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

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

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

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

Приложение П

(Обязательное)

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица П.1 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Приложение Р ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение эксплуатационной скважины глубиной 3894 м

Предприятие: БК "Евразия"

Оборудование:

Буровая установка: БУ 4000/250 - ЭК БМЧ

Лебедка: ЛБ - 1200 К

Талевая система: 4x5

Ротор: 3 - 560

Насосы: УНБТ - 950

Геологическая часть								Техническая часть										
Глубина, м. по вертикали	Стратиграфия		Литологическое описание пород	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины				Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание	
	Система	Свита					324 мм	245 мм	178 мм	127 мм								393 мм
1	2	3	5	6	7	8	9				10	11	12	13	14	15	16	
100	Чег.	Чег.		23	отбор керна не производится	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, кавернообразования, прихваты бурового инструмента, водопрооявления.	Возможны сужение ствола скважины, нефтепроявления, прихват инструмента.	60 м	740 м	2700 м	2668 м (3291 м)	(3894 м)	393,7 НьюТек Сервисез	-	7	60	45	Плотность=1,18 г/см ³ , УВ=35 сек, Ф=8, СНС=20 дПа, П=менее 1 %, рН=8
200		Некрасовская		30									295,3 НьюТек Сервисез	-	6	140	55	
300		Чеганская		34									-	-	6	140	55	
400		Люлинворская		41									215,9 FD 266SM-A138	SpreyDrill 7, 7:8, 7.5 178	8	180	32	
500		Талицкая		42									БИТ 155,6 FD 377-МН А167	ДР-127	6	140	15	
600		Ганькинская		43									ДР-127	6	140	15	Приложение 2	
700	Меловая	Славгородская		48									Плотность=1,16 г/см ³ , УВ=10 сек, Ф=8, СНС=10 дПа, П=менее 1 %, рН=8	1. Подъем инструмента проводить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и запись в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7м/с, за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с. 3. Не допускать нахождения бурового инструмента без движения в открытом стволе. 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочистки нахождения бурового инструмента в открытом стволе), поднять буровый инструмент в башмак обсадной колонны, наверху обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на талях. 5. При проведении каротажных работ, наблюдению скважины проводить: при глубине до 1500м. - через 18часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. 6. Межколонное пространство опрессовать несаморазающей жидкостью: ф=324х245-5 МПа, ф=245 х 178 - 5,0МПа. 7. Проверку ПВО проводить буровишнику - каждую смену, мастеру - ежедневно. Докрепление вес болтовых соединений проводить 1 раз в дежур. 8. При бурении в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка буровой колонны определяется ответственным представителем организации ведущей телеметрическое сопровождение, с обязательным согласованием с начальником службы супервайзинга.				
800		Ипатовская		48														
900		Кузнецовская		48														
1000		Покурская		75														
1100																		
1200																		
1300																		
1400		Алымская		75														
1500		Киялинская		82														
1600																		
1700																		
1800	Тарская		85															
1900	Куломзинская		91															
2000																		
2100	Баженовская		92															
2200	Васюганская		93															
2300	Юрская																	
2400																		
2500																		
2600																		
2700																		
2800																		

- песок
- алевролиты
- нефтеносность
- глина
- аргиллиты
- песчаники

Приложение 1
Плотность=1,22 г/см³, УВ=30 сек, Ф=8, СНС=25 дПа, П=менее 1 %, рН=8

Приложение 2
Плотность=1,16 г/см³, УВ=2 сек, Ф=8, СНС=20 дПа, П=менее 1 %, рН=8