

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт Ю ₁) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровский район)»
УДК 622.243.23:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Кухаренко Егор Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя отделения
 _____ Меркулов В.П.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Кухаренко Егор Игоревич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю ₁) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1 июня 2018 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: в интервале продуктивного пласта 4. Объект испытания в процессе бурения пласт Ю ₁ ¹ 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 35 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 2350-2450 м. 7. Диаметр эксплуатационной колонны: 146 мм 8. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): по расчету 9. Способ вторичного вскрытия пласта: перфорация
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

	2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вершкова Елена Михайловна, ст. преп-ль каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Кухаренко Егор Игоревич		

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
--	------------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 81 с., 13 рис., 39 табл., 49 литературных источников, 12 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, комбинированная, ВЗД, резина, эластомер.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении.

В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана эксплуатационная наклонно-направленная скважина с диаметром эксплуатационной колонны 146 мм.

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

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в уменьшении спуско-подъёмных операций за счёт увеличения времени работы двигателя.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметров по сравнению с её длиной.

– **газонефтеводопроявление:** поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **эластомер:** обкладка статора винтового забойного двигателя, изготовленная из резины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ФСПЩГН – фильтр скважинный проволочно-щелевой с гравийной набивкой;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- МСЦ – муфта ступенчатого цементированья;
- ВМГЗ–всесезонное масло гидравлическое, полученное методом загущения;
- ДТ – дизельное топливо;
- ПДМ – пакер для двухступенчатого и манжетного цементированья;

- БКП–башмак колонный пластиковый;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный»
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементировочная универсальная;
- ПРП–пробка продавочная;
- ЦТЖ – центартор-турбулизатор жёсткий;
- ПЦТ – портландцемент тампонажный;
- ПДК – предельно допустимая концентрация.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - выше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы.

Классификация;

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ;

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.;

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

ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.;

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.;

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Средства и методы защиты от шума. Классификация.

Оглавление

Введение 12

1.	Общая и геологическая часть	13
1.1.	Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ ..	13
1.2.	Геологические условия бурения	13
1.3.	Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....	13
1.4.	Зоны возможных осложнений.....	13
1.5.	Исследовательские работы	14
2.	Технологическая часть	14
2.1.	Обоснование и расчет профиля скважины.....	14
2.2.	Обоснование конструкции скважины.....	17
2.2.1.	Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.2.2.	Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3.	Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска	17
2.2.4.	Выбор интервалов цементирования	17
Рисунок 2 -	совмещенный график давлений.....	18
2.2.5.	Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6.	Разработка схем обвязки устья скважины	20
2.3.	Углубление скважины.....	20
2.3.1.	Выбор способа бурения	20
2.3.2.	Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3.	Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4.	Расчет частоты вращения долота.....	22
2.3.5.	Выбор и обоснование типа забойного двигателя	23
2.3.6.	Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	26
2.3.7.	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	29
2.3.8.	Выбор гидравлической программы промывки скважины	32
2.3.9.	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	33
2.4.	Проектирование процессов заканчивания скважин	34
2.4.1.	Расчет обсадных колонн	34
2.4.1.1.	Расчет наружных избыточных давлений.....	34
2.4.1.2.	Расчет внутренних избыточных давлений	36
2.4.1.3.	Конструирование обсадной колонны по длине	37
2.4.2.	Расчет процессов цементирования скважины	38
2.4.2.1.	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	38
2.4.2.2.	Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	38
2.4.2.3.	Обоснование типа и расчёт объема буферной, продажной жидкостей.....	39
2.4.2.4.	Гидравлический расчет цементирования скважины	39
2.4.2.4.1.	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	39
2.4.2.4.2.	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	40
2.4.3.	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.4.	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	42
2.5.	Выбор буровой установки	44
2.6.	Бурение на обсадных трубах	45
2.6.1.	Описание технологии.....	45
2.6.2.	Преимущества бурения с обсаживанием	46
2.6.3.	Основные принципы конструирования обсадной колонны	50
2.6.4.	Дополнительные сведения о системе DwC.....	54
2.6.5.	Ограничения по применению технологии	58
3.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62

3.1.	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ПАО «НК«Роснефть»	62
3.2.	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	63
3.2.1.	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	63
3.2.2.	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	66
3.2.3.	Линейный календарный график выполнения работ.....	66
3.3.	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....	67
3.4.	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии..	68
4.	Социальная ответственность	73
4.1.	Производственная безопасность	73
4.1.1.	Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	73
4.1.2.	Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	76
4.2.	Экологическая безопасность	79
4.2.1.	Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	79
4.2.2.	Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.....	80
4.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
4.3.1.	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	81
4.3.2.	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....	82
4.4.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
4.4.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства	82
4.4.2.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	83
	Заключение	84
	Список публикаций студента.....	85
	Список использованных источников	86
	Приложение А	90
	Приложение Б	92
	Приложение В.....	97
	Приложение Г	98
	Приложение Д.....	100
	Приложение Е.....	101
	Приложение Ж.....	103
	Приложение И	104
	Приложение К.....	115
	Приложение Л.....	117
	Приложение М.....	121
	Приложение Н	122

Введение

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Целью выпускной квалификационной работы является поиск технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении Томской области.

Работа содержит данные о стратиграфическом строении разреза скважины, кроме того, описаны технологические процессы режима бурения и заканчивания, описано используемое оборудование.

Результатом является проект скважины глубиной 2620 м, который может быть использован в качестве типового для месторождений с аналогичными исходными данными, а также в качестве примера при обучении студентов.

1. Общая и геологическая часть

1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ представлена в приложении А.

1.2.Геологические условия бурения

Геологические условия бурения представлены в приложении Б.

Интервал 0-2253 представлен преимущественно глинами, переслаивающимися с песчаниками и алевролитами. В данном интервале возможно набухание глин, что приведёт к посадкам и затяжкам бурильного инструмента. Для предотвращения осложнений запроектировано применение ингибирующего раствора.

Несовместимые условия по бурению на всём разрезе отсутствуют. Забойные температуры в интервале продуктивного пласта достигают 85 градусов, поэтому необходимо использовать соответствующую рецептуру цементного раствора.

1.3.Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в приложении В.

Разрез представлен 1 нефтегазоносным пластом. Скважина проектируется для эксплуатации нижнего продуктивного пласта 2585-2592 м.

1.4.Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений по разрезу скважины представлены в приложении Г.

В разрезе имеется ряд интервалов, в которых возможны следующие осложнения: поглощение бурового раствора (0-450 и 762-1647 м), осыпи и обвалы стенок скважины (0-450, 450-1637 м), нефтеводопроявления (762-1647,

1647-2627 и 2655-2660 м) и прихватопасные зоны (0-450, 450-1647 и 2253-2327 м).

Для предупреждения осложнений необходимо тщательно контролировать параметры бурового раствора, а также ограничивать скорость при СПО.В интервалах с возможными осыпями и обвалами стенок рекомендуется поддерживать высокую механическую скорость, низкую водоотдачу и проектную плотность. В интервалах с прихватопасными зонами необходимо применять смазочные добавки, ограничивать время оставления инструмента без движения не более 5 минут.

1.5.Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования скважины представлены в приложении Д.

2. Технологическая часть

2.1.Обоснование и расчет профиля скважины

Учитывая исходные данные на бурение, (смещение точки вскрытия пласта относительно устья скважины – 500 метров, глубина по вертикали – 2620 метров) наилучшим решением для вывода основного ствола скважины в требуемую точку является проектирование пятиинтервального профиля скважины.

Данный профиль выбран исходя из того, что он позволяет получить требуемую величину отхода, а также он позволит установить ГНО как можно ближе к продуктивному пласту в конце интервала стабилизации, поскольку зенитный угол этого интервала не превышает 35 градусов.

Основные параметры профиля представлены в таблице 1, а на рисунке 1 представлена вертикальная проекция профиля. Искривления по азимуту отсутствует.

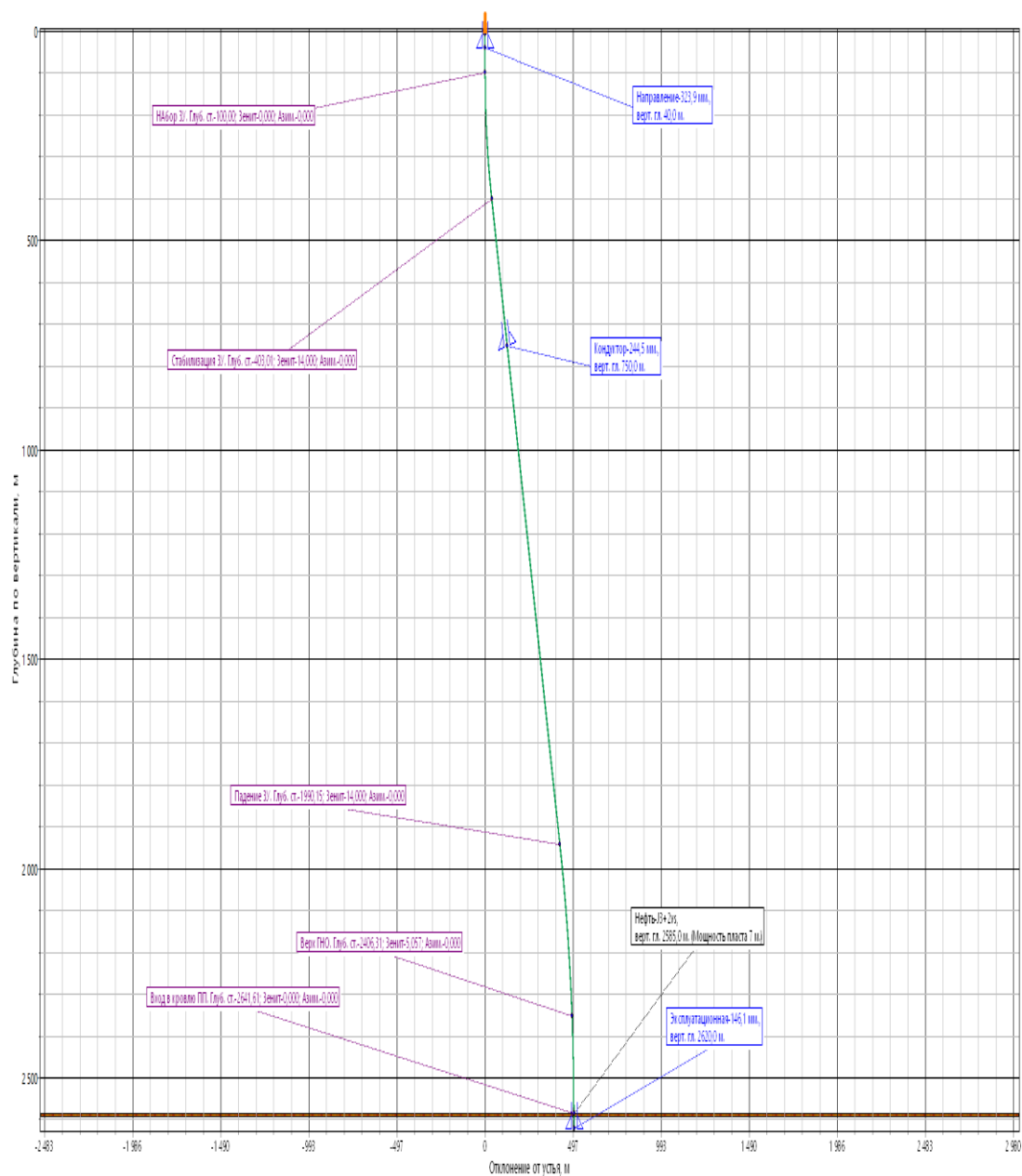


Рисунок 1 – Профиль скважины

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Плоский пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м					2675	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м					0,5113
Глубина вертикального участка скважины, м					500	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м					2,0404
Отход скважины, м					1800	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					0,052
Длина интервала бурения по пласту, м					700	Зенитный угол в конце участка набора угла, град					26,5
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град					90	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					86,548
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	500	500	0	0	0	0	0	0	500	500
2	500	1000	500	0	117,73	117,73	0	26,5	500	1018,28	518,28
3	1000	2500	1500	117,73	865,61	747,88	26,5	26,5	1018,28	2694,38	1676,1
4	2500	2655	155	865,61	1100	234,39	26,5	86,548	2694,38	2988,67	294,29
5	2655	2675	20	1100	1763,75	663,75	86,548	90	2988,67	3652,82	664,15
6	2675	2675	0	1763,75	1800	36,25	90	90	3652,82	3689,07	36,25
Итого	Σ		2675	Σ		1800	-	-	Σ		3689,07

2.2.Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважина обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее приведён расчёт и обоснование конструкции скважины.

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

На основании технического задания, в котором задан способ вторичного вскрытия продуктивного пласта - перфорация, выбирается забой закрытого типа.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Из анализа совмещенного графика давлений следует, что зон несовместимых по условиям бурения нет. Совмещённый график давлений представлен на рисунке 2.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 м, поэтому спуск направления спроектирован на глубину 40 м. Расчётное значение глубины спуска кондуктора составляет 750 м. Глубина спуска эксплуатационной выбрана с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на величину ЗУМППФа и составляет 2620 м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Направление, кондуктор цементируются на всю длину. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин.

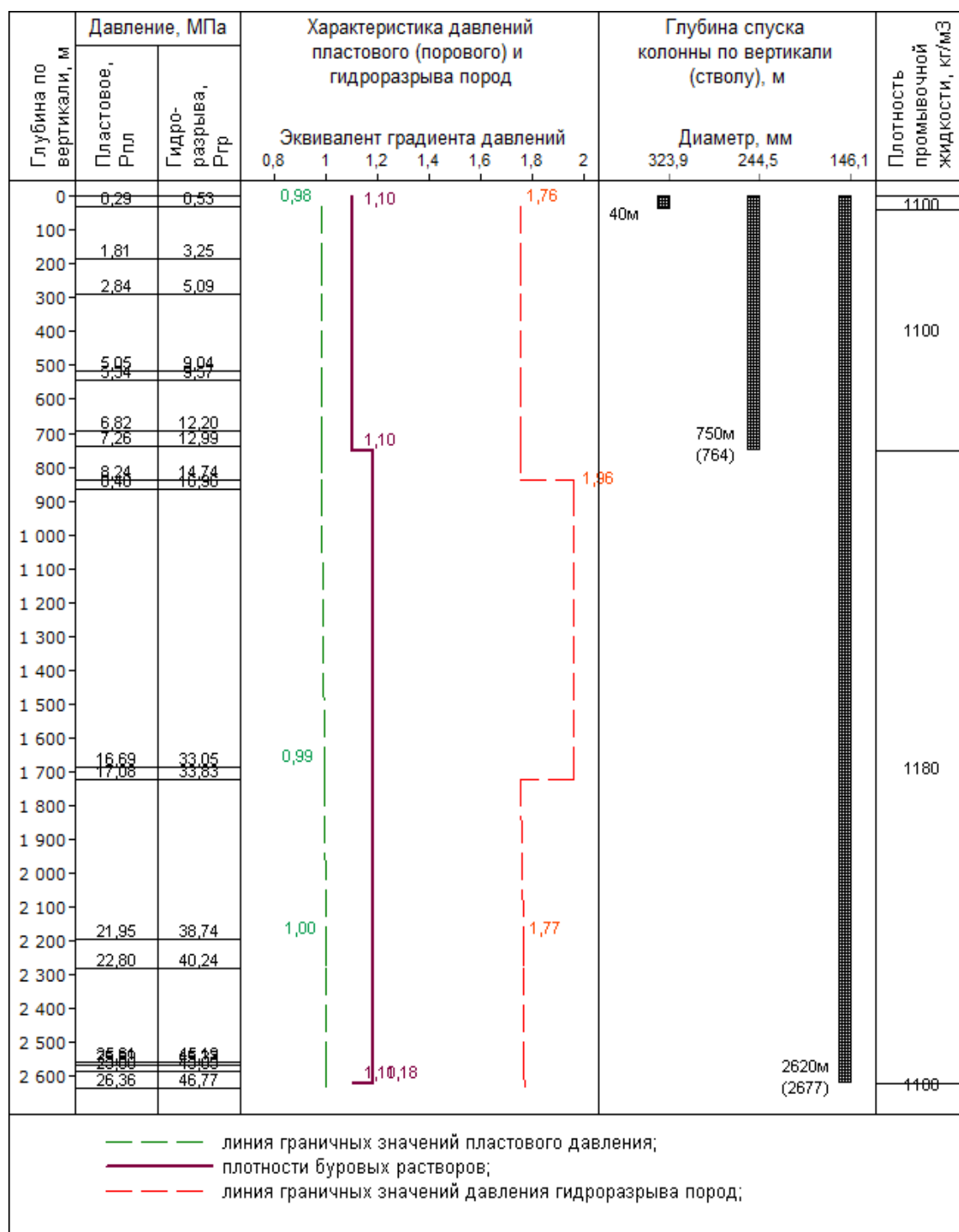


Рисунок 2 - совмещенный график давлений

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{экн}$ задан заданием 146,1 мм

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины[2].

В таблице 2 представлена конструкция скважины.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	40	40	40	40	0-40	0-40	323,9	393,7
Кондуктор	750	750	750	764	0-750	0-764	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2620	2620	2676	2676	600-2620	609-2676	146	215,9

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}=12,19$ МПа.

Таким образом, проектируемая обвязка имеет следующий шифр ОУС1-210-146-245 ОТТМ ХЛ, предназначенная для обвязки двух колонн диаметрами 146, 245 мм с максимальным рабочим давлением 21 МПа.

Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 215,9 мм. Использование колонной головки ОУС не требует смены противовыбросового оборудования, все колонны спускаются через одну превенторную установку, рассчитанную на рабочее давление 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 350 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90 [2].

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения [1]. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по вертикали, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-750	Кондуктор	Винтовой забойный двигатель
750-2676	Эксплуатационная колонна	Винтовой забойный двигатель

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Бурение интервала под кондуктор выполняется с помощью долота PDC 295,3 мм, это долото обеспечит высокую МСП в данном интервале.

Бурение интервала под эксплуатационную колонну выполняется с помощью долота PDC 215,9 мм, т.к. это долото обеспечит наиболее высокую МСП в данном интервале.

Таблица 4–Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-40	450-2024	2024-3689
Шифр долота		III 393,7М- ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 619 UCS	БИТ 215,9 ВТ 613 UCB
Тип долота		Шарош.	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоедините льная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 5/8 FH	6 5/3 Reg	41/2 Reg
Длина, м		0,53	0,4	0,35
Масса, кг		180	100	40
G, кН	Рекомендуемая	163-216	25-96	25-80
	Предельная	130-270	20-120	20-100
n, об/мин	Рекомендуемая	50-480	100-336	75-176
	Предельная	40-600	80-420	60-220

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

В таблице 5 представлено проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения. Для всех интервалов бурения, принимались осевые нагрузки на основе статистических, аналитических и допустимых нагрузок на долото [1].

Для бурения интервала под направление нагрузка составляет вес инструмента, так как создать требуемую нагрузку на начальной стадии не представляется возможным. При этом колонну нельзя полностью разгружать, чтобы предотвратить отклонение ствола скважины от вертикального положения. Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонны нагрузка выбирается согласно методике. Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну нагрузка близка к максимально допустимой. Это обусловлено тем, что используются долота с резцами PDC.

Таблица 5 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-764	764-2676
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/мм}^2$	0,375	0,518	1,2
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1,5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,3	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	270	120	100
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	110	30	65
$G_2, \text{кН}$	39	87	70
$G_3, \text{кН}$	216	96	80
$G_{проект}, \text{кН}$	150	90	70

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород[1]. Для бурения интервалов по направлению и кондуктор частоты вращения проектируются меньше расчётных. Выбор данных значений обусловлен применением роторного способа бурения. Уменьшение частоты не приведёт к существенному снижению проходки, потому что бурение данных интервалов происходит до

глубины 500 метров. Для бурения интервалов под техническую и эксплуатационную колонны частоты выбираются согласно методике.

В таблице 6 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 6 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-764	764-2676
Исходные данные				
$V_{\text{л}}, \text{м/с}$		3	1,5	1,5
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,1889
	мм	393,7	295,3	188,9
$\tau, \text{мс}$		6	-	-
z		24	-	-
α		0,7	0,6	0,4
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		146	97	152
$n_2, \text{об/мин}$		270	-	-
$n_3, \text{об/мин}$		681	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		150	100	150

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для бурения интервала под кондуктор колонну выбирается забойный двигатель ДРУ-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также обеспечит возможность сооружения интервала набора угла. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172 с регулируемым углом перекоса, который также отвечает требованиям по диаметру и позволяет производить добор угла. Данные по проектированию параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-764	764-2676
Исходные данные				
$D_{\text{д}}$	м	-	0,2953	0,2159

	мм	-	295,3	215,9
G_{oc} , кН		-	90	70
Q , Н*М/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	251	161
M_p , Н*М		-	3472	1786
M_o , Н*М		-	148	95
$M_{уд}$, Н*М/кН		-	37	24

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных 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
ДРУ-240 5/6.41	40-750	240	9	2466	30-60	100-120	20	250
ДРУ-172 7/8.54	750-2620	172	9,75	1141	19-38	75-150	12	175

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов [1]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Запроектированные значения меньше расчётных для бурения в интервалах под направление и под кондуктор. Большие расчётные значения связаны с большими диаметрами скважины, однако, исходя из опыта

строительства скважин и гидравлического расчёта, запроектированы меньшие значения.

Таблица 9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-764	764-2676
Исходные данные			
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,4	0,35
K_k	1,3	1,6	1,3
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,125	0,1
$V_m, м/с$	35	28	15
$d_{бг}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, м$	0,229	0,24	0,172
$d_{нмах}, м$	0,012	0,009	0,009
n	8	6	6
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,4	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, \frac{г}{см^3}$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \frac{г}{см^3}$	1,1	1,1	1,18
$\rho_{п}, \frac{г}{см^3}$	2,19	2,2	2,35
Результаты проектирования			
$Q_1, л/с$	87	44	13
$Q_2, л/с$	280	161	34
$Q_3, л/с$	152	90	18
$Q_4, л/с$	73	49	12
$Q_5, л/с$	57	32	32
$Q_6, л/с$	-	30-60	19-38
$Q, л/с$	64	36	32

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 10.

Таблица 10- Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	50-450	450-2024	2024-3689
Исходные данные			
Q_1 , л/с	87	44	13
Q_2 , л/с	152	90	18
Q_3 , л/с	280	161	34
Q_4 , л/с	73	49	12
Q_5 , л/с	57	32	32
Q_6 , л/с	-	40	30
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	57-87	32-49	13-32
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	64	36	32
Дополнительные проверочные расчёты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	44	30
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1,15	1,12

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет колонны бурильных труб производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичны, а у эксплуатационной колонны длина по стволу наибольшая. Расчет колонны бурильных труб представлен в приложении Е.

В таблице 11 представлено проектирование КНБК по интервалам бурения.

Таблице 11 – Проектирование КНБК по интервалам бурения.

№ п/п	Интервал по вертикали, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	40	Фильтр	-	-	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			ПК – 127х9,19 М	11917	373	
			УБТ – 178х80Е	1404	9	
			Переводник П – 133/161	65	0,52	
			УБТС – 203х80Е	1935	9	
			Переводник П – 161/171	70	0,54	
			УБТС – 229х90 Е	15288	56	
			Калибратор КЛС – 393,7	600	1,3	
			III 393,7М-ГНУ	180	0,53	
Σ			31459	450		
2	40	764	Фильтр	-	-	Бурение участка под кондуктор, бурение участка стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
			ПК – 127х9,19 М	59125	1851	
			ТБТ – 127х25,5 Е	3600	50	
			ЯС – 172 гидромеханический	700	5	
			ТБТ – 127х25,5 Е	7200	100	
			ЗТС СИБ 2.1178 мм с ЭМ каналом связи	853,6	7,76	

Продолжение таблицы 11

			Клапан обратный КОШЗ – 152Р1	60	0,197	
			Забойный двигатель ДРУ – 240	2466	9	
			БИТ 295,3 ВТ 619 УСВ	100	0,4	
			Σ	74105	2024	
3	764	2676	Фильтр	-	-	Бурение участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			ПК – 127х9,19 М	80654	2525	
			ТБТ – 127х25,5 Е	6118	80	
			ЯС – 165 гидромеханический	640	5	
			ТБТ – 127х25,5 Е	7648	100	
			ПК – 127х9,19 М	29916	950	
			Циркуляционный переводник М133хН133	340	2,53	
			ЗТС НУБТ 172 ммс ЭМ каналом связи	1403	9,35	
			ЗТС MWD172 мм с ГК каналом	610	5,55	
			Клапан обратный КОБ 155-3-133	43	0,375	
			Забойный двигатель ДРУ – 172	1141	9,75	
			Калибратор КЛС - 215,9	1042	0,93	
			БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ	40	0,35	
			Σ	131822	3689	

Для создания нагрузки на долото и беспрепятственной проводки скважины толстостенные бурильные трубы находятся в интервале стабилизации, до второго участка набора угла. При бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонны предусмотрены ясы для борьбы с возможными прихватами в интервалах набора угла.

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление. Интервал бурения под направление представлен четвертичными отложениями, а также песками, алевроитами и глинами. Для бурения данного интервала применяются полимер-глинистый раствор. При бурении глины и суглинки могут частично переходить в раствор и увеличивать вязкость и СНС. Данные параметры можно регулировать разбавлением водой.

Кондуктор. Интервал бурения под кондуктор представлен глинами, переслаивающимися с песками, алевролитами и алевроитами. В данном интервале возможны осыпи, поглощения и прихваты, поэтому для предупреждения осложнений проектируется полимер-глинистый раствор.

Эксплуатационная колонна. Проектируется применение РУО при бурении всего интервала под эксплуатационную колонну. Данный раствор позволяет минимизировать загрязнение продуктивного пласта, снизить трение со стенками скважины, а также низкая плотность позволит повысить скорость бурения.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, обеспечивающее наилучшую очистку раствора. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос AKR 270 [15].

В таблице 12 представлены запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

Таблица 13 - Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} ,МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³			
от	до									
0	50	1,1	0,5	50	9,81	1121	2250			
50	450	1,1	4,5	450	9,81	1121	2200			
450	750	1,1	19,11	1900	9,81	1077	2260			
750	2024	1,05	26,77	2655	9,81	1079	2400			
2024	2676	1,05	26,98	2675	9,81	1079	2400			
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС _{10с} ,дПа	СНС _{10мин} , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,2	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	<1,5	40-80	10-18
50	450	1,18	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	<1,5	40-80	10-18
450	750	1,15	10-40	20-60	40-60	<6	8-10	<0,5	50-90	12-35
750	2024	1,12	6-12	10-30	60-100	<2	8-10	<0,5	15-40	20-40
2024	2676	1,12	6-12	10-30	60-100	<2	8-10	<0,5	15-40	20-40

В таблице 13 представлено описание компонентного состава бурового раствора

Таблица 13 - Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, ПАА, NaOH, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, Барит
50	450	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, ПАА, NaOH, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, Барит

450	750	Полимер-глинистый ингибирующий раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, ПАА, NaOH, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, NaCl, ФХЛС, Пента-465, Барит, смазка
750	2676	Раствор на углеводородной основе Техническая вода, Минеральное масло, CaCl ₂ , CaCO ₃ , Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL, Асфальтит BARABLOK, Органофильная глина GELTONE, Дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT

Продолжение таблицы 14

На рисунке 3 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

Результаты расчёта потребного объёма бурового раствора и потребного количества химических реагентов по интервалам бурения приведены соответственно в таблицах Л.1 и Л.2 приложения Л.

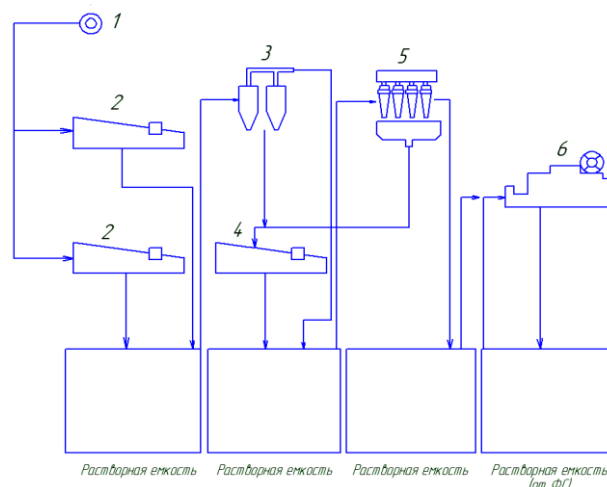


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Акрос Falcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon 3; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос AKR – 363

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 14-16.

Таблица 14 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в от- крытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0,276	0,038	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	0	-	99,6	0
Под кондуктор									
40	764	БУРЕНИЕ	0,351	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	12	70,7	231,1
Под эксплуатационную колонну с расширителем									
764	2676	БУРЕНИЕ	0,924	0,08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	80,4	131,4

Таблица 15 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	125	36	72
40	764	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	150	280	1	125	32	64
764	2676	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	150	280	1	125	32	32

Таблица 16 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	17,9	0	0	7,9	0,1	10
40	764	БУРЕНИЕ	85,9	34,9	0	40,4	0,6	10
764	2676	БУРЕНИЕ	246,5	46,4	70,0	96,4	23,7	10,0

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен заданием.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1030	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1450	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	760	глубина скважины, м	2655
высота столба буферной жидкости h_1 , м	1700	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	210
высота цементного стакана $h_{см}$, м	0	динамический уровень скважины h_0 , м	1770

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

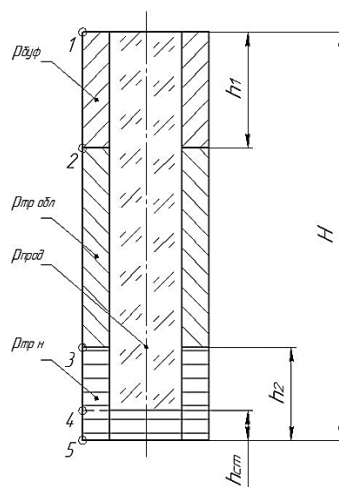


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 18 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 18 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	1700	2445	2655
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,33	3,4	5,2

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации [2].

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

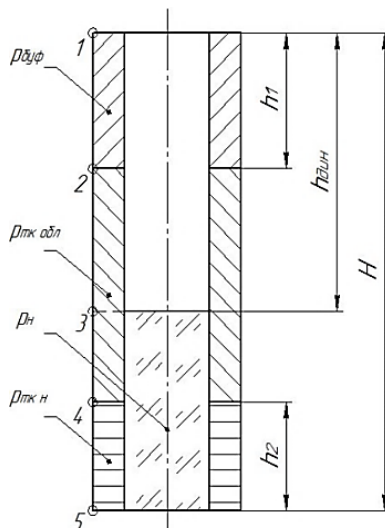


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 19 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1700	1770	2445	2655
Наружное избыточное давление, МПа	0	17,51	18,26	20,43	21,8

Эпюра наружных избыточных давлений представлена в таблице Ж.1 приложения Ж.

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

I случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 14,98 Мпа. В таблице 20 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора [2].

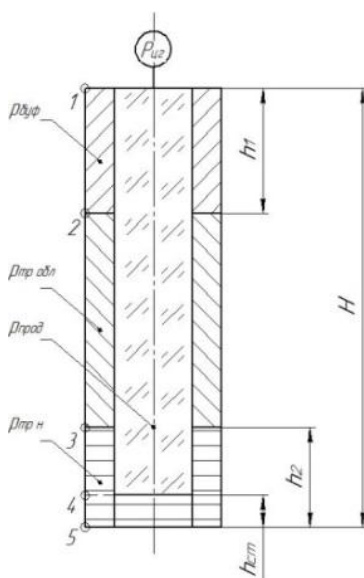


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 20 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	1700	2440	2655
Внутреннее избыточное давление, МПа	14,98	14,64	11,57	9,78

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

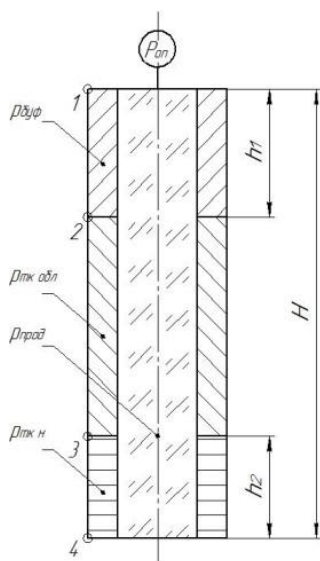


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 9,5 МПа.

В таблице 21 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 21 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	1700	2445	2655
Внутреннее избыточное давление, МПа	9,5	9,17	8,75	7,93

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена рисунке Ж.2 приложения Ж.

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 22 [2].

Таблица 22 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Диаметр секции, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки по вертикали, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	139,7	Е	7,7	700	25,6	17890	17890	2655-2675
2	177,8	Д	9,2	500	39,1	19521	37431	2300,5-2655
3		Д	8,1	1200	34,6	41468	78899	1230-2300,5
4		Л	8,1	1289	34,6	44547	123446	0-1230

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

32,47 МПа < 46,13 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование [2].

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 23 [2].

Таблица 23 – Объём тампонажной смеси и количество компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	7,5	10396	5,03
$\rho_{тробл}=1450 \text{ кг/м}^3$	19,82	15474	16,17

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

В качестве продавочной жидкости будет использоваться техническая вода, а в качестве буферной жидкости соляной раствор. Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 24 [2].

Таблица 24 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Буферная 1	10,76	1050	10,76	МБП-МВ	188,3/8
Буферная 2	10,76	1050	10,76	МБП-СМ	40,4/2
Продавочная жидкость	62,857	1030	62,857	-	-

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³. В качестве продавочной жидкости используется техническая вода.

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 8 приведена спроектированная технологическая схема цементирования скважины [2].

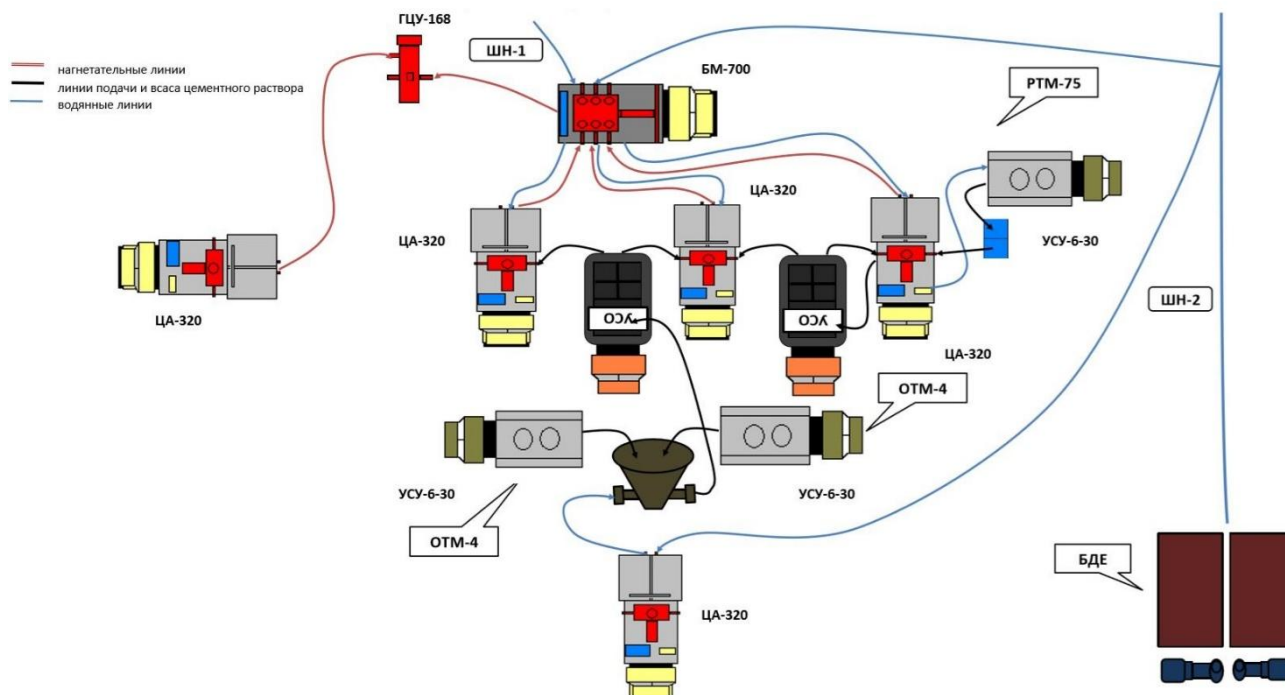


Рисунок 8 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Расчётное давление в конце продавки на насосе «продавочного» цементировочного агрегата 18,73МПа. Выбирается 115 диаметр втулок и 2 скорость коробки переа насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320.Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цсм}$ составляет 82 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Спроектированная технологическая оснастка представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Колонна	Элементы технологической оснастки						
	Башмак	Клапан обратный	Пакер с МСЦ	Центратор	Цементи- ровочная головка	Пробка продавочная	Турбулизатор
Направление 426 мм	БКП-426 ОТТМ	ЦКОД-426 ОТТМ	-	-	ГЦУ-426	ПРП-Ц-426	-
Кондуктор 323,9 мм	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	-	ЦЦ2-324/394 (8 шт.)	ГЦУ-324-341	ПРП-Ц-324	ЦТЖ-324/380 (4 шт.)
Промежуточная колонна 244,5 мм	БКП-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	-	ЦЦ2-245/295 (40 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245	ЦТЖ-245/285 (20 шт.)
Эксплуатационная колонна 139,7/177,8 мм	БКП-140 ОТТМ	-	ПДМ5 178-1	ЦПН-178/245 (40 шт.) ЦПН-178/216 (30 шт.) ЦПН-140/189 (25 шт.)	ГЦУ-178	-	ЦТЖ-178/207 (10 шт.)
Производитель	ООО «Буровые инновационные технологии»	ООО НПО «Буртехмаш»	ООО «Инрул- Бурение»	ЗАО «Удмурские долота»	ОАО Краснодарский завод «Нефтемаш»	ООО НТЦ «Кубань- Сервис»	ООО НПО «Буртехмаш»

Для цементирования эксплуатационной колонны применяется пакер с МСЦ. Пакер устанавливается на стыке двух секций. МСЦ служит для цементирования второй (верхней) секции без цементирования первой (нижней, горизонтальной). В комплекте с пакером идут продавочная, запорная и подающая пробки. С помощью манжетного цементирования минимизируется загрязнение продуктивного пласта и улучшается проницаемость призабойной зоны.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Интервал перфорированной 1 секции эксплуатационной колонны не цементируется, поэтому перфорацию проводить не нужно. Для интенсификации притока используется метод свабирования. Данный метод является наиболее оптимальным, так как на данном месторождении коллектор является слабосцементированным и неустойчивым, пластовое давление является нормальным. В связи с этим необходимо применять методы плавного снижения забойного давления. Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура АФК1 – 65х21 ХЛ

Сваб работает по принципу желонки. Устройство сваба представлено на рисунке 9. Спуск сваба производится через колонну НКТ на стальном канате, а герметизация пространства между колонной НКТ и свабом осуществляется с помощью трёх-четырёх резиновых манжет. Таким образом исключается работа сваба в холостую. Движение вниз осуществляется за счёт груза, прикреплённого к низу сваба. При спуске клапан открывается и пропускает жидкость. При подъёме клапан закрывается, и жидкость, зашедшая выше сваба, выталкивается на поверхность [16].

При проведении операций по свабированию выбирается скважинное оборудование КС-62, включающее в себя: узел заделки каната, шаблон, штанга, скрепер, ударник сваба, извлекатель сваба, сваб, штанга грузовая [17].

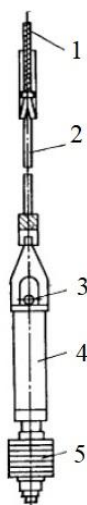


Рисунок 9 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень

Испытания скважины будут проводиться в открытом стволе с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб. В состав пластоиспытателя входят следующие основные элементы: циркуляционный клапан, запорный поворотный клапан (ЗПК), испытатель пластов гидравлический (ИПГ), ясс, безопасный переводник, пакер, фильтр хвостовик, опорный башмак. Для проведения испытаний выбирается пластоиспытатель на трубах ИПТ – 127 Г, в состав которого представлен на рисунке 10[18].

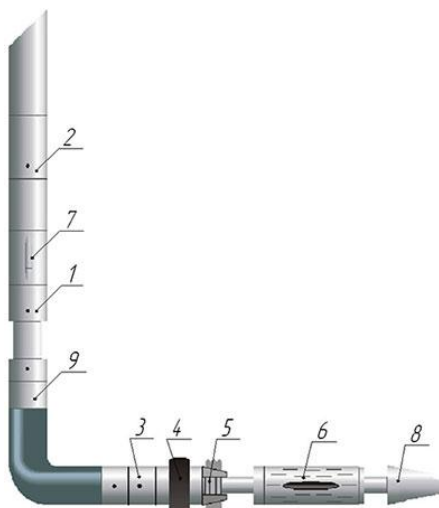


Рисунок 10 – Состав ИПТ 110 Г: 1 – испытатель пластов ИПВ-127, 2 – клапан циркуляционный КЦК-127, 3 – клапан уравнильно-отсекающий КУО-127, 4 – пакер ПЦР-127 и ПЦР2-146, 5 – яс ЯГЗ-127, 6 – якорь ЯК-140/178 и ЯК-190/240, 7 – замок безопасности ЗБ-127, 8 – фильтр Ф-127, 9 – патрубок приборный ПП-127, 10 – механизм направляющий МНУ-127

При испытании скважины производится отбор проб, с помощью которого проводится анализ флюида, содержащегося в пласте. По полученным данным определяется:

- средний дебит притока;
- конечный дебит притока;
- коэффициент гидропроводности (подвижности);
- пластовое давление;
- средний коэффициент продуктивности;
- потенциальный коэффициент продуктивности;
- средний коэффициент призабойной закупорки.

2.5. Выбор буровой установки

Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (131,9 т.), веса обсадной колонны (123,5 т.), надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается БУ 4000/250 ЭК-БМ. В таблице 26 представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины. При расчете площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания тумбы = 9м², установка буровой вышки производится на 4 таких тумбы.

Таблица 26 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	131,9	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,53
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	123,5	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,49
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	171,47	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,69
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{влб}$)	260	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ $(k_{по} > 1,25)$ $P_o = 2 \text{ кгс/см}^2$	$P_{бo} = 1,57 \text{ кгс/см}^2$ $P_o / P_{бo} = 1,27 > 1,25$
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	131,9		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	123,5		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бo}$)	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	172	1217	
3	75	732	
4	50	326	

2.6. Бурение на обсадных трубах

2.6.1. Описание технологии

В технологии бурения с обсаживанием (DwC) обсадная колонна используется в качестве бурильной с тем, чтобы обсадные трубы спускались на забой в процессе бурения, а не устанавливались в ходе отдельной операции. Современные разработки DwC предусматривают бурение под кондуктор, техническую колонну, возможно вскрытие продуктивного пласта. За исключением немногих экспериментальных скважин, обсаживание использовалось для бурения определенных участков, а не всего ствола скважины.

Бурение с обсаживанием может быть выполнено с помощью систем двух типов:

- В одной системе забойный двигатель, расширитель ствола скважины и компоновка бурового долота установлены на самом нижнем соединении обсадных труб при помощи съемного пакера. По мере бурения обсадная труба опускается в скважину в режиме скольжения или вращения. По достижении проектной глубины захваченная КНБК извлекается из скважины специальным возвратным устройством. Затем в скважину спускается система клапанов, помещаемых в башмак обсадной колонны до начала цементирования.
- Компания Weatherford разработала другую систему. Компоновка включает специальное буровое долото, названное DrillShoe™ и крепящееся к нижней части первого звена обсадных труб, обычно между муфтой с обратным клапаном и звеном обсадных труб. Крутящий момент при бурении передается от верхнего силового привода на обсадную колонну и на DrillShoe™ через привод обсадных труб. В качестве последнего может служить труболовка, устройство внутреннего привода обсадных труб (ICDT), TorkDrive™ или переводная муфта.

Уникальная особенность системы Weatherford состоит в том, что DrillShoe™ является полностью разбуриваемым. Таким образом, отсутствует

необходимость извлечения бурового долота через обсадную колонну по достижении проектной глубины. Поскольку муфта с обратным клапаном уже находится в обсадной колонне, можно сразу начинать цементирование. Следующая КНБК работает и разбуривает башмак точно так же, как и при обычной операции. В настоящее время система Weatherford DrillShoe™ применяется для пород от мягких до средних категорий буримости в прямолинейных участках ствола скважины, которые могут быть пробурены за один проход бурового долота.

DwC исключает спускоподъемные операции бурильных труб и спуск обсадных труб и тем самым косвенно сокращает ухудшение качества ствола скважины со временем, которое зачастую препятствует достижению обсадной трубой забоя. Тот факт, что обсадная труба всегда находится на забое, гарантирует обсаживание пробуренного по данной технологии ствола.

2.6.2. Преимущества бурения с обсаживанием

Снижение временных затрат

Основным преимуществом бурения с обсаживанием (DWC) является снижение затрат времени. Исключается время, затрачиваемое на спускоподъемные операции с бурильными трубами и на спуск обсадных труб, в том числе на промывку. Экономия времени, затрачиваемого на наращивание инструмента, исходя из 3,5 мин для 90футовой (27,4 м) бурильной трубы и 5 мин для 40-футовой (12,2 м) обсадной трубы, при скорости проходки 50 м/час, составляет 12%. Если скорость проходки составляет 100 м/час, то экономия времени увеличивается до 18% (рисунок 11).

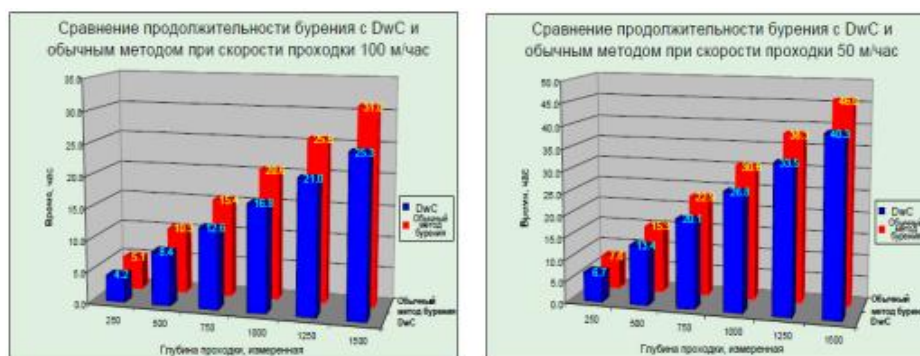


Рисунок 11 - Экономия суммарного времени на наращивание инструмента

Кроме того, данная технология позволяет сократить или вовсе избежать потерь времени на следующие операции:

- расширение ствола скважины;
- периодическая закачка высоковязких тампонов;
- разбуривание под направление

Обычная экономия суммарного времени при DwC находится в диапазоне 30%-50% периода от забуривания до испытания на утечку. Пример уменьшения продолжительности периода без проходки показан на рисунке 12.

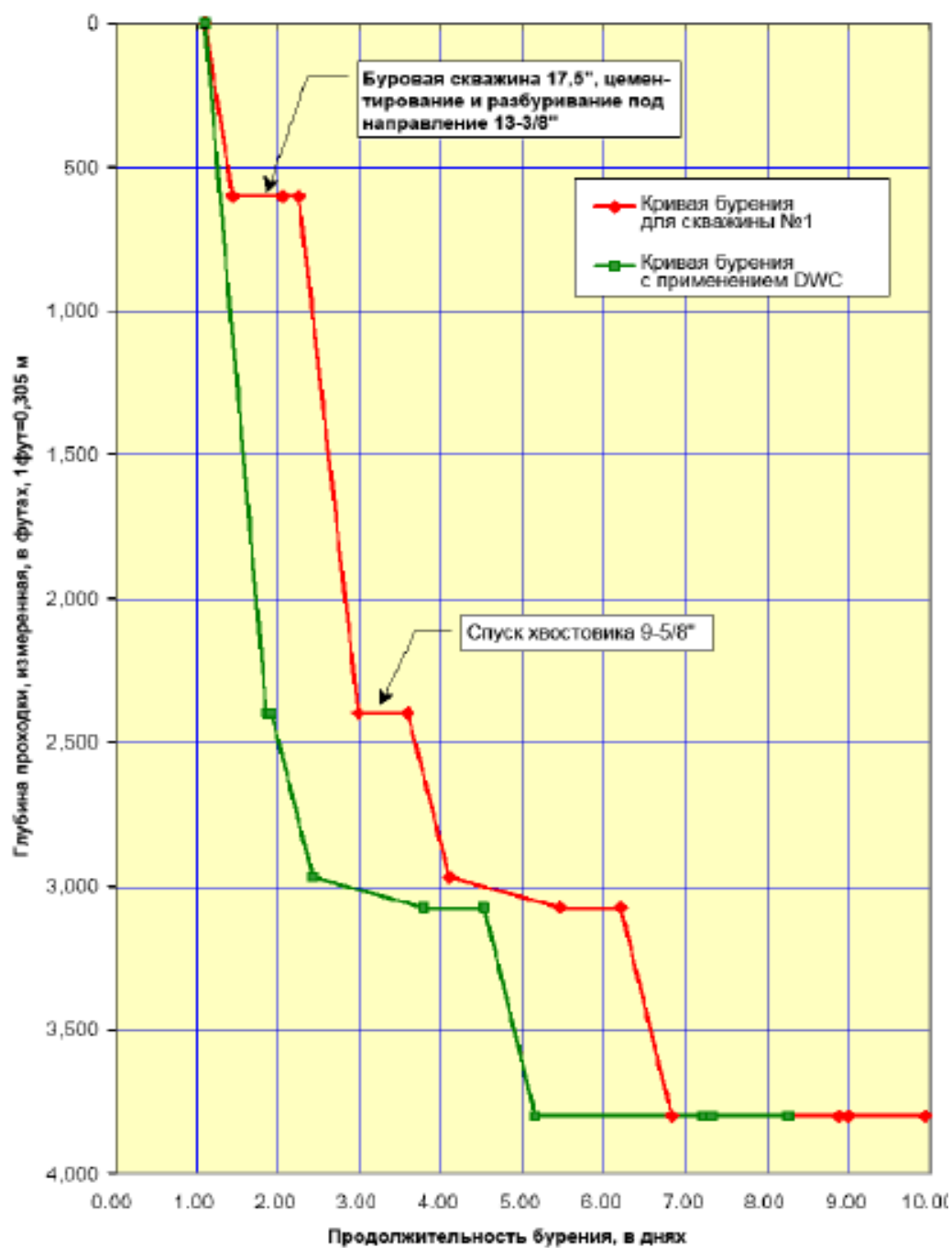


Рисунок 12 - Сравнение графиков "глубина-время бурения" для DwC и обычного бурения

Устранение проблем, связанных со спуско-подъемными операциями

Спуско-подъемные операции с бурильной колонной могут сопровождаться рядом различных проблем, как например пульсация и эффект свабирования, поглощение бурового раствора, образование желобов в стенках скважины, проблемы стабильности ствола скважины и потеря управления скважиной. Исключение спускоподъемных операций предотвращает появление этих проблем.

Поглощение бурового раствора является наиболее серьезной проблемой, возникающей в разработанном месторождении и слабосцементированной породе. Оно вносит значительный вклад в возникновение еще одной весьма серьезной проблемы - прихвата труб.

Снижение амортизационных затрат

При бурении с обсаживанием необходимость в компонентах стандартной компоновки низа бурильной колонны (КНБК) отпадает и можно исключить потребность в одной или нескольких колоннах бурильных труб.

Улучшенные гидравлические параметры

Табл. 27. Сравнение скорости в затрубье для DwC и обычного метода бурения

Диаметр ствола скважины	Наружный диаметр бурильной трубы	Наружный диаметр обсадной колонны	Расход, гал/мин	Площадь затрубного пространства. кв. дюйм		Скорость в затрубном пространстве, фут/мин		Сравнение скоростей в затрубье для метода DwC и обычного метода
				Обычный метод бурения	DwC	Обычный метод бурения	DwC	
8 1/2	5 1/2	7	500	33	18	292	527	1,8 x

12 1/4	5 1/2	9 5/8	800	94	45	164	341	2,1 х
17 1/2	5 1/2	13 3/8	1000	217	100	89	192	2,2 х
26	5 1/2	20	1100	507	217	42	98	2,3 х

В DwC уменьшена площадь сечения кольцевого канала между КНБК/наружным диаметром обсадной трубы и внутренним диаметром ствола скважины, следовательно, при одинаковых рабочих режимах DwC обеспечивает более высокую скорость в затрубном пространстве, чем обычное бурение. Увеличение колеблется в диапазоне от 81% до 134%, средняя величина - 110% (таблица 27); следовательно, в грубом приближении можно заключить, что *скорость в затрубном пространстве DwC равна двукратной стандартной скорости в затрубном пространстве.*

2.6.3. Основные принципы конструирования обсадной колонны

Обычно для бурения скважины в газовом или нефтяном коллекторе требуются две операции. Одной из них является бурение ствола, а второй - периодическое крепление скважины обсадной колонной из стальной трубы, или установка обсадной колонны. Сразу после монтажа эта колонна цементируется на месте, чтобы обеспечить дополнительное крепление и герметичное уплотнение.

В скважине обсадная колонна выполняет несколько важных функций:

- Предохраняет скважину от обрушения стенок
- Позволяет сдерживать пластовое давление, предотвращая образование трещин в верхней части и на более слабых участках
- Дает возможность присоединения наземного оборудования буровой установки (противовыбросовое устройство и фонтанная арматура)
- Удерживает добываемый флюид в стволе скважины
- Обеспечивает разобщение пластов, тем самым предотвращая межпластовые перетоки и позволяя осуществлять добычу из определенной зоны
- Дает возможность смонтировать оборудование для механизированной добычи

- Гарантирует постоянство зафиксированного диаметра ствола для проведения дальнейших операций

Для каждой скважины потребуется одна или несколько из следующих обсадных колонн:

- Направление
- Кондуктор
- Техническая колонна
- Хвостовик
- Эксплуатационная колонна

При конструировании обсадной колонны нужно полностью учитывать ее следующие три важные прочностные характеристики.

- Предел текучести
- Расчетная прочность
- Прочность на разрыв

Система DwC

Имеются две базовые установки, используемые для бурения с обсаживанием (рисунок 13).

В первой системе используется КНБК, в состав которой входят объемный двигатель, буровое долото и расширитель. Узел фиксируется на первом звене обсадных труб. Когда сборка выполняет бурение, обсадная труба опускается в скважине в статическом или вращательном режиме. По достижении проектной глубины КНБК извлекается из скважины специальным возвратным устройством. Спускается система клапанов, устанавливаемая до начала процесса цементирования.

Во второй конструкции (DwC™), внедренной Weatherford, используется только обсадная труба для передачи вращающего момента от ротора и нагрузки на буровое долото. При этом не требуется наличие какой-либо сложной КНБК. На первом звене обсадной колонны устанавливается разбуриваемое буровое

долото и компоновка клапанов. Обсадная колонна вращается в процессе бурения с помощью системы привода колонны. Система привода передает вращающий момент от верхнего привода непосредственно на саму колонну. Обсадная колонна может сразу цементироваться по достижении проектной глубины. При этом не требуется извлечение какого-либо бурильного оборудования или долота.

Таблица 28 - Преимущества и недостатки неизвлекаемой конструкции (DrillShoe) по сравнению с извлекаемой (крепящейся на фиксаторе)

Неизвлекаемая конструкция		Извлекаемая конструкция	
Преимущества	Недостатки	Преимущества	Недостатки
Низкая стоимость	Ограниченное управление направлением	Возможность управлять с помощью объемного насоса	Высокая стоимость
Простота в эксплуатации	Необходимость каротажа в обсаженном стволе скважины	Возможность каротажа в процессе бурения	Сложность при установке и эксплуатации
Не требуется модификация оборудования	Ограничение по применению	Большой диапазон выбора буровых долот с учетом характеристик пласта и расстояния	Необходимость модификации оснастки
Нулевой риск утери инструмента	Проблемы при спуске в подводную скважину		Риск безвозвратной утери инструмента в скважине

Возможность начать цементирование сразу по достижении проектной глубины			Невозможность цементирования, не достигнув проектной глубины
---	--	--	--

В таблице 28 указаны основные преимущества и недостатки конструкции DrillShoe™ по сравнению с конструкцией, имеющей фиксацию

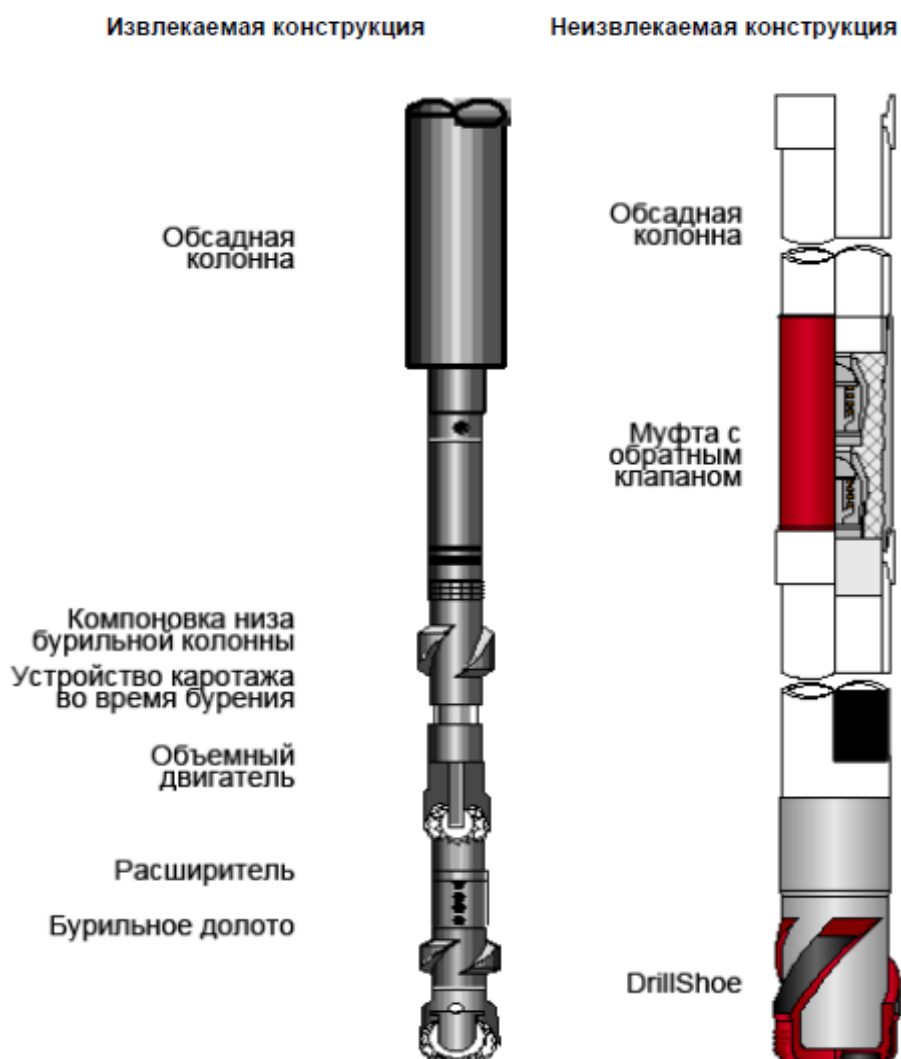


Рисунок 13 - Два типа конструкции DwC

Конструкция разбушеваемого долота DrillShoe™

Конструктивно DrillShoe состоит из двух частей (рисунок 14):

- Стальной корпус, который имеет разъем для соединения обсадных труб, и калибровочная секция из карбида вольфрама.

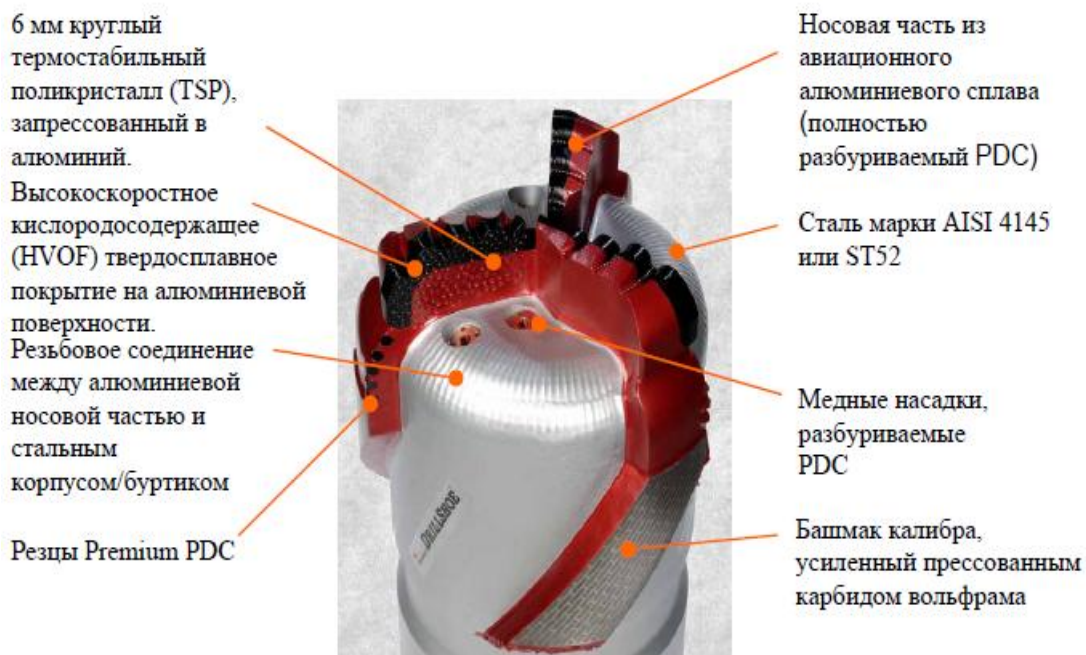


Рисунок 14 - Конструкция DrillShoe II

Носовая часть, выполненная из алюминиевого сплава, на которой установлена режущая конструкция, поддающаяся разбуриванию. Отверстия стружколома на режущей кромке инструмента служат для того, чтобы алюминиевые обрезки в виде длинной стружки не запутывались в буровом долоте, когда оно будет разбуриваться сквозь носовую часть.

2.6.4. Дополнительные сведения о системе DwC

Управление скважиной

Часто нештатные ситуации, связанные с управлением скважиной, возникают в ходе спуско-подъемных работ. При использовании системы DwC™ такие ситуации исключены, поскольку отсутствует сам процесс спуска и подъема труб. При выбросах в ходе работы системы DwC™ применяется

обычный механизм контроля с упрощенным расчетом потери давления и повышенной стабильностью забоя в ходе циркуляции газа.

Для закрытия затрубного пространства плашками превентора в ходе выброса требуется меньше времени по сравнению с обычными системами.

Прихват труб

Прихват труб обычно возникает при выбросах или потере возвратного раствора рядом с отметкой спуска обсадной колонны.

Необходимость удержания герметичности превентора при накачке выброса означает, что труба должна находиться в статическом положении в ходе работ по глушению. Система DwC™ позволяет сохранить скважину, и не предполагает поднятия инструмента после восстановления контроля. Буровые работы можно продолжать сразу по окончании цементирования без потери времени на прихваченные трубы. Традиционная технология бурения не имеет таких преимуществ.

Ловильные работы с использованием обсадных колонн

Система DwC™ позволяет доставать металлические обломки из забоя, используя традиционные ловильные работы.

Для проведения работ можно использовать традиционный инструмент (ловители, магниты и пр). Единственное различие состоит в том, что для запуска инструмента используется трос. При этом не требуется опускать и вынимать буровую колонну каждый раз, когда требуется провести ловильные работы. Обсадную колонну здесь можно использовать аналогично промывочной колонне.

Геофизические исследования

При использовании системы DwC™ исследование необсаженного ствола можно проводить несколькими способами, включая каротаж во время бурения и каротажные диаграммы. В настоящее время ведется исследование возможности проведения оценки пласта только при помощи диаграмм

обсаженных скважин.

Каротаж открытых стволов скважины проводится следующим образом.

Система Tesco & Baker:

- Бурить до планируемой глубины при помощи обсадных колонн диаметром 4-1/2 дюйма;
- Извлечь компоновку и расширить ствол под башмак диаметром 7 дюймов;
- Спустить инструмент в скважину через колонну диаметром 4-1/2 дюйма так же, как и при традиционном способе (см. рисунок 14);
- После того, как каротаж завершен, обсадная колонна расширяется до забоя и цементируется.

Наклонно-направленное бурение

Система Tesco: ЗК для наклонно-направленного бурения спускается и извлекается при помощи троса, что не представляет особых трудностей. При расчете характеристик наклонного бурения необходимо учитывать жесткость обсадной трубы.

При использовании данной технологии направленное бурение производится с надлежащим качеством, но с меньшей скоростью, чем при традиционных работах.

При разработке профиля с резким изменением направления (выше 4 градусов на 100 футов или 30,5 метров) целесообразно начать бурение при помощи традиционной направленной забойной компоновки, после чего она извлекается и в дело вступает система DwC™, проводящая бурение до нужной глубины установки секции и работающая в фиксирующей секции.

Цементирование

При цементировании через насадки долота существует вероятность смачивания раствора, что может привести к его преждевременному затвердеванию. Этот факт необходимо учитывать при разработке состава раствора и схемы проведения работ, что позволит успешно провести

цементирование.

Износ обсадной трубы

При бурении до следующей отметки и использовании системы DwC™ с вращением обсадной колонны могут возникнуть серьезные проблемы с износом. При отсутствии защиты трубы соединения обсадной колонны будут тереться о зацементированную часть.

Износ обсадной колонны сводится к минимуму, когда DwC™ с запирающим механизмом забойной компоновки скользит по внутренней части зацементированной колонны.

Необходимо разработать надежную защиту обсадных колонн. Обычно защита требуется в случае, если применяется технология, связанная с вращением колонн, особенно в течение длительного времени. При кратковременном бурении износ будет минимальным и защита не требуется.

Центровка

Центровка направляющей и поверхностной колонн DwC™ не требуется. Жесткие центраторы устанавливаются в систему при направленном бурении, контроле износа, управлении посадочными гнездами и цементировании. Они оснащаются жесткими упрочненными резцами и монтируются внатяг для вращения вместе с колонной. Также при направленном бурении для снижения момента используются неповоротные цинковые центраторы.

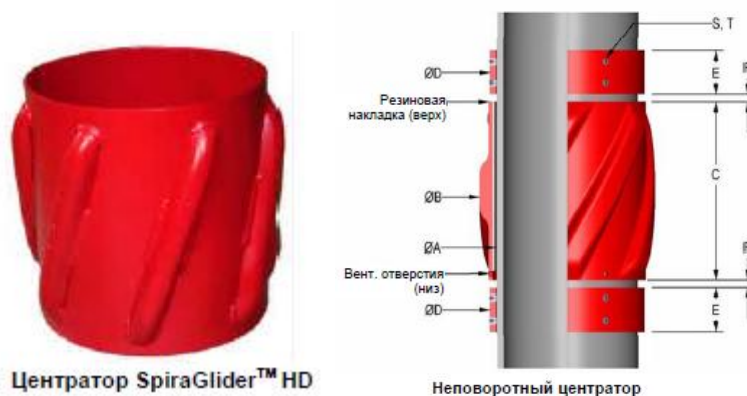


Рисунок 15 - Центраторы

2.6.5. Ограничения по применению технологии

- Необходимость полноценного кернового бурения при отборе образцов
- Необходимость каротажа в необсаженной скважине
- Необходимость опробования пласта скважины испытателем
- Средняя скорость проходки менее 50 фут/час (твердая порода средней буримости)
- Необходимость управления направлением инструмента
- Чрезмерный перепад давления (103.4 бар, буровой раствор на водной основе)

Таблица 29 - Описание рисков

Наименование риска	Возможность нейтрализации	Вероятность	Расходы	Описание
Управление скважиной	8	7	Н	Из-за меньшего зазора большая вероятность расширения газа, идущего с обломками породы. Возможно заклинивание ПВО
Повреждение DrillShoe	6	5	Н	План действий по ликвидации аварии: спустить обсадную трубу до забоя и зацементировать ее в этом положении. Для достижения глубины установки обсадной колонны использовать расширяемую обсадную трубу
Околоповерхностный газ	8	5	Н	Башмак 13-3/8 обеспечивает полный контроль выброса околоповерхностного

				газа посредством ПВО
Прихват из-за перепада давлений	8	4	M	Плотность бурового раствора 9,2 фунт/гал создает максимальный перепад 350 фунт/кв. дюйм. Центрированная обсадная труба уменьшит риск
Прихваченная труба	8	5	M	Опасность от углистых пластов. Стараться ограничить время внешнего воздействия и уменьшить вибрацию
Наличие отклонения	6	4	M	Незначительные изменения направления для следующей секции при необходимости
Проблемы цементировани я	7	6	M	Разобцение пластов поперек кондуктора не является критическим для обеспечения хорошей изоляции вокруг башмака
Неисправность узла соединения	7	5	L	Применение высококачественного узла соединения
Поглощение бурового раствора	8	3		DwC создает более высокую эквивалентную плотность циркуляции в затрубном пространстве, но ограничена испытаниями на утечку контролем расхода или скоростью проходки

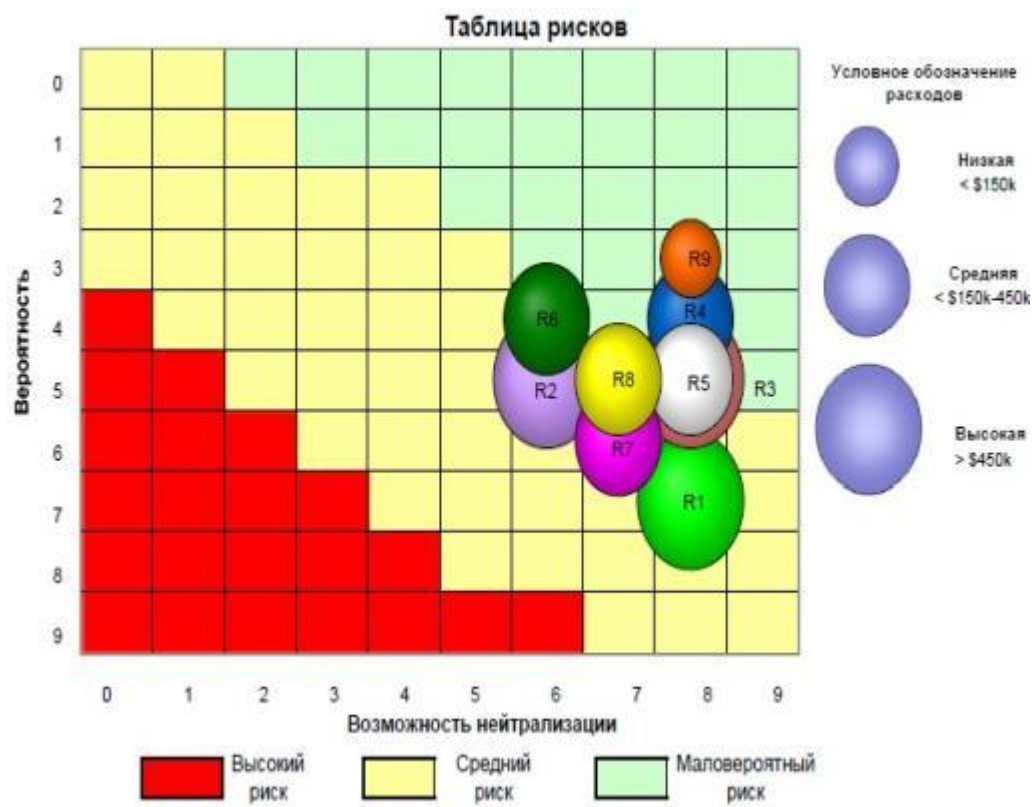


Рисунок 16 - Описание рисков

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСООБЪЕКТНОСТИ И РЕСУРСОБЪЕКТНОСТИ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Кухаренко Егор Игоревич

Школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«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	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Кухаренко Егор Игоревич		

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ПАО «НК«Роснефть»»

«Роснефть» — лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Основными видами деятельности ПАО «НК «Роснефть» являются поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа, газового конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за ее пределами.

Компания включена в перечень стратегических предприятий России. Ее основным акционером (50,00000001% акций) является АО «РОСНЕФТЕГАЗ», на 100% принадлежащее государству, 19,75% акций принадлежит компании ВР, 19,5% акций принадлежит компании QHGOilVenturesPte. Ltd., одна акция принадлежит государству в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом, оставшиеся акции находятся в свободном обращении. Основными целями и задачами ПАО «НК «Роснефть» являются восполнение запасов на уровне не менее 100%, эффективная добыча на зрелых месторождениях и ее рост за счет реализации новых проектов, создание новых кластеров добычи на шельфе, развитие технологий и внедрение практик проектного управления мирового уровня, монетизация газовых запасов и конкурентный рост добычи, оптимальная конфигурация НПЗ и максимально прибыльная реализация продукции Компании[23].

ПАО «Роснефть» имеет ряд предприятий, которые обладают своими функциями и задачами, что позволяет сосредоточить штаб на выполнение задач и функций. Для обеспечения эффективного функционирования предприятия в структуру ПАО входят вспомогательные сервисные ООО «РН-Сервис», ООО «РН-Бурение», ООО ООО «РН Информ»,

ООО «РН-Учет», ООО«РН-Пожарная безопасность» и другие. Такой структуре проще управлять входящими и исходящими в ПАО «Роснефть» потоками и издержками.

Организационная структура ПАО «НК «Роснефть» представлена на рисунке И.1 приложения И.

3.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

3.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

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

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

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4000/250 ЭК-БМ.

В вышкомонтажные работы включается нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока (64,0 часа), на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 часа), на сборку вышки (305,5 часов), на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений (219,8 часов), на сборку оснований насосного блока (258,0 часов), на монтаж буровой установки (79,6 часов). Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часа или 45 суток [23].

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

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 96 часов или 4 суток [23].

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [24].

При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Учитывается время затраченное на все осуществляемые технологические операции и их составляющие, например, спуско-подъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (2):

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (2)$$

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

h – величина нормативной пачки, м.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (3) и (4):

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1св})}{60}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1св})}{60}, \quad (4)$$

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

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

$T_{1св}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

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

3.2.2. Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (5):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3689,07}{224,6} = 16,42 \text{ м/ч}, \quad (5)$$

где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (6):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{\text{СПО}}} = \frac{3689,07}{224,6 + 16,44} = 15,3 \text{ м/ч}, \quad (6)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле (7):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3689,07 \cdot 720}{543} = 4891,5 \text{ м/ст. мес}, \quad (7)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (8):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3689,07}{4} = 922,3 \text{ м}, \quad (8)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

3.2.3. Линейный календарный график выполнения работ

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

Количество работников вахт и обслуживающего персонала приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 543 часа или 22,6 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,4 суток. Линейный календарный график проведения работ по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

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

3.3. Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Расчет затрат на строительство скважины ведётся по сметным ценам 1984 года представленных в единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки на подготовительные работы, строительные и монтажные работы, бурение и испытание на продуктивность скважин [25].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016

года [26] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ. Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах И.2 и И.3 приложения И.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2018 года 222,89[27]. Сводная смета на строительство скважины представлена в таблице И.4 приложения И.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{301\,694\,981 - 10\,149\,070}{3689,07} = 79\,030 \frac{\text{руб}}{\text{м}}, \quad (9)$$

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

$П$ – плановые накопления, руб;

H – длина ствола скважины, м.

3.4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

В качестве новой внедряемой техники рассмотрен расширитель-калибратор Rhino АВ 7250-188,9-220,7. В сложенном состоянии данное устройство выступает в качестве калибратора с диаметром, соответствующим диаметру долота. В разложенном состоянии он применяется как расширитель, увеличивая диаметр скважины в процессе бурения. К его особенностям можно отнести универсальность, ремонтпригодность, а также высокие эксплуатационные характеристики. Рабочее состояние регулируется в процессе бурения изменением циркуляции. Для бурения интервала с расширенным участком ствола требуется проведения одной СПО, вместо двух в обычном

аналогичным долотом. Расчет эффективности внедрения новых расширителя для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет эффективности внедрения расширителя

№ п/п	Показатель	Долото PDC: БИТ 220,7 ВТ 613 СВ.323-01	Расширитель Rhino AB 7250- 188,9-220,7
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель+роторный	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2675	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	2024-3689	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	7000
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	10,5	
8	Цена долота в ценах 2018 г., руб	381600	1 300 000
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1665	
10	Количество долблений	$1665/3200 = 0,52$	$1665/7000 = 0,24$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$1665/25,5 = 65,29$	$1665/28 = 59,46$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$65,29 + 10,5 = 75,79$	59,46
13	Экономия времени, ч	$75,79 - 59,46 = 16,33$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381600*0,52 = 198432$	$1300000*0,24 = 312000$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$75,79*45825,4 = 3473107$	$59,46*45825,4 = 2724778$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$198432+2991941 = 3671539$	$312000+2724778 = 3036778$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$3671539-3036778 = 634761$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$634761/1665 = 381,3$	
20	Экономический эффект на долото	$381,3*7000 = 2\,667\,700$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$1\,300\,000 / 2\,667\,700 = 0,49$	

Анализируя полученные данные можно сделать следующие выводы:
экономия времени составляет 16,33 ч, экономия себестоимости метра проходки

составляет 381,3 руб, а окупаемость расширителя занимает полгода. Таким образом внедрение новой техники является экономически обоснованным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Кухаренко Егор Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт Ю₁¹) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровский район)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины:

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины:

1. Производственная безопасность

1.1. 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.

1.2. 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.

2. Экологическая безопасность

2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;

1. Экологическая безопасность:

2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:

- на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
- на гидросферу (сбросы, утечка

2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности.	горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу(отходы, нарушение естественного залегания пород); 2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Анализ возможных и часто встречающихся ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 3.2. Анализ превентивных мер в целях предупреждения ЧС и разработка мер по ликвидации ее последствий.	2.Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера (пожары и взрывы взданиях); – природного характера (лесныепожары); 3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Правовые нормы трудового законодательства; 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	3.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологическихизысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживаниярабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Кухаренко Егор Игоревич		

4. Социальная ответственность

4.1. Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины: 1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Механическое бурение; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; 2. Повышенные уровни шума; 3. Повышение уровня вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; Повреждения в результате контакта с живыми организмами.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; Пожаровзрывоопасность.	СП 52.13330.2011 [28] СНиП 2.04.05-91 [29] МР 2.2.7.2129-06 [30] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [31] ГОСТ 12.1.012-2004 (ССБТ) [32] ГОСТ 12.1.005-88 [33] ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [34] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [35] Р 3.5.2.2487-09 [36] РД 10-525-03 [37] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [38] ПП РФ №316 [39] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [40] РД 51-1-96 [41] ППРФ от 23.02.1994 №140 [42] РД 39-1.13-057-2002 [43] РД 08-254-98 [44]

4.1.1. Анализ возможных вредных 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 (Александровский 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.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [30]. Нормы приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

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

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [31] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают всебя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [32].

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [33] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 35.

Таблица 35 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [29]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [34].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [35] и приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Требования к освещению производственного объекта

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

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

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 [36].

4.1.2. Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При бурении наклонно-направленных скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора, включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП [35], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [37].

Поражение электрическим током

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

Непосредственными признаками электрических травм являются:

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

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

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ[38];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

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

Расположение рабочего места на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНПП[35] и включают всебя:

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

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения согласно ФЗ-123.

Основными причинами пожаров являются: искры, короткие замыкания, молнии, статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от ударамолнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме»[39].

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

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источниковвозгорания;
- испытание сосудов,работающихподдавлением,надавление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП)[35];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры итабличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасныхвеществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [40]:

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

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентилиацией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытойтаре, и применением искробезопасного инструмента.

4.2. Экологическая безопасность

4.2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице К.1 приложения К.

4.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

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 [41].

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 [42].

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 [43].

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.

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

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.

4.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [35]. 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 [44].

4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.4.1. 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 [45].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [46].

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» [47].

4.4.2. 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» [48].

- 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» [49]:

- 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 от операции, не требующей точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

При выполнении работы были изучены данные о месторождении, разработаны профиль и конструкция скважины, рассчитаны и обоснованы технологические процессы бурения и заканчивания, гидравлическая программа промывки, а также выбраны буровая установка, породоразрушающий инструмент, применяемое оборудование.

В разделах "Социальная ответственность" и "Финансовый менеджмент" рассмотрены сопутствующие процессу непосредственного бурения скважин вопросы: экологическая и производственная безопасность, сметная стоимость бурения и крепления скважины.

Также получила рассмотрение нетривиальная технология бурения на обсадных колоннах, с рассмотрением достоинств и сложностей в осуществлении.

Список публикаций студента

1. Антипов В. В. Классификация направлений модернизации винтового забойного двигателя / В. В. Антипов, Е. И. Кухаренко ; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 454-455].

2. Музыка электричества / В. В. Антипов [и др.] // Ресурсоэффективным технологиям - энергию и энтузиазм молодых : сборник научных трудов VI Всероссийской конференции, г. Томск, 22-24 апреля 2015 г. — Томск : Изд-во ТПУ, 2015. — [С. 465-467].

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
7. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. - <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).
8. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. - <http://www.semireche.ru>(Дата обращения 15.04.2018).
9. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. - <http://kngc.ru>(Дата обращения 15.04.2018).
10. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. - <http://www.pnmr.ru>(Дата обращения 15.04.2018).
11. Ясы [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru>(Дата обращения 15.04.2018).

12. Двигатели с регулятором угла типа ДРУ [Электронный ресурс]. - <http://rsbservice.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).
13. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2018).
14. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/>(Дата обращения 15.04.2018).
15. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. - <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2018).
16. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с
17. Сваб [Электронный ресурс].-<http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2018).
18. Пластоиспытатель [Электронный ресурс].-<http://www.bngf.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).
19. Фильтр скважинный [Электронный ресурс].-<http://www.tatpromfilter.ru/>(Дата обращения 15.04.2018).
20. Пакер для двухступенчатого и манжетного цементирования ПДМ [Электронный ресурс].-<http://inrul-bur.ru/equipment/pakery/pdm5/>(Дата обращения 15.04.2018).
21. Роснефть [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/> (дата обращения: 20.05.2018).
22. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
23. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 20.05.2018).
24. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

25. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

26. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2018 года».

27. 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.).

28. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

29. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование

30. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

31. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

33. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

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

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

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

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

38. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

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

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

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

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

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

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

45. "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.

46. 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".

47. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

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

49. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Приложение А

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Нефтяном месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - страна - область (край) - район	РФ Томская Александровский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-3,0 +38 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западные, северные
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20÷25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	низкая

Таблица А.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ДЭС
Теплоснабжение	-
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Каргасок (~50 км) Александровское (~225 км) Колпашево (~196 км)



Рисунок А.1 – Обзорная карта района ведения работ

Приложение Б

Геологические условия бурения

Таблица Б.1–Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернзости в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	
1	2	3	4	5	6
0	30	Четвертичная система	Q	0	1,3
30	180	Некрасовская серия	P _{3nk}	0	1,3
180	230	Чеганская свита	P _{3cg}	0	1,3
230	420	Люлинворская свита	P _{2ll}	0	1,3
420	450	Талицкая свита	P _{2tl}	0	1,3
450	600	Ганькинская свита	K _{2gn}	0	1,6
600	645	Славгородская свита	K _{2sl}	0	1,6
645	742	Ипатовская свита	K _{2ip}	0	1,6
742	762	Кузнецовская свита	K _{2kz}	0÷1	1,6
762	1647	Покурская свита	K _{1-2pk}	0÷1	1,6
1647	2253	Киялинская свита	K _{1kis}	0÷1	1,6
2253	2327	Тарская свита	K _{1tr}	0÷2	1,2
2327	2627	Куломзинская свита	K _{1klm}	0÷2	1,2
2627	2655	Баженовская свита	J _{3bg}	0÷2	1,2
2655	2736	Васюганская свита	J _{3vs}	0÷2	1,2

Таблица Б.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страти- графичес- кого подраз- деления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (пиз)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки глины	50 50	почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко- среднезернистые;
P _{3nk}	30	180	пески глины алевроиты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разномзернистых, иногда глинистых, алевроитов и серых песчано-алевроитистых глин;
P _{3cg}	180	230	глины пески	70 30	глины голубовато-зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P _{2ll}	230	420	глины	100	глины зеленовато-серые, жёлто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P _{1tl}	420	450	глины алевролиты	90 10	глины тёмно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита;
K _{2gn}	450	600	глины пески	90 10	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K _{2sl}	600	645	глины пески	90 10	глины серые с прослоями тонкозернистых песков;
K _{2ip}	645	742	пески песчаники глины	50 30 20	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконтовых и глин серых, алевроитистых, иногда опоковидных;
K _{2kz}	742	762	глины	100	глины серые, тёмно-серые, участками известковые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алевролитов;

1	2	3	4	5	6
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники алевролиты глины	50 30 20	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу – включения углистого детрита;
K _{1kis}	1647	2253	глины песчаники алевролиты	50 40 10	чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
K _{1tr}	2253	2327	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	песчанки мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты алевролиты песчаники	60 20 20	аргиллиты серые, участками слоистые, крепкие, алевроитистые, слюдистые; песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые, известковистые; алевролиты серые, разнозернистые, крепкие, с обуглившимися растительными остатками;
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	100	аргиллиты тёмно-серые до чёрных, битуминозные, плитчатые;
J _{3vs}	2655	2736	песчаники аргиллиты алевролиты	45 45 10	песчаники разнозернистые, от слабо- до крепкоцементированных, разной степени сортировки, слюдистые; аргиллиты тёмно-серые, иногда плитчатые, крепки; алевролиты серые, крепки;

Продолжение таблицы Б.2

Таблица Б.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кг/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	суглинки глины	2,3 2,2	35 10	0 0	80 100	0 0	- 10	1 5	10 4	Мягкая Мягкая
P _{3nk}	30	180	пески глины алевриты	2,1 2,3 2,3	25 10 30	1000 0 30	30-40 80 20	0 0 0	15 - 10	1 2 5	4 4 10	Мягкая Мягкая Мягкая
P _{3cg}	180	230	глины пески	2,2 2,0	10 25-30	0 1000	100 20	0 0	10 -	2 5	4 10	Мягкая Мягкая
P _{2ll}	230	420	глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	Мягкая
P _{2tl}	420	450	глины алевролиты	2,2 2,3	10 15	0 20-30	100 30-40	0 0	35 150	1 5	4 10	Мягкая Средняя
K _{2gn}	450	600	глины пески	2,2 2,1	20 18-25	0 0	90-100 10-20	0-10 0-3	30 -	1 1	4 10	Мягкая Мягкая
K _{2sl}	600	645	глины пески	2,2 2,1	18-20 16	0 10-15	90-100 5-20	0-10 0-3	25 -	1 1	4 10	Мягкая Мягкая
K _{2ip}	645	742	глины песчаники пески	2,2 2,2 2,1	16-18 16-22 18-25	0 10-500 1000-2000	90-100 5-20 5-20	0-10 0 0-3	25 130 -	1 1 1	4 10 10	Мягкая Средняя Мягкая
K _{2kz}	742	762	глины	2,2	10	0	90-100	0-5	35	2	4	Мягкая
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники глины алевролиты	2,2 2,1 2,3	22 16 16-18	0 0 15	20 100 30	3 3 3	135 30 60	5 5 2,5	10 4 6	Средняя Мягкая Средняя
K _{1kis}	1647	2253	глины алевролиты песчаники	2,4 2,4 2,2	10 14-16 22	0 0-10 10-900	100 20-30 20	3 3 3	28 60 150	1 1 1	4 6 10	Средняя Средняя Твёрдая
K _{1tr}	2253	2327	песчаники аргиллиты алевролиты	2,2 2,4 2,3	16-22 2 15	20-900 0 10	20 80 10-30	5 10 5	100 95 140	3,5 1 3	10 4 6	Средняя Средняя Твёрдая

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты алевролиты песчаники	2,4 2,3 2,2	2 15 16-20	0 10 10-200	80 40-60 20-50	10 5 10	95 140 100	3 3 3,5	4 6 10	Средняя Твёрдая Средняя
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	2,4	2	0	90-100	8	95	3	6	Средняя
J _{3vs}	2655	2736	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,3 2,4	15 5-10 2	10-100 0-10 0	20-30 30-40 60-80	0-5 0-5 0-3	230 140 95	2,5 2,5 2,5	10 6 6	Твёрдая Твёрдая Твёрдая

Таблица Б.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от	до	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			градус	источник
			кгс/см ² на м		ис-точ-ник	кгс/см ² на м		ис-точ-ник	кгс/см ² на м		ис-точ-ник					
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30		0,100	ПГФ		0,100	ПГФ	-	0,200	ПГФ	-	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3nk}	30	180	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3cg}	180	230	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	10	ПГФ
P _{2ll}	230	420	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	15	ПГФ
P _{2tl}	420	450	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	16	ПГФ
K _{2gn}	450	600	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	19	ПГФ
K _{2sl}	600	645	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	22	ПГФ
K _{2ip}	645	742	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	26	ПГФ
K _{2kz}	742	762	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	27	ПГФ
K _{1-2pk}	762	1647	0,100	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	51	ПГФ
K _{1kis}	1647	2253	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	70	РФЗ
K _{1tr}	2253	2327	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	72	РФЗ
K _{1klm}	2327	2627	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	74	РФЗ
J _{3bg}	2627	2655	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,155	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	79	РФЗ
J _{3vs}	2655	2736	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,155	0,155	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	85	РФЗ

Приложение В

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Таблица В.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (Б ₁ ¹ .Б ₁ ²)	2290	2300	поровый	770	2,1	до 25	-
J _{3vs} (Ю ₁)	2655	2695	поровый	760	20	50	-
Водоносность							
Q-P ₃	0	230	поровый	1000	-	-	Да. Минерализ. 0,3 г/л
K ₁₋₂	762	1647	поровый	1010	300	-	Нет. Минерализ. 13 г/л
K ₁	1647	2627	поровый	1011	10-100	-	Нет. Минерализ. 26 г/л
J3	2627	2660	поровый	1019	10-50	-	Нет. Минерализ. 33 г/л

Приложение Г

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P1-3	0	450	Поглощения	Интенсивность – 0,5-1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
K1-2pk	762	1647	Поглощения	Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
Q – P1-3	0	450	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1 сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K1-2	450	1647	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1 сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K1-2	762	1647	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций
K1	1647	2627	Водонефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций

Продолжение таблицы Г.1

J3– J1-2	2655	2660	Нефтеводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций
Q – P ₁₋₃	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K ₂ – K ₁₋₂	450	1647	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K _{1tr}	2253	2327	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин.

Приложение Д

Исследовательские работы

Таблица Д.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	2989	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
		Акустическая цементировметрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	
		Плотностная цементировметрия (ЦМ-8-12)		
450	3689	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
		Инклинометрия с совместной записью ГК		
		Стандартный каротаж зондами А2.0М0.5N, N6.0М0.5N, кавернометрия, резистивиметрия		
		БКЗ зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М0.5N, А0.5М2.0N, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ), ВИКИЗ		
		Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ,МЛМ)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	
		Акустическая цементировметрия (АКЦ с записью ФКД)		
		Плотностная цементировметрия (СГДТ- НВ)		
		ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации		
		Инклинометрия с записью ГК		
0	3689	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36
762	3689	Отбор шлама	Проводиться в зоне возможного ГНВП	Вибросито, гидроциклоны
2595	2605	Свабирование	Свабирование	КС-62

Приложение Е

Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Таблице Е.1 – Расчет на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_H , кгс/мм ²		Выполняется условие запаса прочности ($n>1,15$)			
$P_{кр}$, кгс/мм ²					
$P_{кр}/P_H$					
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1					
Σ					
Q _{КНБК} , кгс		Выполняется условие запаса прочности ($n>1,4$)			
K					
ΔP, кгс					
F _k , мм ²					
σ _T , кгс/мм ²					
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1					
Σ					
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
Ψ ⁺ / Ψ ⁻		Q _p , кгс		Ψ ⁺ / Ψ ⁻	
α		M _{иmax} , кгс·м		α	
μ		W, см ³		μ	
R, м			[σ], кгс/мм ²		
Q _K , кгс			σ _з , кгс/мм ²		
σ _p , кгс/мм ²					
Выполняется условие σ _з > [σ]					
В горизонтальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1					
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
Ψ ⁺ / Ψ ⁻			Q _p , кгс		
α			M _{иmax} , кгс·м		
μ			W, см ³		
R, м			[σ], кгс/мм ²		
Q _K , кгс			σ _з , кгс/мм ²		
σ _p , кгс/мм ²					
Выполняется условие σ _з > [σ]					
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной					

секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1					
Σ					
Q' _{тк} , кгс		Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м			
Q ^c _{тк} , кгс					
n					
q _м , кгс/м					
K _т					
K		Максимальная длина секции бурильных труб, м			
n					
F _к , мм ²					
σ _т , кгс/мм ²					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1					
Q' _{тк} , кгс		Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м			
Q ^c _{тк} , кгс					
n					
q _м , кгс/м					
K _т					
K		Максимальная длина секции бурильных труб, м			
n					
F _к , мм ²					
σ _т , кгс/мм ²					

Приложение Ж

Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений

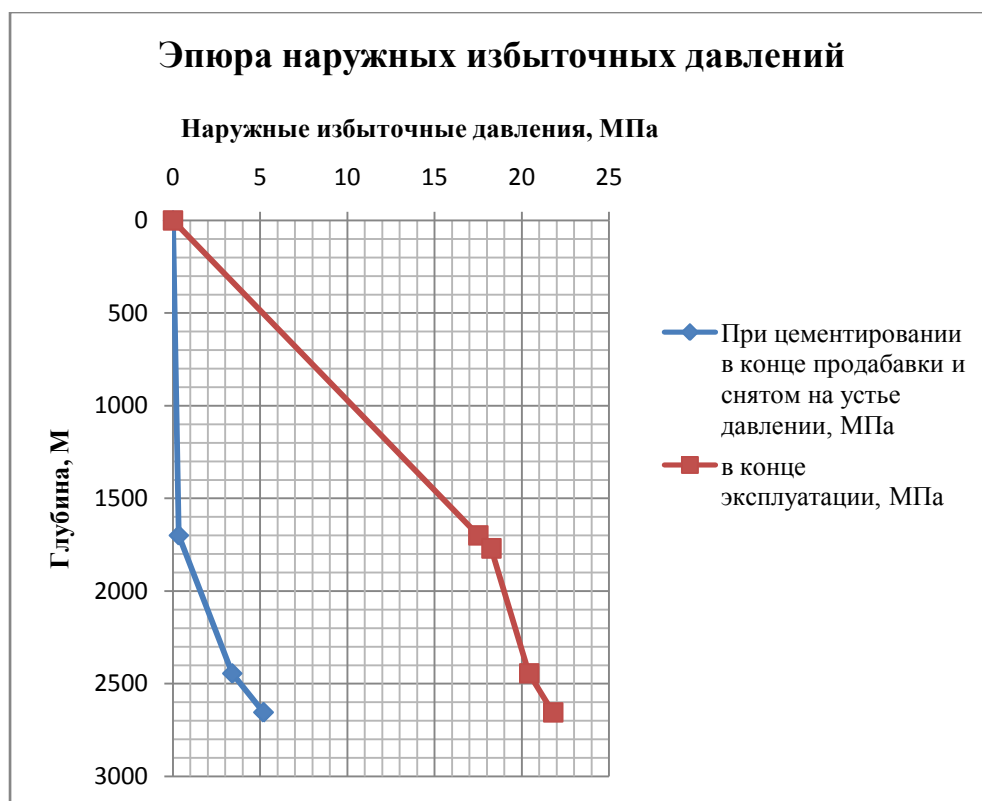


Рисунок Ж.1 – Эпюра наружных избыточных давлений



Рисунок Ж.2 – Эпюра внутренних избыточных давлений

Приложение И

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

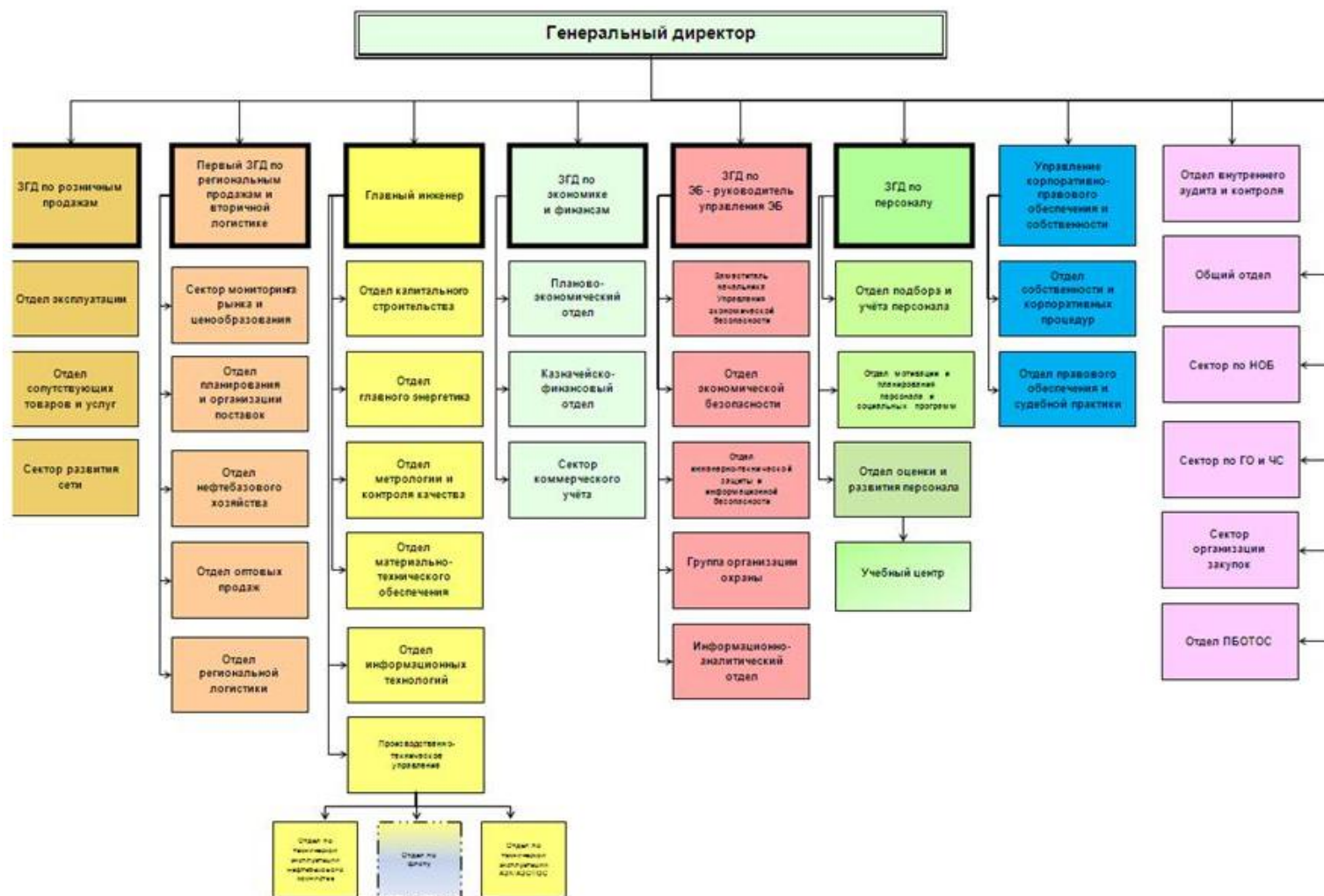


Рисунок И.1 – Организационная структура ПАО «НК «Роснефть»

Таблица И.1 - Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080,0
Подготовительные работы к бурению										96,0
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	III 490 М-ЦВ	0	50	400	0,02	50	0,14	1	0,12	1,12 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 24,24 1,43 0,3 29,42
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	III 393,7 М-ЦВ	50	450	750	0,03	400	0,19	12	1,85	13,85 2,0 2,56 0,24 0,43 0,69 0,6 53,04 4,96 3,1 0,8 82,27

Бурение под промежуточную колонну										100,31
Промывка (ЕНВ)										2,6
Наращивание (ЕНВ)										8,95
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	БИТ 295,3 ВТ 619 УСВ	450	2024	3200	0,06	1574	0,62	94,44	5,87	0,0
Установка и вывод УБТ за палец										0,0
Крепление (ЕНВ)										70,8
ПГИ (ЕНВ)										10,1
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,4
Смена вахт (ЕНВ)										1,3
Итого:										198,13
Бурение под эксплуатационную колонну										125,78
Промывка (ЕНВ)										3,0
Наращивание (ЕНВ)										9,46
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	БИТ 188,9 ВТ 613 УСВ	2024	3698	2900	0,07	1674	0,69	117,18	8,6	0,0
Установка и вывод УБТ за палец										0,0
Крепление (ЕНВ)										75,84
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,2
Смена вахт (ЕНВ)										1,6
Итого:										233,19
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Продолжение таблицы И.1

Таблица И.2– Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Промежуточная колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,91	0,6	82,92	4,18	577,64	5,24	724,12
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	24,88	-	173,29	-	217,24
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,05	0,72	0,6	8,64	4,18	60,19	5,24	75,46
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	2,59	-	18,06	-	22,64
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,64	0,6	151,72	4,18	1056,96	5,24	1324,99
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4	5732	0,05	71,65	0,6	45,52	4,18	5505,06	5,24	6901,08
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	-	-	4,18	938,83	5,24	1176,91
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	-	-	4,18	387,32	5,24	458,54
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-		-	-	-	4,18	1007,17	5,24	1262,58
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,05	0,5	0,6	5,34	4,18	37,20	5,24	46,64
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,05	0,4	0,6	4,5	4,18	31,52	5,24	39,51
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,05	7,5	0,6	89,7	4,18	624,83	5,24	783,28
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	4	182,1	0,05	5,4	0,6	64,8	4,18	451,15	5,24	565,55

Продолжение таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,05	1,7	0,6	20,4	4,18	141,79	5,24	177,74
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,05	5,02	0,6	60,24	4,18	416,67	5,24	526,10
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,05	0,3	0,6	3,3	4,18	23,12	5,24	28,98
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,05	8,5	0,6	101,6	4,18	707,63	5,24	887,08
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	1,4	102,54	7,00	527,8	54	4071,6	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,02	17,5	0,9	787,68	0,27	236,3	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,015	2,75	0,085	15,58	5,4	989,82	-	-
ПАА	т	215,6	-	-	0,016	3,45	0,08	17,25	3,3	711,48	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	0,2	196,6	1	983	-	-	-	-
ФХЛС	т	586,1	-	-	-	-	-	-	9	5274,9	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	7,94	2143,8	35,4	9558	21,6	171,5	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	-	-	2,4	2529,84	-	-
Минеральное масло	т	155,92	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	9495,5
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	т	1054,10	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,3
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,60	-	-	-	-	-	-	-	-	22,92	4551,9
BARABLOK	т	1491,20	-	-	-	-	-	-	-	-	0,76	1133,3
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9582,7		3295,68		13525,56		39080,67		40100,2
Затраты, зависящие от объема работ												
III 490 М-ЦВ	шт	3152,3	-	-	0,05	157,62	-	-	-	-	-	-
III 393,7 М-ЦВ	шт	2686,4	-	-	-	-	0,57	1531,3	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 619 UCS	шт	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,77	3781,16	-	-
БИТ 188,9 ВТ 613 UCS	шт	8845,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,69	6103,46
Rhino АВ 7250-177,8-215,9	шт	5567,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1391,88
Калибратор 393,7	шт	495,9	-	-	-	-	0,57	282,66	-	-	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61

Продолжение таблицы И.2

Транспортировка вахт, руб	смена	1268					
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0	254,57	1942,34	4026,4	7800,97
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9582,7	3550,25	15467,9	43107,07	47901,17
Всего по сметному расчету, руб	120878						

Таблица И.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Промежуточная колонна		Эксплуатационная колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	1,01	131,0	2,21	286,0	2,95	380,9	3,16	308,7
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,3	-	85,8	-	114,3	-	92,6
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	1,01	11,8	2,21	25,7	2,95	34,3	3,16	27,7
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,5	-	7,7	-	10,3	-	8,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	1,01	7,6	2,21	16,7	2,95	22,2	3,16	18,0
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	1,01	256,4	2,21	560,0	2,95	745,8	3,16	604,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	1,01	1453,3	2,21	3173,6	2,95	4226,5	3,16	3425,7
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	1,01	425,3	2,21	928,8	2,95	1237,0	3,16	1002,6
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	1,01	140,9	2,21	307,6	2,95	409,6	3,16	332,0
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	1,01	102,3	2,21	223,3	2,95	297,4	3,16	241,1
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	1,01	9,0	2,21	19,7	2,95	26,2	3,16	21,3
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	1,01	101,8	2,21	222,4	2,95	296,1	3,16	240,0
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	1,01	171,7	2,21	374,9	2,95	499,3	3,16	404,7
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	1,01	18,7	2,21	40,7	2,95	54,3	3,16	44,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	1,01	34,4	2,21	75,1	2,95	100,0	3,16	81,1
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,4	5	41,1

Башмак колонный БКП-426 ОТТМ	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
------------------------------	----	------	---	------	---	---	---	---	---	---

Башмак колонный БКП-324 ОТТМ	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-245 ОТТМ	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5		
Башмак колонный БКП-140 ОТТМ	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-2-324/394	шт	32,5	-	-	8	260	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-2-245/295	шт	25,4	-	-	-	-	40	1016	-	-
Центратор ЦПН-178/245	шт	18,7	-	-	-	-	-	-	40	748
Центратор ЦПН-178/216	шт	18,7	-	-	-	-	-	-	30	561
Центратор ЦПН-140/189	шт	15,5	-	-	-	-	-	-	25	387,5
ЦКОД-426 ОТТМ	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-426	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Трубулизатор ЦТЖ-324/380	шт	24,1	-	-	4	96,4	-	-	-	-
Трубулизатор ЦТЖ-245/285	шт	20,6	-	-	-	-	20	412	-	-
Трубулизатор ЦТЖ-178/207	шт	14,2	-	-	-	-	-	-	10	142
ПДМ5 178-1	шт	4890	-	-	-	-	-	-	1	4890
ФСППЦГН 140	шт	1520	-	-	-	-	-	-	1	1520
Головка цементируочная ГЦУ-426	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-324-341	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-178	шт	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат зависящих от времени, руб	-	-	7207,56		10434,05		13074,22		17843,9	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10,1	м	48,26	50	2413	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324х9,5	м	37,21	-	-	450	16744,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	-	-	2024	57744,72	-	-
Обсадные трубы 178х8,1	м	29,31	-	-	-	-	-	-	1289	37780,59
Обсадные трубы 178х8,1	м	23,53	-	-	-	-	-	-	1200	28236
Обсадные трубы 178х9,2	м	25,61	-	-	-	-	-	-	500	12805

Продолжение таблицы И.3

Продолжение таблицы И.3

Обсадные трубы 140х7,7	м	19,64	-	-	-	-	-	-	700	13748
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	1,75	46,97	25,67	688,98	74,88	2009,78	-	-
Портландцемент тампонажный ПЦТ- II-100	т	28,68	-	-	-	-	-	-	8,13	233,17
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III О6(4-6)-100	т	19,84	-	-	-	-	-	-	3,08	61,12
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	12	72,12
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6	1,5	54,6
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	18	662,4
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	4	147,2
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3	3	112,56
Транспортировка вахт, руб	1268									
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	4368,51		21027,85		65040,57		96715,44	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	187152,38									
Всего по сметному расчету, руб	235712,1									

Таблица И.4 - Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2018 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	17 607 641
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 755 812
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	511 533
	Итого по главе 1	93 656	20 874 986
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	39 673 083
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 530 024
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 099 285
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	373 118
	Итого по главе 2	204 924	45 675 510
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	120878	26 942 497
3.2	Крепление скважины	235712	52 537 878
	Итого по главе 3	356 590	79 480 345
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 128 707
4.2	Консервация скважины	6 872	1 531 700
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 800 951
	Итого по главе 4	28 989	6 459 129
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизическиеработы, 11% от глав 3 и 4	42414	9 453 656
	Итого по главе 5	42 414	9 453 656
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 595 661
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 661 975
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 822 663
	Итого по главе 6	58 677	13 078 517
	ИТОГО прямых затрат	785 250	175 024 373
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	196313	34 946 981
	Итого по главе 7	196 313	34 946 981

1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	78 525	10 149 070
	Итого по главе 8	78 525	10 149 070
	ИТОГО по главам 1-8	1 060 088	220 120 424
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	259 722	5 930 747
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	46 644	1 181 692
9.3	Северные надбавки 2,98%	31 591	6 351 298
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	-
9.6	Транспортировка керна	-	-
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	-
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	337 957	37 782 637
	ИТОГО по гл 1-9	1 398 045	252 903 061
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 121	441 168
	Итого по главе 10	2 121	441 168
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	70 009	2 329 484
	Итого по главе 11	70 009	2 329 484
	ИТОГО	1 470 175	255 673 713
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	255 673 713	
	НДС (18%)	46 021 268	
	ВСЕГО с учетом НДС	301 694 981	

Продолжение таблицы И.4

Приложение К

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2. Соблюдение нормативов отвода земель; 3. Рекультивация земель.
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах

Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
-------------------	--	--

Приложение Л

Таблица Л.1 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

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	50	50	490	-	1,3	12,26
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 8,17
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 29,51
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 38,73
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 14,76
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					
50	450	400	393,7	406	1,3	69,77
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 5,76
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 47,48
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 144,55
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 200,03
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 14,76
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 185,27
Промежуточная 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					
450	2024	1574	295,3	304	1,6	205,69
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 23,97
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 148,22
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 10,15
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 416,37
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 598,71
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 598,71

Комбинированная экспл. 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					
2024	3689	1665	220,7/188,9	225	1,25	151,95
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 25,41
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 114,79
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 18,45
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 308,91
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 467,55
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 467,55

Таблица Л.2–Результаты расчеты потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление 38,73 м ³		Кондуктор 185,27 м ³		Тех. колонна 598,71 м ³		Эк. колонна 467,55 м ³		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	25	17,4	1	83,4	4	269,4	11	-	-	370,2	15
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	1355,6	2	6485	7	53884	54	-	-	61725	62
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	193,7	8	925,4	37	5388	216	-	-	6507	260
ПАА	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	15,5	1	74,1	3	3292,9	132	-	-	3383	135
ФХЛС	Снижение вязкости	25	-	-	-	-	8980,7	360	-	-	8980,7	360
Электролит NaCl	Предотвращение набухания глин, растворения солей	1000	-	-	-	-	59871	60	-	-	59871	60
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	210	-	-	-	-	2394,8	12	-	-	2394,8	12
Пеногаситель Пента-465	Предотвращение пенообразования	170	-	-	-	-	119,7	1	-	-	119,7	1
Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	Нейтрализация ионов Ca ²⁺ и Mg ²⁺	25	32,9	2	157,5	7	508,9	21	-	-	699,3	28
Минеральное масло	Дисперсионная среда	200	-	-	-	-	-	-	327285	1637	327285	1637
Вода	Дисперсная фаза	200	-	-	-	-	-	-	233775	1169	233775	1169
Хлористый кальций	Плотность и ингибирование	1000	-	-	-	-	-	-	23378	24	23378	24
Известь	Щелочность, источник Ca ²⁺	1000	-	-	-	-	-	-	9351	10	9351	10
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	ПАВ, эмульгатор	200	-	-	-	-	-	-	9351	47	9351	47

Продолжение таблицы

Асфальтит BARABLOK	Контроль фильтрации	1000	-	-	-	-	-	-	4676	5	4676	5
Органофильная глина GELTONE	Структурообразователь	1000	-	-	-	-	-	-	4676	5	4676	5
Дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT	Гидрофобизатор твердой фазы	200	-	-	-	-	-	-	2338	12	2338	12
CaCO ₃ 150 мкм	Кольматант, утяжелитель	1000	-	-	-	-	-	-	86965	87	86965	87
Барит	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	7940	8	32793	33	-	-	-	-	40733	41

Приложение М

Компоновка бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Приложение Н
Геолого-технический наряд