

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, Каргасокский район)»

УДК 622.243.23:622.243.24:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Антипов Виктор Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

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
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Антипов Виктор Валерьевич

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, Каргасокский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> Геологические условия бурения Особые условия бурения: – Интервал отбора керна: - Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м Отход / длина горизонтального участка ствола: 1100 метров / 700 метров Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2675 метров Диаметр эксплуатационной колонны: 178x140 мм Диаметр долота для бурения под секцию 140 мм: 188,9 мм Тип бурового раствора при бурении под комбинированную колонну: РУО Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый Конструкция забоя (выбрать): фильтр Способ освоения скважины: свабирование/кислотная обработка
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> Общая и геологическая часть <ol style="list-style-type: none"> Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ Геологические условия бурения Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) Зоны возможных осложнений Исследовательские работы Технологическая часть <ol style="list-style-type: none"> Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 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 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 2.6. 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, старший преподаватель
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Антипьев Виктор Валерьевич		

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:	
--	--

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
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

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., 50 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, увеличение износостойкости резины эластомера.

В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной глубиной 2675 метров на нефтяном месторождении. Также была произведена оценка влияния выдержки резины эластомера винтового забойного двигателя в соляном растворе на её износостойкость.

В результате исследования выявлено, что выдержка резины эластомера винтового забойного двигателя в растворах солей положительно влияет на её износостойкость. Также была разработана экспериментальная установка.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной диаметрами 139,7 и 177,8 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.

В будущем планируется продолжить исследования повышения износостойкости резины эластомера обработкой её в соляном растворе.

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. - свыше; 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	11
1.Общая и геологическая часть	12
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	12
1.2.Геологические условия бурения.....	12
1.3.Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....	12
1.4.Зоны возможных осложнений	13
1.5.Исследовательские работы	13
2.Технологическая часть.....	13
2.1.Обоснование и расчет профиля скважины.....	13
2.2.Обоснование конструкции скважины.....	16
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	16
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
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	22
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 объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	38
2.4.2.3.Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной 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
2.4.3.Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин	42
2.5.Выбор буровой установки.....	44
2.6.Специальная часть	45
3.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
3.1.Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ПАО «НК «Роснефть»	56
3.2.Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	57
3.2.1.Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	57
3.2.2.Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	59
3.2.3.Линейный календарный график выполнения работ	59
3.3.Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....	60
3.4.Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	61

4. Социальная ответственность	65
4.1. Производственная безопасность	65
4.1.1. Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	65
4.1.2. Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
4.2. Экологическая безопасность	71
4.2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	71
4.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.....	72
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
4.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	73
4.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	74
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
4.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	74
4.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	74
Заключение	76
Список публикаций студента	77
Список использованных источников.....	78
Приложение А.....	82
Приложение Б	84
Приложение В.....	89
Приложение Г	90
Приложение Д.....	92
Приложение Е.....	93
Приложение Ж.....	95
Приложение И.....	96
Приложение К.....	107
Приложение Л.....	108
Приложение М.....	112
Приложение Н.....	113

Введение

В настоящее время нефть и газ являются одними из важнейших природных ресурсов. Они применяются в качестве источников энергии, а также в качестве сырья для продуктов различных отраслей промышленности: каучуки, масла, смазки, пластмассы, лечебные и косметические средства и многое другое.

Однако в связи с истощением большинства эксплуатируемых месторождений приходится применять новые способы поиска, бурения, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых объектов. Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа, потому что качество скважины в большей степени определяет, сколько возможно будет добыть сырья.

В бурении постоянно внедряются новые технологии и происходит усовершенствование уже имеющихся, но несмотря на все плюсы их применение должно быть обосновано экономически. Чтобы добиться максимального экономического эффекта, нужно учитывать опыт строительства скважин в схожих геологических условиях, применять наиболее доступные и передовые технологии, а также использовать методы, которые позволят максимизировать добычу.

В данной работе представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтяном месторождении с учётом перспектив и опыта развития нефтегазовой отрасли.

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 всё разрезе отсутствуют. Но исходя из расчёт глубины спуска кондуктора, а также для предотвращения осыпей, обвалов, прихватов запроектирован спуск промежуточной колонны. 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 2 нефтегазоносными и 4 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации нижнего продуктивного пласта 2655-2695 м, так как он имеет наибольший ожидаемый дебит. При бурении скважин перекрывает все флюидонасыщенные пласты, поэтому возможно их дальнейшая эксплуатация.

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 прихватоопасные 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 прихватоопасными 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 – 1100 метров, глубина по вертикали – 2675 метров, горизонтальный участок длиной 700 метров) наилучшим решением для вывода основного ствола скважины в требуемую точку является проектирование пятиинтервального профиля скважины.

Профиль включает вертикальный участок, интервал набора угла, интервал стабилизации, интервал набора угла для входа в пласт, участок добора угла для выхода на проектную глубину и небольшой горизонтальный участок для достижения проектной протяжённости горизонтального участка. 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 30 градусов.

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

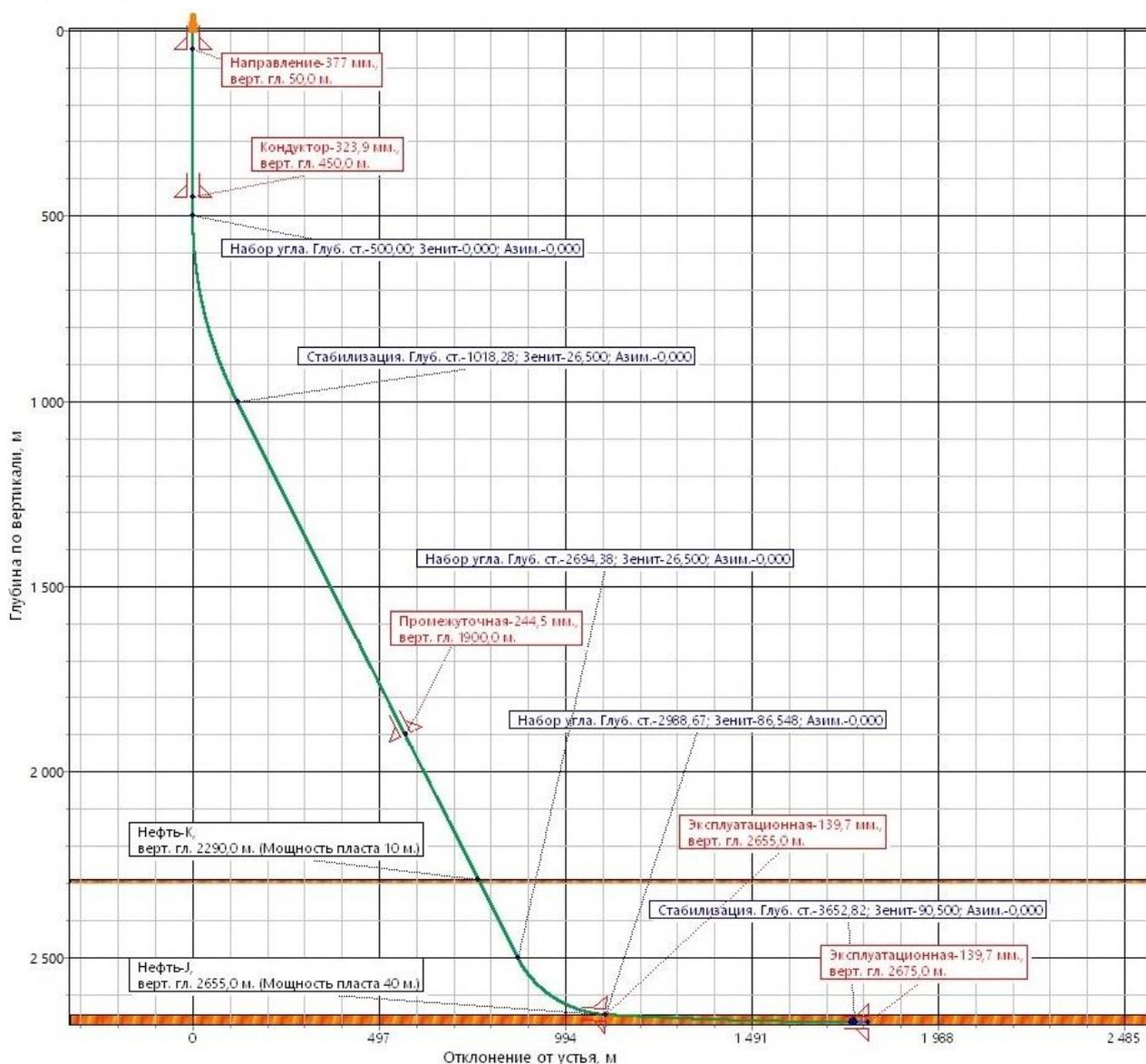


Рисунок 1 – Профиль скважины

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 скважины 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 того, что коллектор является поровым, неоднородным литологически, а также является неустойчивым, выбирается конструкция забоя для предупреждения выноса песка. Но так как по условию работ необходимо провести свабирование/кислотную обработку, а также конструкция забоя должна включать фильтр и состоять из комбинированной эксплуатационной колонны, то целесообразно использовать перфорированную нижнюю секцию эксплуатационной колонны диаметром 139,7 мм в интервале продуктивного пласта и прибегнуть к манжетному цементированию с использованием необходимого комплекса оборудования на уровне кровли пласта. Это обеспечит предотвращение выноса песка, позволит снизить загрязнение продуктивного пласта и облегчит его освоение. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

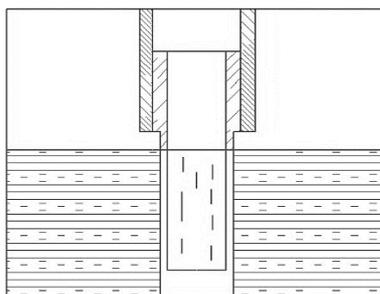


Рисунок 2 – Конструкция забоя открытого типа

Чтобы предотвратить вынос песка, применяется фильтр скважинный проволоочно-щелевой с гравийной набивкой ФСПЩГН [19]. Для проведения манжетного цементирования запроектирован заколонный гидравлический пакер ПДМ5 178-1. С помощью данного пакера цементируется интервал от кровли продуктивного пласта до интервала перекрытия башмака предыдущей колонны на 150-250 м [20].

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Из анализа совмещенного графика давлений следует, зон несовместимых по условиям бурения нет. Для предотвращения осложнений и исходя из условия недопущения гидроразрыва под башмаком предыдущей колонны при вскрытии продуктивного пласта проектируется двухколонная конструкция скважины. Совмещённый график давлений представлен в таблице 2.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 м, поэтому спуск направления спроектирован на глубину 50 м. Расчётное значение глубины спуска кондуктора составляет 1610 м. Для предотвращения осложнений после бурения участка набора зенитного угла его необходимо закрепить промежуточной колонной, спущенной на глубину 1900 м, перед началом бурения нового участка набора зенитного угла на участке стабилизации. Глубина спуска колонны выбрана для недопущения гидроразрыва пород под башмаком предыдущей колонны при ГНВП, а также по причине того, что до глубины 1647 м возможны различные осложнения. Исходя из этого спуск кондуктор проектируется на глубину 450 м в вертикальном участке. Глубина спуска комбинированной колонны задана условиями и составляет 2675 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. В случае использования комплекса манжетного цементирования нижний уровень тампонажного раствора ограничивается расположением манжеты. Цементирование промежуточной колонны производится на всю длину для упрощения контроля за цементированием и улучшением качества крепления.

Таблица 2 – Совмещённый график давлений

Глубина по вертикали, м	Давление		Индекс стратиграфического подразделения	Характеристика давлений пластового, гидроразрыва и бурового раствора, МПа/м												Градиент давления		Минимальная плотность раствора, кг/м ³	Схема конструкции скважины
	Пластовое, МПа	Гидроразрыва, М		0,0	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	Пластового	Гидроразрыва			
1	2	3	4	5												6	7	8	9
0	0	0	Q													0,01	0,02	1121	
100	1	2	P _{3нк}																
200	2	4	P _{3сч}																
300	3	6	P _{2п}																
400	4	8	P _{2т}																
500	5	10	K _{2qn}																
600	6	12	K _{2sl}																
700	7	14	K _{2in}																
800	8	15,8	K _{1-2pk}																
900	9	17,6																	
1000	10	19,4																	
1100	11	21,2																	
1200	12	23																	
1300	13,01	24,8																	
1400	14,02	26,6																	
1500	15,03	28,4																	
1600	16,04	30,2																	
1700	17,05	32																	
1800	18,06	33,8	K _{1kis}																
1900	19,07	35,6																	
2000	20,08	37,4																	
2100	21,09	39,2																	
2200	22,1	41																	
2300	23,11	42,8																	
2400	24,12	44,5																	
2500	25,14	46,2																	
2600	26,2	47,9																	
2675	26,98	48,9		J _{3bq}															
			J _{3vs}																
				0,0102	0,017	1079	2655 2989												
				0,0101	0,018	1077	1700 1801												
				0,01	0,02	1121	50 50												
				0,0155	0,0155		2675 3689												

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. Исходный диаметр долота эксплуатационной колонны $D_{э.к.н}$ задан заданием 188,9 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 3 представлена конструкция скважины.

Таблица 3 – 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	50	30	50	0-50	0-50	426	490
Кондуктор	450	450	450	450	0-450	0-450	323,9	393,7
Промежуточная колонна	1610	1900	1699,9	2024	0-1900	0-2024	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна 2 секция	2655	2655	2989	2989	1700-2655	1801-2989	177,8	220,7
Эксплуатационная колонна 1 секция	2675	2675	3689,07	3689,07			139,7	188,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}=8$ МПа.

Таким образом, проектируемая обвязка имеет следующий шифр ОУС2-210-178-245-324 ОТТМ ХЛ, предназначенная для обвязки трёх колонн диаметрами 178, 245, 324 мм с максимальным рабочим давлением 21 МПа.

Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под промежуточную колонну диаметром 295,3 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: ОП5-350/80х21, 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 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по вертикали, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-450	Кондуктор	Роторный
450-2024	Промежуточная колонна	Винтовой забойный двигатель + роторный
2024-3689	Эксплуатационная колонна	Винтовой забойный двигатель + роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 490 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 шарошечного долота 393,7 мм, т.к. оно дешевле долота с режцами PDC.

Бурение интервала под промежуточную колонну выполняется с помощью долота PDC 295,3 мм, т.к. это долото обеспечит более высокую МСП в данном интервале с мягкими и средними породами.

Бурение интервала под эксплуатационную колонну выполняется с помощью долота PDC диаметра 188,9 мм с раздвижным гидравлическим расширителем диаметра 220,7 мм. Это позволит избежать дополнительных спуско-подъемных операций на участке 1900-2655 м по вертикали, а также даст возможность спустить комбинированную эксплуатационную колонну на заданную глубину.

Таблица 5 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-450	450-2024	2024-3689
Шифр долота		Ш 490 М-ЦВ	Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 619 УСВ	БИТ 188,9 ВТ 613 УСВ
Тип долота		Шарош	Шарош.	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	188,9
Тип горных пород		М	М	С	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-171	3-152	3-117
	API	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/3 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,63	0,53	0,4	0,35
Масса, кг		300	180	100	40
G, кН	Рекомендуемая	212-240	113-216	25-96	25-80
	Предельная	170-300	90-270	20-120	20-100
n, об/мин	Рекомендуемая	50-480	50-480	100-336	75-176
	Предельная	40-600	40-600	80-420	60-220

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

В таблице 6 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 разгрузить, чтобы предотвратить отклонение ствола скважины от вертикального положения. Для бурения интервалов под кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны нагрузка выбирается согласно методике. Для бурения интервалов под промежуточную и эксплуатационную колонны нагрузка близка к максимально допустимой. Это обусловлено тем, что используются долота с резцами PDC.

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-450	450-2024	2024-3689
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/мм}^2$	0,125	0,375	0,518	1,2
$D_{д}, \text{см}$	49	39,37	29,53	18,89
η	1	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,1	0,3	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	300	270	120	100
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	50	110	30	65
$G_2, \text{кН}$	49	39	87	70
$G_3, \text{кН}$	240	216	96	80
$G_{проект}, \text{кН}$	ВИ	110	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 7 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-450	450-2024	2024-3689
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$	3	3	1,5	1,5
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953
	мм	490	393,7	295,3
$\tau, \text{ мс}$	6	6	-	-
z	26	24	-	-
α	0,9	0,7	0,6	0,4
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$	116	146	97	152
$n_2, \text{ об/мин}$	250	270	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$	790	681	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	120	150	100	150

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для бурения интервала под промежуточную 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 и бурение горизонтального участка. Данные по

проектированию параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	0-450	450-2024	2024-3689
Исходные данные					
D _д	м	-	-	0,2953	0,1889
	мм	-	-	295,3	188,9
G _{ос} , кН		-	-	90	70
Q, Н*М/кН		-	-	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	-	251	161
M _р , Н*М		-	-	3472	1786
M _о , Н*М		-	-	148	95
M _{уд} , Н*М/кН		-	-	37	24

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 9.

Таблица 9 – 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	450- 1900	240	9	2466	30-60	100-120	20	250
ДРУ-172 7/8.54	1900- 2675	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 10.

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 10– Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-450	450-2024	2024-3689
Исходные данные				
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,1889
K	0,65	0,55	0,4	0,35
K_k	1,3	1,3	1,6	1,3
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,125	0,1
V_m , м/с	40	35	28	15
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,229	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	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,4	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,1	1,1	1,1	1,18
ρ_n , г/см ³	2,23	2,19	2,2	2,35
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	159	87	44	13
Q_2 , л/с	505	280	161	34
Q_3 , л/с	265	152	90	18
Q_4 , л/с	116	73	49	12
Q_5 , л/с	-	57	32	32
Q_6 , л/с	-	-	30-60	19-38
Q , л/с	72	64	36	32

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 11.

Таблица 11- Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-450	450-2024	2024-3689
Исходные данные				
Q ₁ , л/с	159	87	44	13
Q ₂ , л/с	265	152	90	18
Q ₃ , л/с	505	280	161	34
Q ₄ , л/с	116	73	49	12
Q ₅ , л/с	-	57	32	32
Q ₆ , л/с	-	-	40	30
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	65-80	57-87	32-49	13-32
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	72	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
ρ _{бр} , кг/м ³	-	-	1,15	1,12

Запроектированные значения попадают в область допустимого расхода бурового раствора, и при этих значениях будет обеспечиваться вынос шлама, эффективная очистка забоя и создание противодействия на стенки скважины для предотвращения осыпей и обвалов. Для интервалов под промежуточную и эксплуатационную колонны выбор расхода обусловлен применением ВЗД, а также гидравлической программой. Выбор расхода под направление и кондуктор обусловлен гидравлической программой и опытом строительства скважин, так как увеличение расхода приведёт к размыву стенок, увеличению нагрузки на оборудование и лишь незначительному увеличению скорости бурения.

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 12 представлено проектирование КНБК по интервалам бурения.

Таблице 12 – Проектирование КНБК по интервалам бурения.

№ п/п	Интервал по вертикали, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	Фильтр	-	-	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			ПК – 127х9,19 М	729	22,82	
			Переводник П – 133/171	70	0,55	
			УБТС2 – 229х90 Е	7098	26	
			Переводник М – 171/171	75	0,56	
			Ш 490 М-ЦВ	300	0,63	
Σ				8197	50	
2	50	450	Фильтр	-	-	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			ПК – 127х9,19 М	11917	373	
			УБТ – 178х80 Е	1404	9	
			Переводник П – 133/161	65	0,52	
			УБТС – 203х80 Е	1935	9	
			Переводник П – 161/171	70	0,54	
			УБТС – 229х90 Е	15288	56	
			Калибратор КЛС – 393,7	600	1,3	
Σ				31459	450	
3	450	2024	Фильтр	-	-	Бурение участка набора зенитного угла, бурение участка стабилизации, проработка ствола перед спуском промежуточной колонны
			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 2.1 178 мм с ЭМ каналом связи	853,6	7,76	

Продолжение таблицы 12

			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	
4	2024	3689	Фильтр	-	-	Бурение участка набора зенитного угла, бурение участка с гидравлическим расширителем, бурение горизонтального участка, 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 мм с ЭМ каналом связи	1403	9,35	
			ЗТС MWD 172 мм с ГК каналом	610	5,55	
			Клапан обратный КОБ 155-3-133	43	0,375	
			Забойный двигатель ДРУ – 172	1141	9,75	
			Расширитель-калибратор Rhino АВ 7250	1042	0,93	
			БИТ 188,9 ВТ 613 УСВ	40	0,35	
			Σ	131822	3689	

В интервале бурения под эксплуатационную колонну предусмотрен расширитель-калибратор гидравлический. Его наличие обусловлено спуском комбинированной эксплуатационной колонны, первая секция которой находится в горизонтальном участке, а вторая начинается от кровли продуктивного пласта. Бурение с расширителем проводится до кровли продуктивного пласта, после чего расширитель складывается и выступает в роли калибратора. 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 эксплуатационную и промежуточную 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. Для бурения данного интервала применяется полимер-глинистый раствор. При бурении глины и суглинки могут частично переходить в раствор и увеличивать вязкость и СНС.

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.

Промежуточная колонна. Бурение интервала под промежуточную колонну осуществляется преимущественно в глинах. В данном интервале возможны поглощения, прихваты, осыпи и обвалы. Для борьбы с осложнениями проектируется ингибирующий буровой раствор. Его применение позволит избежать набухания глин и беспрепятственно бурить участки набора угла и стабилизации. Для снижения трения применяются смазочные добавки.

Эксплуатационная колонна. Заданием определён РУО при вскрытии продуктивного пласта. Однако при бурении второго участка набора угла встречается ещё один нефтенасыщенный пласт. Поэтому 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 АКР 270 [15].

В таблице 13 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	P _{пл} , МПа	H, 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	2024	1,1	19,11	1900	9,81	1077	2260			
2024	2989	1,05	26,77	2655	9,81	1079	2400			
2989	3689,07	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	2024	1,15	10-40	20-60	40-60	<6	8-10	<0,5	50-90	12-35
2024	2989	1,12	6-12	10-30	60-100	<2	8-10	<0,5	15-40	20-40
2989	3689,07	1,12	6-12	10-30	60-100	<2	8-10	<0,5	15-40	20-40

В таблице 14 представлено описание компонентного состава бурового раствора

Таблица 14 - 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

Продолжение таблицы 14

450	2024	Полимер-глинистый ингибирующий раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, ПАА, NaOH, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, NaCl, ФХЛС, Пента-465, Барит, смазка
2024	3689,07	Раствор на углеводородной основе Enviromul (УВ/вода – 80/20) Техническая вода, Минеральное масло, CaCl ₂ , CaCO ₃ , Известь, Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL, Асфальтит BARABЛОК, Органофильная глина GELTONE, Дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT

На рисунке 3 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

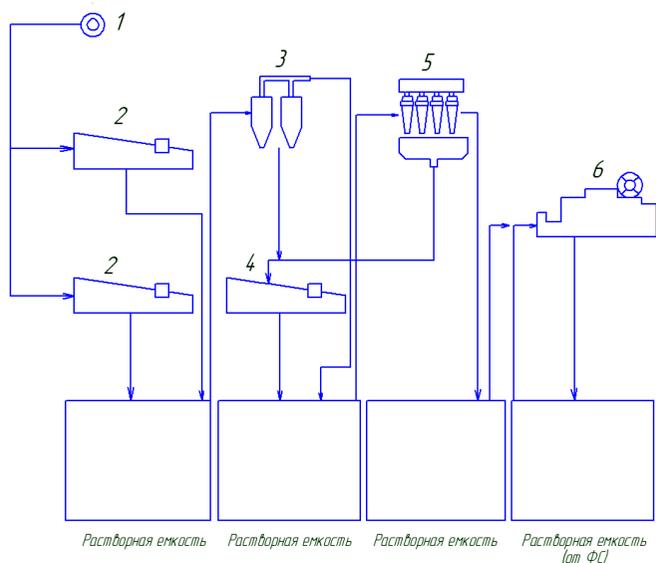


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Акрос Falcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon 3; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос АКР – 363

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.

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 15-17.

Таблица 15 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,276	0,038	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	0	-	99,6	0
Под кондуктор									
50	450	БУРЕНИЕ	0,351	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	12	70,7	231,1
Под промежуточную колонну									
450	2024	БУРЕНИЕ	0,371	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	94,3	217,5
Под эксплуатационную колонну с расширителем 220,7 мм и долотом 188,9 мм									
2024	2989	БУРЕНИЕ	0,924	0,08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	80,4	131,4
Под эксплуатационную колонну со сложным расширителем долотом 188,9 мм									
2989	3689	БУРЕНИЕ	1,527	0,114	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83,8	148,6

Таблица 16 - 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	
От (верх)	До (низ)										
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	125	36	72
50	450	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	150	280	1	125	32	64
450	2024	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	245	1	125	36	36
2024	2989	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	150	280	1	120	30,72	30,72
2989	3689	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	150	280	1	125	32	32

Таблица 17 - 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	50	БУРЕНИЕ	17,9	0	0	7,9	0,1	10
50	450	БУРЕНИЕ	85,9	34,9	0	40,4	0,6	10
450	2024	БУРЕНИЕ	216,2	60,4	65,9	74,9	5	10,0
2024	2989	БУРЕНИЕ	214,3	42,8	67,2	78,6	15,8	10,0
2989	3689	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 18.

Таблица 18 – 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

I 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.

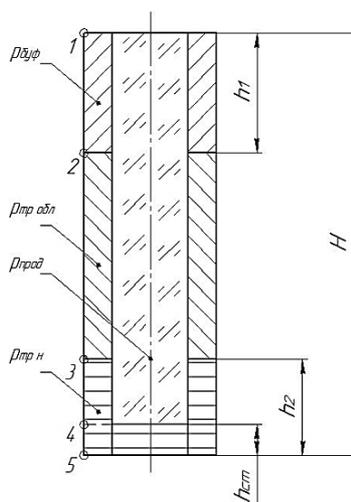


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 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 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.

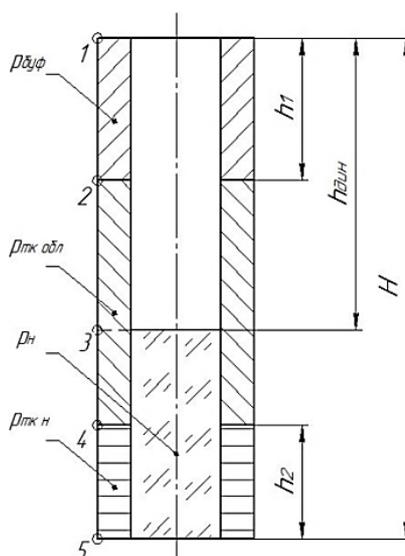


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 20 – 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

1 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 21 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора [2].

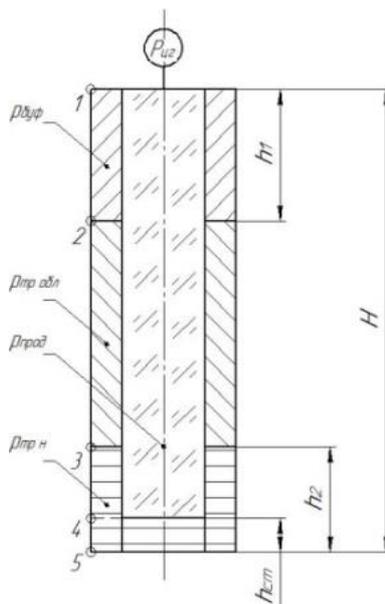


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 21 – 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).

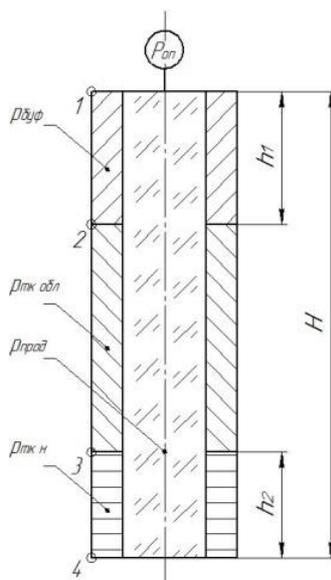


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

В таблице 22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 22 – 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 23 [2].

Таблица 23 – 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 24 [2].

Таблица 24 – Объём тампонажной смеси и количество компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объём тампонажного раствора, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	7,5	ПЦТ - I - 100	10396	5,03
		НТФ	3,1	
$\rho_{тробл}=1450 \text{ кг/м}^3$	19,82	ПЦТ - III - Об (4) - 100	15474	16,17
		НТФ	8,1	

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 25 [2].

Таблица 25 – 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	4,3	1050	4,3	МБП-СМ	300/12
Буферная 2	17,2	1050	17,2	МБП-МВ	258/11
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 цементирование скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементовочного оборудования

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

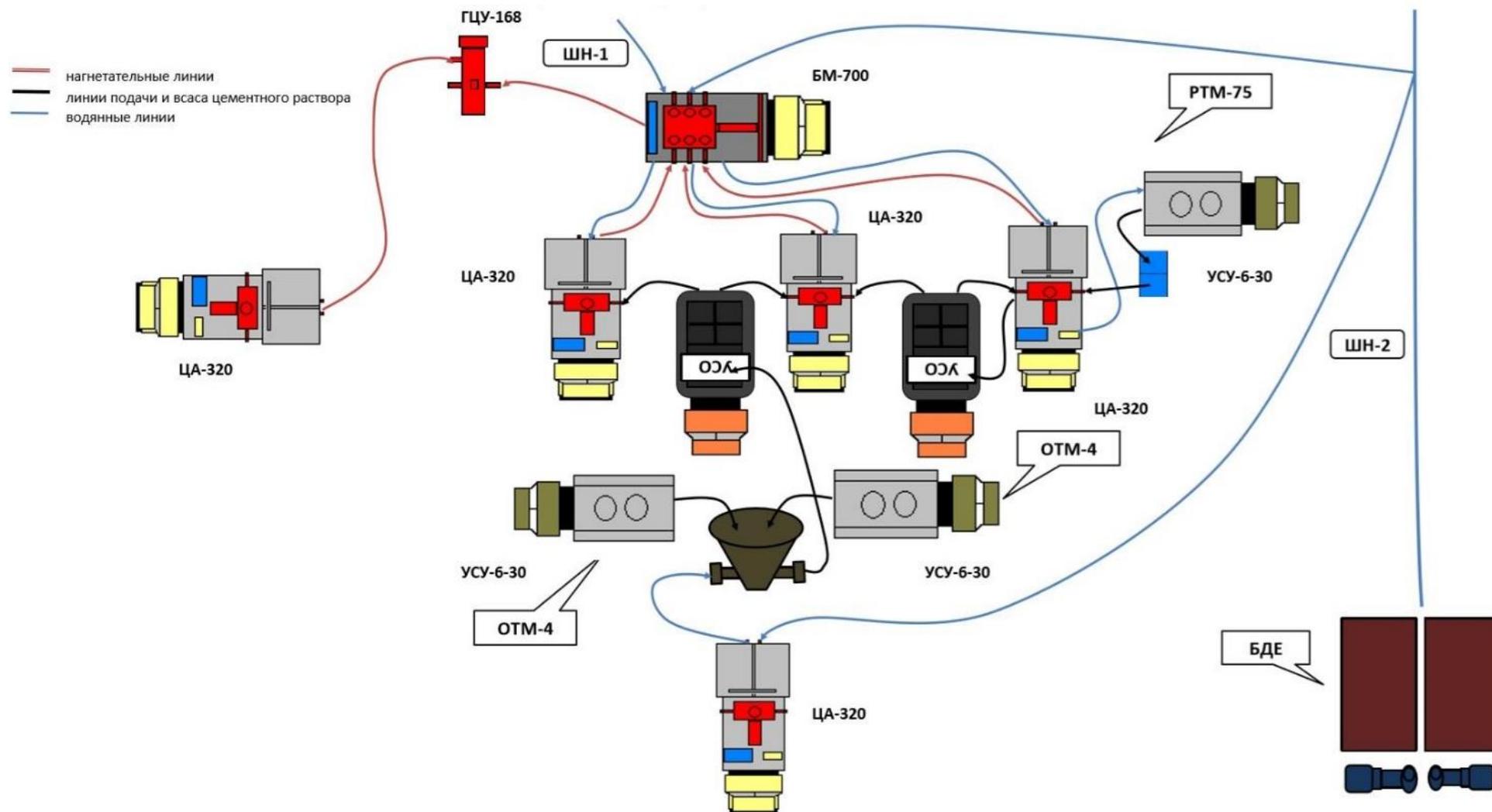


Рисунок 8 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для цементирования эксплуатационной колонны применяется пакер с МСЦ. Пакер устанавливается на стыке двух секций. МСЦ служит для цементирования второй секции без цементирования первой. В комплекте с пакером идут продавочная, запорная и подающая пробки. С помощью манжетного цементирования минимизируется загрязнение продуктивного пласта и улучшается проницаемость призабойной зоны. Оснастка представлена в таблице 26.

Таблица 26 – 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»

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 слабощементированным 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].

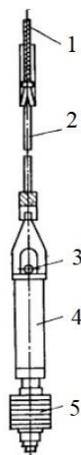


Рисунок 9 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень

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].

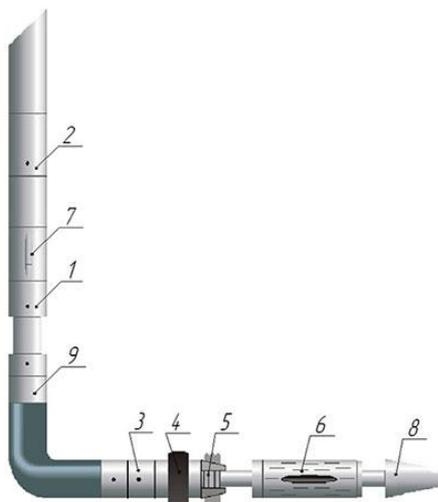


Рисунок 10 – Состав ИПТ 110 Г: 1 – испытатель пластов ИПВ-127, 2 – клапан циркуляционный КЦК-127, 3 – клапан уравнильно-отсекающий КУО-127, 4 – пакер ПЦР-127 и ПЦР2-146, 5 – яс ЯГЗ-127, 6 – якорь ЯК-140/178 и ЯК-190/240, 7 – замок безопасности ЗБ-127, 8 – фильтр Ф-127, 9 – патрубков приборный ПП-127, 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 27 представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины. При расчете площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания четырёх тумбы = 36 м².

Таблица 27 – 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-лебёточного блока, т ($Q_{в\text{лб}}$)	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	

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при длине горизонтального участка более 300 метров необходимо использовать силовой верхний привод. Также он позволит уменьшить время спуско-подъёмных операций, увеличить точность проводки скважины, повысить безопасность бригады. Проектируется силовой верхний привод Canrig 1035AC, так как он удовлетворяет всем запроектированным параметрам, а компания LB-CANRIG имеет большой опыт производства силовых верхних приводов.

2.6 Специальная часть

В связи с наличием научной новизны результатов исследований данный раздел ВКР не выкладывается.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Антипьеву Виктору Валерьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	«Нефтегазовое дело»

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
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Антипьев Виктор Валерьевич		

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 QHG Oil Ventures Pte. 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 [21].

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 «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 вышккомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4000/250 ЭК-БМ.

В вышккомонтажные 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 документом 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):

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

где $t_{СПО}$ – 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 32.

Таблица 32 – 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 33.

Таблица 33 – 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^{1M} составит:

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

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 обычным

аналогичным долотом. Расчет эффективности внедрения нового расширителя для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет эффективности внедрения расширителя

№ п/п	Показатель	Долото PDC: БИТ 220,7 ВТ 613 СВ.323-01	Расширитель Rhino АВ 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	381 600	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	Антипьев Виктор Валерьевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

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 Ю ₁) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский 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 горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);

2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности.	-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 в зданиях); – природного характера (лесные пожары); 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-геологических изысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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	Антипьев Виктор Валерьевич		

4 Социальная ответственность

4.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 35.

Таблица 35 – 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 (Каргасокский 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 36.

Таблица 36 – 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 в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [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 37.

Таблица 37 – 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
– Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
– Диоксид углерода	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 в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНПП) [35] и приведены в таблице 38.

Таблица 38 – 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 незаземленным 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 видов 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 ПБНГП [35] и включают в себя:

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

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 удара молнии;
- 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 источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНПП) [35];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

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

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

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, 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 шламочувствительный 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 шламочувствительном 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 39.

Таблица 39 – 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 опасностью 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 операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

В работе были разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной глубиной 2675 метров на нефтяном месторождении Томской области. Работа состоит из пяти основных частей.

В общей и геологической части представлены: географо-экономическая характеристика района работ, обзорная карта района, параметры флюидонасыщенности, геологические условия бурения, а также зоны возможных осложнений.

В технологической части выпускной квалификационной работы приведены основные технологические решения при строительстве скважины: выбран оптимальный пятиинтервальный профиль, запроектирован способ заканчивания с перфорированной эксплуатационной колонной и фильтром, подобрана рецептура буровых растворов, обоснован выбор породоразрушающего инструмента, подобраны оптимальные компоновки низа бурильной колонны, а также спроектированы основные решения при заканчивании скважины.

В специальной части было оценено влияние выдержки резины эластомера винтового забойного двигателя в соляном растворе на износостойкость данной резины в различных средах. Была спроектирована установка, позволяющая максимально близко воспроизвести условия работы винтового забойного двигателя.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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].

3. Antipiev V. V. Underwater contamination by petroleum exploitation and disposal methods of hazardous substances at drilling / V. V. Antipiev, L. A. Ushakov; sci. adv. B. R. Soktoev ; I. E. Rumanova // Творчество юных - шаг в успешное будущее : материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М. К. Коровина, г. Томск, 23-27 ноября 2015 г. — Томск : Изд-во ТПУ, 2015. — [С. 541-543].

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: Справочные: 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]. – Режим доступа: <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).
8. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2018).
9. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2018).
10. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pnmg.ru> (Дата обращения 15.04.2018).
11. Ясы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2018).
12. Двигатели с регулятором угла типа ДРУ [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: <http://rsbservice.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

13. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

14. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

15. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <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]. – Режим доступа: <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

18. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bngf.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

19. Фильтр скважинный [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

20. Пакер для двухступенчатого и манжетного цементированя ПДМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://inrulbur.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).
50. Силовой верхний привод [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://lb-canrig.ru/> (Дата обращения 15.05.2018).

Приложение А

(обязательное)

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 Каргасокский
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

(обязательное)

Геологические условия бурения

Таблица Б.1 – Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернзности 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	Галицкая 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 (низ)	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 алевриты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разнозернистых, иногда глинистых, алевритов и серых песчано-алевритистых 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 пескв 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, алевролитистых, иногда опоковидных;
K _{2kz}	742	762	глины	100	глины серые, тёмно-серые, участками известковые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алеролитов;

Продолжение таблицы Б.2

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, алевролитистые, 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;

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 _{3нк}	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 _{3сг}	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 _{2ил}	230	420	глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	Мягкая
P _{2ил}	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	2,4	2	0	80	10	95	3	4	Средняя Твёрдая Средняя
			алевролиты	2,3	15	10	40-60	5	140	3	6	
			песчаники	2,2	16-20	10-200	20-50	10	100	3,5	10	
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	2,4	2	0	90-100	8	95	3	6	Средняя
J _{3vs}	2655	2736	песчаники	2,3	15	10-100	20-30	0-5	230	2,5	10	Твёрдая Твёрдая Твёрдая
			алевролиты	2,3	5-10	0-10	30-40	0-5	140	2,5	6	
			аргиллиты	2,4	2	0	60-80	0-3	95	2,5	6	

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-точник											
			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

(обязательное)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Таблица В.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
К 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
К ₁₋₂	762	1647	поровый	1010	300	-	Нет. Минерализ. 13 г/л
К ₁	1647	2627	поровый	1011	10-100	-	Нет. Минерализ. 26 г/л
J ₃	2627	2660	поровый	1019	10-50	-	Нет. Минерализ. 33 г/л

Приложение Г

(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы 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 < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K1-2	450	1647	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. 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

J ₃ – J ₁₋₂	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

(обязательное)

Исследовательские работы

Таблица Д.1 – Исследовательские работы

Интервал по стволу, 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 цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	
		Плотностная цементометрия (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 цементометрия (АКЦ с записью ФКД)		
		Плотностная цементометрия (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

(обязательное)

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					
Р _н , кгс/мм ²	0,48	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)			
Р _{кр} , кгс/мм ²	6,32				
Р _{кр} /Р _н	13,17				
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,7	528	1,12	7,85	12087
Σ					13087
Q _{КНБК} , кгс	8688	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)			
К	1,15				
ΔР, кгс	0,55				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	75				
<i>В наклонном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,7	3689	1,12	7,85	72453
Σ					72453
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	21000	5,937·10 ⁻⁶	9,263·10 ⁻³	165	127
Ψ ⁺ /Ψ ⁻	0,3	Q _р , кгс	6030	Ψ ⁺ /Ψ ⁻	0,3
α	81,586°	M _{иmax} , кгс·м	124,57	α	81,586°
μ	0,25	W, см ³	93,57	μ	0,25
R, м	1522	[σ], кгс/мм ²		53,57	
Q _к , кгс	33826	σ _з , кгс/мм ²		3,09	
σ _р , кгс/мм ²	1,77				
Выполняется условие σ _з > [σ]					
<i>В горизонтальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _Б , кгс
1	18,34	630	1,12	7,85	7547
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	21000	5,937·10 ⁻⁶	9,263·10 ⁻³	165	127
Ψ ⁺ /Ψ ⁻	0,35	Q _р , кгс		10119	
α	90°	M _{иmax} , кгс·м		69,4	
μ	0,25	W, см ³		63,6	
R, м	2315	[σ], кгс/мм ²		39,3	
Q _к , кгс	4711	σ _з , кгс/мм ²		4,89	
σ _р , кгс/мм ²	3,8				
Выполняется условие σ _з > [σ]				Нет	

Продолжение таблицы Е.1

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	26,7	3144	1,12	7,85	71968
Σ					71968
Q' _{тк} , кгс	172356	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		5569	
Q ^c _{тк} , кгс	131822				
n	24,27				
q _м , кгс/м	26,7				
K _т	1,0				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		4126	
n	1,45				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	75				
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	18,34	700	1,12	7,85	9453
					9453
Q' _{тк} , кгс	101000	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4736	
Q ^c _{тк} , кгс	90900				
n	11,25				
q _м , кгс/м	18,34				
K _т	1,0				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		4653	
n	1,45				
F _к , мм ²	3957				
σ _т , кгс/мм ²	55				

Приложение Ж

(обязательное)

Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений

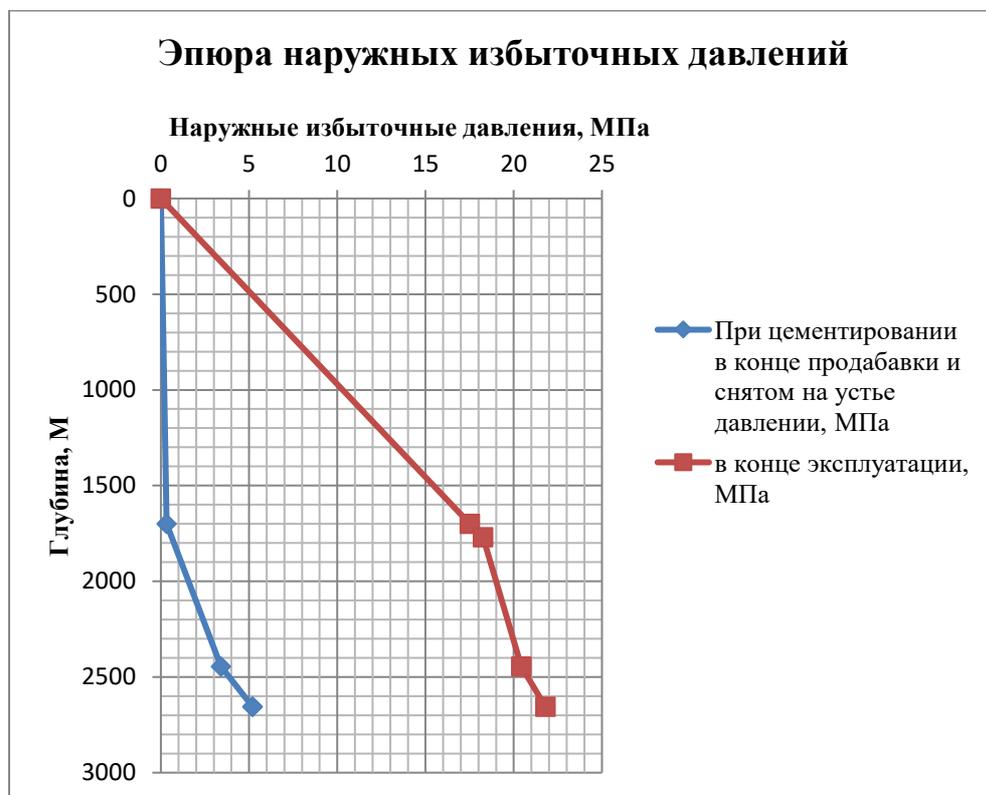


Рисунок Ж.1 – Эпюра наружных избыточных давлений

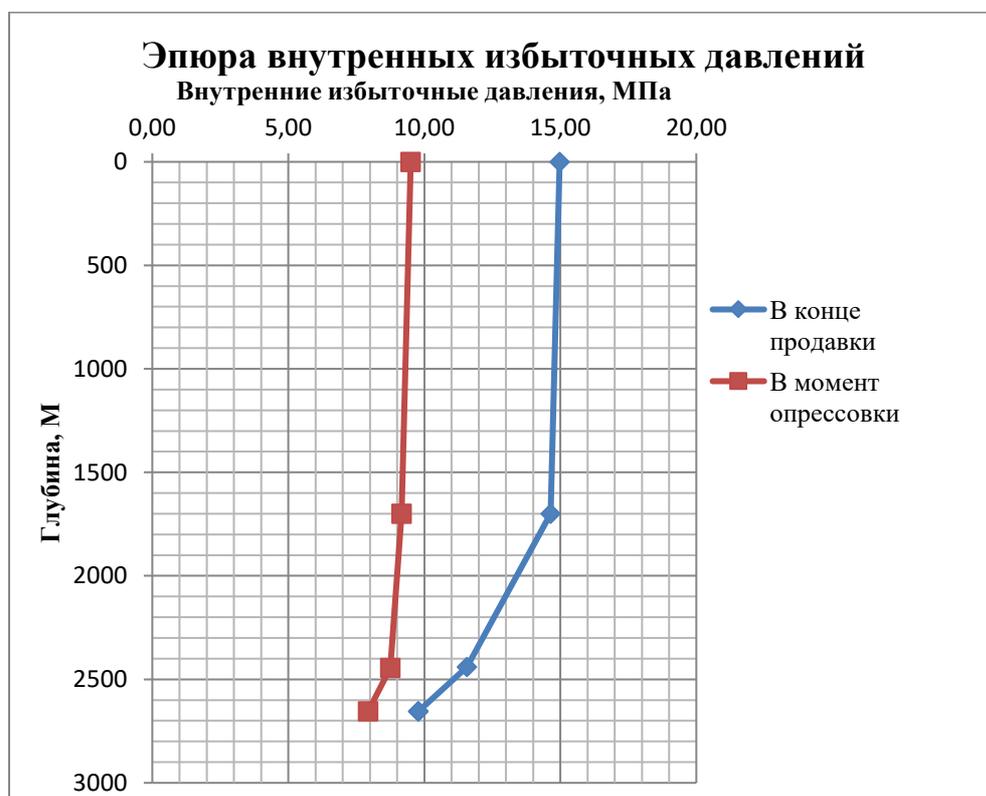


Рисунок Ж.2 – Эпюра внутренних избыточных давлений

Приложение И

(обязательное)

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

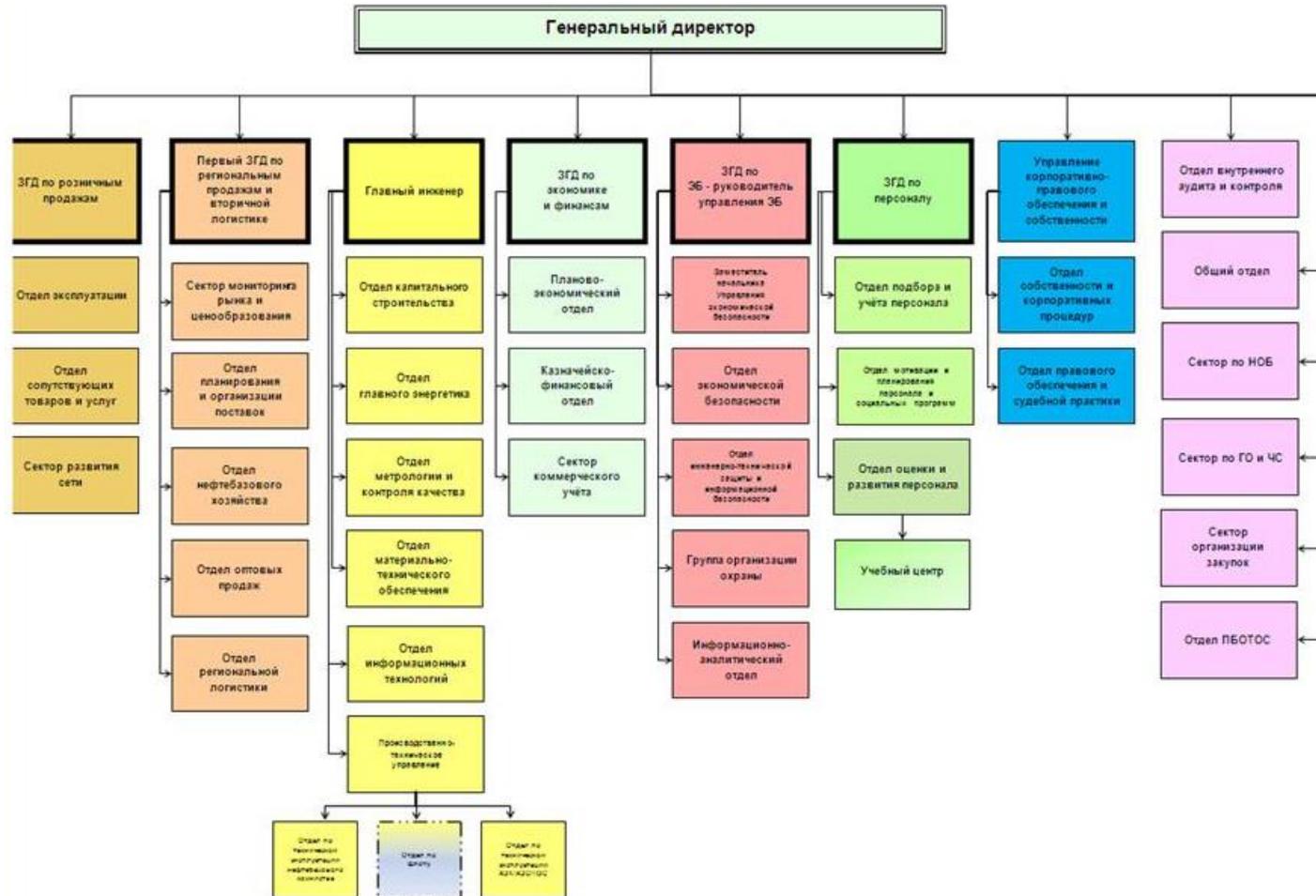


Рисунок И.1 – Организационная структура ПАО «НК «Роснефть»

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

Продолжение таблицы И.1

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

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
BARABЛОК	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 УСВ	шт	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,77	3781,16	-	-
БИТ 188,9 ВТ 613 УСВ	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

Продолжение таблицы И.3

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
ФСЩГН 140	шт	1520	-	-	-	-	-	-	1	1520
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324-341	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат зависящих от времени, руб	-	-	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

Обсадные трубы 140x7,7	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 Об (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 транспортировки 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	120 878	26 942 497
3.2	Крепление скважины	235 712	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-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	42 414	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	196 313	34 946 981
	Итого по главе 7	196 313	34 946 981

Продолжение таблицы И.4

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	

Приложение К

(обязательное)

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица К.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

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, захламливание 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

(обязательное)

Потребные объёмы бурового раствора и химических реагентов

Таблица Л.1 – Результаты расчета потребного объёма 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

Продолжение таблицы Л.1

Комбинированная экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.	от					
2024	3689	1665	220,7/188,9	225	1,25	151,95
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 25,41$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 114,79$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 18,45$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 308,91$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 467,55$
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	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
Пенегаситель 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 для РУО	Дисперсная фаза для РУО	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 Л.2

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

(обязательное)

Компоновка бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Приложение Н
(обязательное)
Геолого-технический наряд