TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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 $Ю_1^3$) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6):622.245.124(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Терских Кирилл Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY | ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Терских Кириллу Викторовичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт $Ю_1^3$) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер):	3663/С от 13.05.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24 мая 2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: - 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр., зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10 м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10 м. 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1100 метров / 700 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2540 метров 8. Диаметр эксплуатационной колонны: 178х140 мм 9. Глубина установки секции 178 мм: 2510 м 10. Тип бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну: РУО 11. Способ цементирования (выбрать согласно расчету): одно/двухступенчатый 12. Конструкция забоя (выбрать): фильтр 13. Способ освоения скважины: свабирование/кислотная обработка

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки 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 процесса цементирования скважин 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. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.3. Выбор технической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.5. Выбор буровой установки 2.6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4 февраля 2019

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Терских Кирилл Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Терских Кириллу Викторовичу

Школа	ИШПР	**Отделение школы (НОЦ)**	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	Взносы во внебюджетные фонды – 30%; НДС – 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)*	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. *Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР*	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. *Составление сметы инженерного проекта*	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. *Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков*	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения технологии бурения с комбинированной эксплуатационной колонной.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	
1. Матрица SWOT 2. Линейный календарный график 3. Нормативная карта	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Терских Кирилл Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Терских Кириллу Викторовичу

Школа	ИШПР	**Отделение школы (НОЦ)**	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:* – *вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)* – *опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)* – *негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)* – *чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	Объект исследования: строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
2. *Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:* – *физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* – *действие фактора на организм человека;* – *приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);* – *предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата; – повышенный уровень вибрации и шума; – статическое электричество; – недостаток естественного и/или искусственного освещения; – воздействие патогенных/условной патогенных микроорганизмов; – физические перегрузки.
3. *Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности* – *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*	Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы; – падение объектов на работающего; – падение работающего с высоты; – потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования; – пожаровзрывоопасность; – воздействие химических/газообразных агентов.
4. *Защита в чрезвычайных ситуациях:* – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;*	Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин и составить мероприятия по предупреждению и ликвидации ЧС.

– *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	
5. *Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:* – *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* – *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкций по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Терских Кирилл Викторович		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования: бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24 мая 2019

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	1. Геологическая и технологическая части	65
01.05.2019	2. Специальная часть и графические приложения	30
28.05.2019	3. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 страниц, 29 таблиц, 14 рисунков, 48 литературных источников, 17 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, комбинированная эксплуатационная колонна, горизонтальный участок ствола, нефть.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Томской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной 2540 метров.

В специальной части проекта рассмотрена классификация морских стационарных платформ.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения 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 диаметром по сравнению с ее длиной.

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

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ЛСП – ледостойкая стационарная платформа;

МНГС – морское нефтегазовое сооружение;

ММЦ – муфта манжетного цементирования;

ПАЦ – полианионная целлюлоза;

РУО – раствор на углеводородной основе;

РУС – роторная управляемая система;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

Оглавление

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений на сегодняшний день практически немыслима без сооружения скважин. Скважины в свою очередь в зависимости от назначения могут служить разным целям, таким как разведка и уточнение запасов углеводородного сырья, непосредственная добыча нефти и газа, закачка различных агентов в пласт в рамках системы поддержания пластового давления и пр.

Однако на сегодняшний день в связи с истощением большинства эксплуатируемых месторождений и необходимостью поддержания уровня добычи на требуемом уровне требуется введение в разработку новых площадей с запасами, относимыми к трудноизвлекаемым. Таким образом, перед бурением все чаще ставятся задачи, связанные с проводкой скважин в осложненных условиях.

Такое положение дел вынуждает разрабатывать новые технологии, способствующие увеличению эффективности процесса бурения. Уже сегодня мы можем увидеть повсеместное внедрение систем верхнего привода, успешный опыт применения роторных управляемых систем, многокилометровые горизонтальные стволы, бурение на депрессии и др.

Несмотря на все плюсы новых технологий, их применение должно быть экономически обоснованно. Поэтому проектирование строительства скважин должно рассматривать этот процесс со всех возможных сторон.

Исходя из всего вышеизложенного, выполняемая работа является актуальной.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

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

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице Б.1 приложения Б.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице Б.2.

В таблице Б.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице Б.4.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в приложении В.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице Г.1 приложения Г.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Согласно технического задания на бурение скважины: отход точки вскрытия продуктивного пласта от горизонтали – 1100 м, длина горизонтального участка – 700 м, установка ГНО, было принято решение заменить 5-ти на 6-ти интервальный профиль скважины. Использование ГНО накладывает определенные ограничения на профиль скважины, а именно: в зоне установки ГНО зенитный угол не должен превышать 60 градусов; для создания депрессии на пласт ГНО необходимо спускать в интервал стабилизации угла на минимально установленную длину ствола от кровли пласта. По данным расчета для обеспечения выше перечисленных условий в 5-ти интервальном профиле зенитный угол в интервале установки ГНО будет стремиться к 60 градусам, что может осложнить работу насосного оборудования и увеличить износ его компонентов.

Расчетные данные по профилю ствола скважины представлены в таблице Д.1 приложения Д. Проектируемый профиль скважины с горизонтальным участком представлен на рисунке 1.

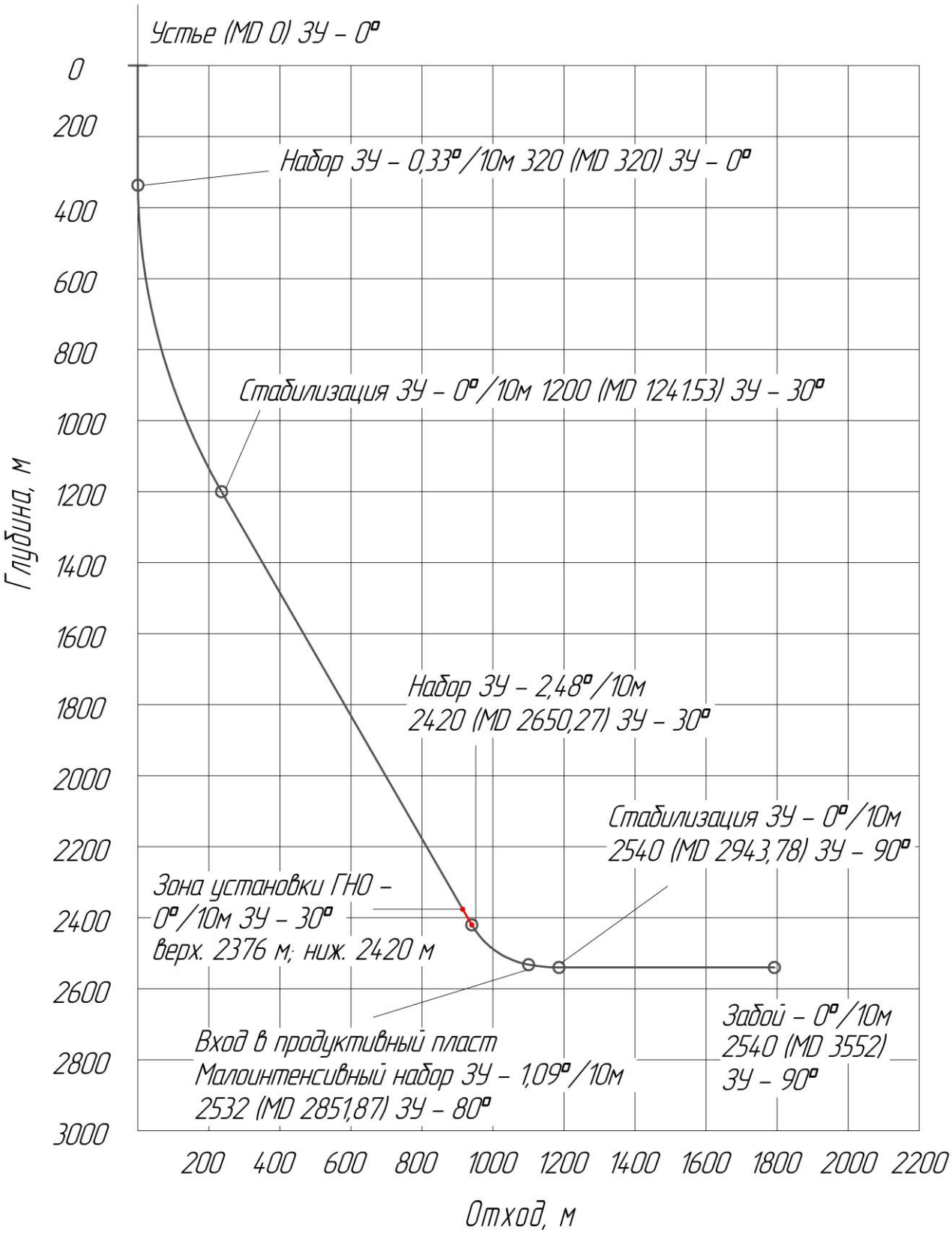


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее проведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция забоя – соотношение элементов системы скважины-крепь в интервале продуктивного пласта, обеспечивающие устойчивость ствола, разобщение нефте- и водонапорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную скважин с оптимальным значением дебита.

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 цементированию с использованием ММЦ. Это обеспечит предотвращение выноса песка, позволит снизить загрязнение продуктивного пласта и облегчит его освоение.

Для предотвращения выноса песка применяется фильтр скважинный проволочно-щелевой с гравийной набивкой.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке Е.1 приложения Е.

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется двухколонная конструкция скважины.

Направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Таким образом, глубину спуска направления проектируется на глубину 40 м.

Кондуктор спускается на глубину 800 м с целью максимального перекрытия неустойчивого интервала разреза и возможных осложнений на начальном этапе бурения: исключение возможных осыпей и обвалов, а также перекрытие прихватоопасных зон интервала опоковидных глин.

Данное месторождение является нефтегазоконденсатным, следовательно, минимальная глубина спуска технической колонны будет рассчитываться как для газовых, так и для нефтяных пластов. Глубину спуска технической колонны принимаем 1600 м с целью максимального перекрытия интервалов осложнений. Исходные данные для расчета конструкции скважины приведены в таблице 1. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Для нефтяных пластов минимальная глубина спуска технической колонны определяется по формуле 1:

$$H_{\text{тк}} \geq \frac{P_{\text{пл}} - 0{,}01 \times H \times \gamma_{\text{ф}}}{grad\ P_{\text{гр}} - 0{,}01 \times \gamma_{\text{ф}}}. \quad (1)$$

Для газовых пластов минимальная глубина спуска технической колонны определяется по формуле 2:

$$H_{\text{тк}} \geq \frac{P_{\text{пл}}}{grad\ P_{\text{гр}} - e^{10^{-4} \times \gamma_{\text{отн}} \times (H - H_{\text{к}})}}. \quad (2)$$

Таблица 1 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр/Пласт	J_3 vs $Ю_1^{1-2}$	J_3 vs $Ю_1^{3}$	J_3 vs $Ю_1^{0-2}$
Флюид	нефть	нефть	газ/газоконд
Глубина кровли, м	2510	2532	2505
Градиент пластового давления, атм/м	0,01	0,01	0,01
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,20	0,20	0,17
Плотность нефти, г/см^3/ Относительная плотность по воздуху	0,711	0,742	1,030
Пластовое давление, атм	251,0	253,0	250,5
Коэффициент запаса	1,10		

Таблица 2 – Результаты расчета минимальных глубин спуска технической колонны

Пласт	Минимальная глубина спуска, м
J_3 vs $Ю_1^{1-2}$	$H_{тк} \geq \frac{P_{пл} - 0{,}01 \times H \times \gamma_ф}{grad\ P_{гр} - 0{,}01 \times \gamma_ф} = \frac{25{,}1 - 0{,}01 \times 2510 \times 0{,}711}{0{,}2 - 0{,}01 \times 0{,}711} = 640$
J_3 vs $Ю_1^{3}$	$H_{тк} \geq \frac{P_{пл} - 0{,}01 \times H \times \gamma_ф}{grad\ P_{гр} - 0{,}01 \times \gamma_ф} = \frac{25{,}3 - 0{,}01 \times 2532 \times 0{,}742}{0{,}2 - 0{,}01 \times 0{,}742} = 590$
J_3 vs $Ю_1^{0-2}$	$H_{тк} \geq \frac{P_{пл}}{grad\ P_{гр} - e^{10^{-4} \times \gamma_{отн} \times (H - H_к)}} = \frac{25{,}05}{0{,}17 - e^{10^{-4} \times 1{,}03 \times (2505 - 1200)}} = 1450$

Глубина спуска секции 178 мм эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 2510 м. Глубина спуска секции 140 мм определяется глубиной разрабатываемого объекта (пласта $Ю_1^3$). Пласт однородный, мощность составляет 15 м, горизонтальный участок будет проходить вдоль пласта на глубине 2540 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [14]:

– направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0–40 м и 0–806 м соответственно;

– при наличии газовых пластов техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 300–1703 м и 1203–2852 м соответственно.

Секция 140 мм эксплуатационной колонны в интервале продуктивного горизонта с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным значением являются диаметры комбинированной эксплуатационной колонны. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 3. Конструкция скважины представлена на рисунке Ж.1 приложения Ж.

Таблица 3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр бурового долота на интервале, м
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	40	40	40	40	0-40	0-40	426,0	490,0
Кондуктор	800	800	806	806	0-800	0-806	323,9	393,7
Техническая колонна	1600	1600	1703	1703	300-1600	300-1703	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна (секция 178 мм)	2510	2510	2783	2783	1162-2510	1203-2783	177,8	215,9
Эксплуатационная колонна (секция 140 мм)	2540	2540	3552	3552	2510-2532	2783-2852	139,7	

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяных пластов рассчитывается по формуле 3:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_{н} \times g \times H_{кр}. \quad (3)$$

Если рассчитанное $P_{му}$ меньше давления насыщения попутного газа, то $P_{му}$ рассчитывается по формуле 4:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{нас}}}{e^{10^{-4} \times \gamma_{\text{отн}} \times H_{\text{кр}}}}. \quad (4)$$

Для газовых пластов $P_{\text{му}}$ рассчитывается по формуле 5:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^{10^{-4} \times \gamma_{\text{отн}} \times H_{\text{кр}}}}. \quad (5)$$

Результаты расчетов $P_{\text{му}}$ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Максимальные устьевые давления в пластах скважины

Пласт	Максимальное устьевое давление, МПа
J_3 vs $Ю_1^{1-2}$	11,4
J_3 vs $Ю_1^{3}$	6,5
J_3 vs $Ю_1^{0-2}$	18,9

Кроме максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок учитываются диаметры обвязываемых колонн. В данном случае это кондуктор (диаметр 323,9 мм), техническая колонна (диаметр 244,5 мм) и эксплуатационная колонна (диаметр 177,8 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК2-21-178х245х324 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-280/80х21 с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром 80 мм.

2.3 Углубление скважины

Технология строительства скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее приведен расчет и обоснование технологических параметров строительства скважины.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производится с учетом исходных горно-геологических условий бурения. Запроектированные способы бурения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	направление	роторный
40-806	кондуктор	с применением ВЗД
806-1703	техническая колонна	с применением ВЗД
1703-3522	комбинированная эксплуатационная колонна	с применением РУС

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать 4 долота. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 490 мм, которое обеспечит высокую механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими породами, а проектирование долота с резцами PDC для заданного диаметра нерентабельно.

Для бурения интервалов под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну проектируются долота с резцами PDC. Данный выбор является оптимальным исходя из технико-экономических показателей данных долот. Характеристики долот представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-40	40-800	800-1600	1600-2540
Шифр долота		490 (19 19/64) GRD213	393,7 (15 1/2) FD519SM	295,3 (11 5/8) FD616SM	215,9 (8 1/2) FD616MH
Тип долота		шарош.	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МСЗ	МСЗ	СЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,4	0,39	0,37
Масса, кг		290	146,5	80	49

Продолжение таблицы 6

Интервал		0-40	40-806	806-1703	1703-3552
G, т	Рекомендуемая	10-20	2-8	2-8	2-6
	Предельная	52	10	10	52
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	60-400	100-400	80-175
	Предельная	400	400	400	175

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызывает износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно известной методике. Исходные данные для проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 7. Результаты проектирования представлены в таблице 8.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета осевой нагрузки на долото по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-800	800-1600	1600-2540
α	1			
$P_ш$, кгс/мм^2	0,15	11,34	46,25	75,33
$D_д$, см	49,00	39,37	29,53	21,59
η	1			
δ, см	1,5	-	-	-
q, кН/мм	0,2	0,2	0,2	0,3
$G_{пред}$, кН	509,95	98,07	98,07	98,07

Осевая нагрузка G_1 при которой обеспечивается объемное разрушение породы для долот рассчитывается по формуле 6:

$$G_1 = \frac{\alpha P_ш F}{10^3}, \quad (6)$$

где α – коэффициент забойных условий (в проектировочных условиях α=1);

$P_ш$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см^2; F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см^2.

Опорная площадь поверхности F для шарошечных долот рассчитывается по формуле 7, для долот PDC – по формуле 8:

$$F = \frac{D_д}{2} \times \eta \times \delta, \quad (7)$$

где $D_д$ – диаметр долота, см; η – коэффициент перекрытия, в проектировочных условиях η=1; δ – начальное притупление зубьев (в проектировочных расчетах δ=1).

$$F = 0{,}03 \times D_c \times k_т, \quad (8)$$

где $k_т$ – число зубцов на рабочей поверхности; D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Статическая осевая нагрузка G_2 рассчитывается по формуле 9:

$$G_2 = q \times D_д, \quad (9)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм; $D_д$ – диаметр долота, мм.

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_3 не должна превышать 80% от предельной $G_{пред}$, указанной в технической характеристике долота. $G_{пред}$ рассчитывается по формуле 10:

$$G_3 = 0{,}8 \times G_{пред}. \quad (10)$$

Таблица 8 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-806	806-1703	1703-3552
G_1, кН	36,04	64,65	184,54	205,66
G_2, кН	98,00	78,74	59,06	64,77
G_3, кН	407,96	78,46	78,46	78,46
$G_{проект}$, кН	98,00	78,46	78,46	78,46

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающей требуемую скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения.

Исходные данные для расчета частот вращения долот по интервалам бурения представлены в таблице 9. Результаты расчета частот вращения долот по интервалам горных пород представлены в таблице 10.

Таблица 9 – Исходные данные для проектирования частот вращения долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-806	806-1703	1703-3552
$V_л$, м/с		3	1,5	1,5	1,5
$D_д$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
τ, мс		5	-	-	-
z		24	-	-	-
α		0,8	-	-	-

Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

– создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;

– времени контакта зубьев долота с горной породой;

– стойкости опор.

Для долот PDC частота вращения производится только из условия создания оптимальной периферийной скорости на периферии долота.

Частота вращения долота n_1 из условия создания оптимальной скорости на периферии рассчитывается по формуле 11:

$$n_1 = 19{,}1 \times \frac{V_л}{D_д}, \tag{11}$$

где $V_л$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_д$ – диаметр долота, м.

Частота вращения долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой производится по формуле 12:

$$n_2 = 0{,}6 \times 10^5 \times \frac{d_ш}{\tau \times z \times D_д}, \tag{12}$$

где $d_ш$ – диаметр шарошки, мм; τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс; z – число зубьев на периферийном венце шарошки; $D_д$ – диаметр долота, мм.

Частота вращения долота n_3 по стойкости опоры производится по формуле 13:

$$n_3 = \frac{T_о}{0{,}02 \times (\alpha + 2)}, \quad (13)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы; $T_о$ – стойкость опоры, час.

Стойкость опоры $T_о$ определяется по формуле 14:

$$T_о = 0{,}0935 \times D_д, \quad (14)$$

где $D_д$ – диаметр долота, мм.

Таблица 10 – Результаты проектирования частот вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-806	806-1703	1703-3552
n_1, об/мин	117	73	97	133
n_2, об/мин	405	-	-	-
n_3, об/мин	818	-	-	-
$n_{проект}$, об/мин	120	75	100	150

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 40-1703 м запроектирован винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.41, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор зенитного угла.

Согласно технического задания проектируется комбинированная эксплуатационная колонна с горизонтальным участком ствола протяженностью 700 м. Таким образом, для интервала бурения 1600-2540 м запроектирована РУС PowerDrive X5 675, позволяющая бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также интервал малоинтенсивного набора угла для добора зенитного угла до 90 градусов в продуктивном пласте без подъема инструмента.

В случае невозможности использования РУС PowerDrive X5 675 проектом предусмотрено использование винтового забойного двигателя с регулируемым углом ДГР-195М.9/10.42.

Исходные данные для расчета параметров забойных двигателей представлены в таблице 11. Результаты расчета параметров забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблица 11 – Исходные данные для проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-806	806-1703	1703-3552
$D_д$	м	-	0,3937	0,2953	0,2159
	мм		393,7	295,3	215,9
$G_{ос}$, кН			78,46	78,46	78,46
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по формуле 15:

$$D_{зд} = (0{,}8 \div 0{,}9) \times D_д, \quad (15)$$

где $D_д$ – диаметр долота, мм.

Используемый двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент определяется по формуле 16:

$$M_р = M_о + M_{уд} \times G_{ос}, \quad (16)$$

где $G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент, необходимый для вращения ненагруженного долота $M_о$ определяется по формуле 17:

$$M_о = 500 \times D_д, \quad (17)$$

где $D_д$ – диаметр долота, м.

Удельный момент долота определяется по формуле 18:

$$M_{уд} = Q + 1{,}2 \times D_д, \quad (18)$$

где Q – расчетный коэффициент (в проектировочных условиях Q=1,5), Н*м/кН;

$D_д$ – диаметр долота, см.

Таблица 12 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-806	806-1703	1703-3552
$D_{зд}$, мм	-	314,96	236,24	172,72
$M_р$, Н*м		4020,99	3045,96	2258,27
$M_о$, Н*м		196,85	147,65	107,95
$M_{уд}$, Н*м/кН		48,74	36,94	27,41

Технические характеристики запроектированных забойных двигателей представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.41	40-1703	240	8025	1851	30-50	84-144	13,0-16,0	90-171
РУС PowerDrive X5 675	1703-3552	178	4110	750	20-41	0-220	21,7	170
ДГР-195М.9/10.42	1703-3552	195	7290	1337	25-35	108-150	11,0-13,0	110-172

2.3.6 Выбор компоновки бурильной колонны

В таблице 14 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 14 – Проектирование бурильной колонны для интервала под эксплуатационную колонну

Наименование	Характеристика бурильных труб			
	диаметр, мм	толщина стенки, мм	группа прочности	длина секции, м
НУБТ	178	53,20	Д	18,9
ТБПК	127	9,19	Е	700
ТБТ	127	25,40	Д	50
ТБТ	127	25,40	Д	50
ТБПК	127	9,19	Е	2706

Буровое оборудование по интервалам бурения представлено в таблице И.1 приложения И. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены

в таблице И.2. Спроектированные КНБК по интервалам бурения приведены в таблице И.3 приложения И.

2.3.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Требуемый расход бурового раствора выбирается исходя из следующих граничных условий: удаления шлама с забоя; вынос шлама из скважины; предотвращение размыва стенок скважины; предотвращение прихватов. Согласно известной методике из полученных значений осуществляется выбор области допустимых расходов бурового раствора.

Расход промывочной жидкости Q_1 для эффективной очистки забоя скважины рассчитывается по формуле 19:

$$Q_1 = K \times S_{заб}, \tag{19}$$

где К – коэффициент удельного расхода жидкости на один м^2 забоя;

$S_{заб}$ – площадь забоя, м^2.

Площади забоя $S_{заб}$ определяется по формуле 20:

$$S_{заб} = 0{,}785 \times {D_д}^2, \tag{20}$$

где $D_д$ – диаметр долота, м.

Расход промывочной жидкости Q_2, при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность рассчитывается по формуле 21:

$$Q_2 = V_{кр} \times S_{max} + V_м \times S_{заб} \times \frac{\rho_п - \rho_р}{\rho_{см} - \rho_р}, \tag{21}$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

$V_м$ – механическая скорость бурения, м/с;

$\rho_п$ – плотность разбуриваемой породы, г/м^3;

$\rho_р$ – плотность бурового раствора, г/см^3;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см^3;

S_{max} – максимальная плотность кольцевого пространства, м^2.

Максимальная плотность кольцевого пространства S_{max} рассчитывается по формуле 22:

$$S_{max} = 0{,}785 \times ({D_д}^2 - {d_{бт}}^2), \quad (22)$$

где $D_д$ – диаметра долота, м; $d_{бт}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

Максимальный расход раствора Q_3, при котором не происходит размыва стенок скважины рассчитывается по формуле 23:

$$Q_3 = 0{,}785 \times [\left(\sqrt{k_к} \times D_д\right)^2 - {d_{max}}^2) \times V_{кп\,max}, \quad (23)$$

где $k_к$ – коэффициент кавернозности; d_{max} – максимальный диаметр КНБК, м; $V_{кп\,max}$ – максимальная скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, м/с.

Минимальный расход промывочной жидкости Q_4 из условия предотвращения прихватов рассчитывается по формуле 24:

$$Q_4 = S_{max} \times V_{кп\,min}, \quad (24)$$

где $V_{кп\,min}$ – минимальная допустимая скорость восходящего потока (в расчетных условиях $V_{кп\,min}$=0,5 м/с), м/с.

Минимальный расход раствора Q_5, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота рассчитывается по формуле (25):

$$Q_5 = 0{,}785 \times n \times d_{нmax}, \quad (25)$$

где n – число насадок, шт; $d_{н\ max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

Расход бурового раствора для интервала 0-40 м проектируется ниже рекомендуемого, поскольку он удовлетворяет выполнению условия очистки забоя. Более того, при расчетных значениях расхода в данном интервале возможен размыв устья скважины, т.к. интервал представлен четвертичными отложениями, преимущественно песками и глинами. В случае неудовлетворительной очистки ствола скважины перед спуском обсадной колонны проектируется промывка ствола скважины вязкой пачкой.

Расход бурового раствора для интервала 806-1703 м принимается достаточным для эффективной очистки ствола скважины. Вынос шлама из

скважины и предотвращение прихватов регулируется за счет параметров бурового раствора.

Результаты расчетов расходов бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Проектирование расходов бурового раствора и их допустимых областей по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-806	806-1703	1703-3552
Q_1, л/с	123	61	34	11
Q_2, л/с	137	81	33	12
Q_3, л/с	253	160	99	38
Q_4, л/с	124	79	42	11
Q_5, л/с	41	61	57	33
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	123-153	61-160	33-99	11-38
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	64	61	40	30

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление. Интервал бурения под направление представлен четвертичными отложениями. Для бурения данного интервала проектируется глинистый буровой раствор.

Кондуктор. Бурение интервала под кондуктор осуществляется преимущественно в глинах, также в данном интервале возможны следующие осложнения: прихваты, осыпи и обвалы стенок скважины. Для борьбы с осложнениями проектируется ингибирующий (хлоркалиевый) буровой раствор. Его применение позволит избежать набухания глин и беспрепятственно прокладывать участок набора зенитного угла. Для снижения трения бурового инструмента о стенки скважины проектируется применение смазочных добавок.

Техническая колонна. Данный интервал представлен преимущественно слабосцементированными породами, также возможны осыпи и обвалы стенок скважины. Для бурения интервала применяется полимер-глинистый буровой раствор. Добавление ингибиторов позволит подавить процессы гидратации и набухания глинистых пород.

Эксплуатационная колонна. Согласно технического задания для бурения интервала и вскрытия продуктивного горизонта применяется РУО. Данный раствор позволяет минимизировать загрязнение продуктивного пласта, снизить трение бурового инструмента со стенками скважины, а низкая плотность позволит увеличить скорость бурения.

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Название бурового раствора, компонентный состав
от (верх)	до (низ)	
0	40	Глинистый. Вода пресная, глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na_2CO_3, барит.
40	806	Ингибирующий (хлоркалиевый). Вода пресная, глинопорошок ПБМБ, KCl, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, НТФ, KOH, барит, смазочная добавка.
806	1703	Полимер-глинистый. Вода пресная, глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na_2CO_3, ПАЦ НВ, барит.
1703	3552	РУО «ИКИНВЕРТ». Вода пресная, нефть, ИКМУЛ – первичный эмульгатор, ИКСОРФ – вторичный эмульгатор, ИКТОН – олеофильный бентонит (структурообразователь), $CaCl_2$, известь, $CaCO_3$.

Запроектированные параметры буровых растворов, результаты расчета потребного объема бурового раствора и потребного количества химических реагентов по интервалам бурения представлены в таблицах К.1, К.2, К.3 приложения К соответственно.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Л.1, Л.2, Л.3 приложения Л соответственно.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн. Расчеты данного раздела выполнены по методикам, приведенным в [2].

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично [2].

Исходные данные для расчета представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные для расчета обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости, кг/м^3	1000	Плотность буферной жидкости, кг/м^3	1070
Плотность облегченного тампонажного раствора, кг/м^3	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м^3	1900
Высота столба буферной жидкости h_1, м	1162	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2, м	91
Высота цементного стакана, м	2	Глубина скважины, м	2532

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны представлена на рисунке 2. Результаты расчета наружных избыточных давлений для этого случая [2] представлены в таблице 18.

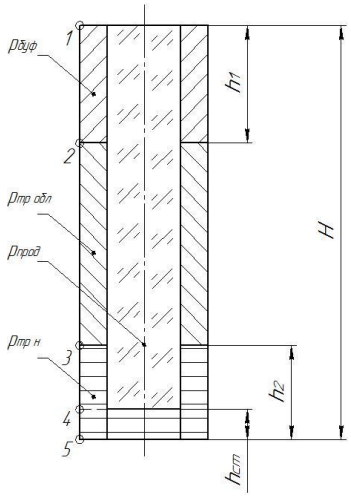


Рисунок 2 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 18 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1162	2441	2530	2532
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,80	5,82	6,60	6,60

Поскольку $P_г$ = 15,78 МПа > $P_{кэ}$ = 0,5 МПа, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому дальнейшие расчеты наружного избыточного давления производятся для этого случая.

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины представлена на рисунке 3. Результаты расчета наружных избыточных давлений для данного случая [2], соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 19.

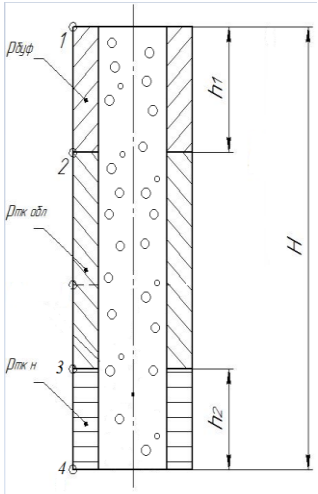


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1162	2441	2532
Наружное избыточное давление, МПа	-0,5	11,7	24,87	26,14

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев представлена на рисунке 4.

Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлена на рисунке 5. Результаты расчета внутренних избыточных давлений для данного случая [2] представлены в таблице 20.

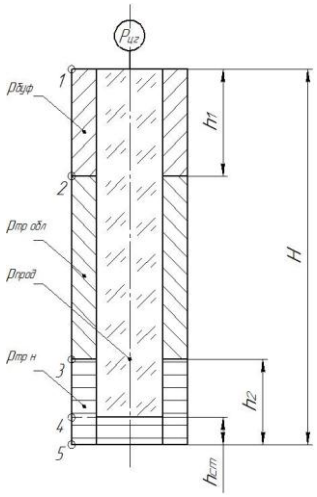


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 20 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1162	2441	2530	2532
Наружное избыточное давление, МПа	11,89	11,10	6,08	5,29	5,29

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 6. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье составляет $P_{оп}$ = 22,87 МПа.

Результаты расчета внутренних давлений при опрессовке эксплуатационной колонны [2] представлены в таблице 21. Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 7.

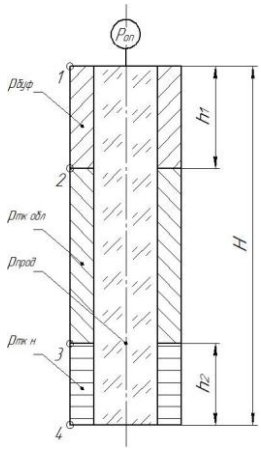


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1162	2441	2532
Наружное избыточное давление, МПа	22,87	22,07	21,44	21,06

Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса			Интервал установки, м
				1 м трубы, кг	секций, кН	суммар-ный, кН	
Секция 140 мм эксплуатационной колонны							
1	Д	7,7	769	25,6	157,6	157,6	2783-3552
Секция 178 мм эксплуатационной колонны							
1	Д	10,4	90	43,7	38,52	38,52	2693-2783
2		9,2	2693	39,1	1031,42	1069,94	0-2693
Техническая колонна							
1	Д	7,9	1703	47,9	752,0	752,0	0-1600
Кондуктор							
1	Д	8,5	806	68,3	536,0	536,0	0-806
Направление							
1	Д	10	40	106,5	41,76	41,76	0-40

2.4.2 Расчет процесса цементирования скважин

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора согласно формуле 26:

$$0{,}95 \times P_{\text{гр}} > P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}}; \quad (26)$$

$$40{,}9 \text{ МПа} > 31{,}7 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности проектируется ПЦТ-II-100 с водоцементным соотношением $m_н$ = 0,49.

В качестве облегченного тампонажного раствора проектируется ПЦТ-III-Об(5)-100 с водоцементным соотношением $m_{обл}$ = 1,2.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов следует включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м^3.

Результаты расчета [2] объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

Плотность тампонажного раствора	Требуемый объем тампонажного раствора, м^3	Наименование компонента	Масса компонента, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м^3
$\rho_{тр\ н}$ = 1900 кг/м^3	4,4	ПЦТ-II-100	5797	3,1
		НТФ	11,56	
$\rho_{тр\ обл}$ = 1400 кг/м^3	28,2	ПЦТ-III-Об(5)-100	27290	35,4
		НТФ	1,81	
∑	32,6	тамп. раствор	33087	38,5
		НТФ	13,37	

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

В качестве буферных жидкостей используются водные растворы «МБП-СМ» и «МБП-МВ», которые обеспечивают хорошую моющую способность и улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

В качестве продавочной жидкости используется техническая вода.

В таблице 24 представлены результаты расчета объемов буферной и продавочной жидкостей [2].

Таблица 24 – Объемы буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, $м^3$	Плотность жидкости, $кг/м^3$	Объем воды для приготовления, $м^3$	Масса компонента, кг
МБП-МВ	1,81	1070	1,81	127,44
МБП-СМ	7,29	1070	7,29	109,23
Продавочная	57,89	1030	-	-

2.4.2.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементировочных агрегатов.

Приготовление тампонажных растворов производится с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования. Согласно технического задания в качестве цементировочных агрегатов используется УНП2-320х40.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора необходимо *три* цементосмесительные машины; для приготовления тампоножного раствора нормальной плотности – *одна*.

Для приготовления тампонажных растворов используется один УНП2-320х40. Еще один необходим для закачки тампонажных растворов в скважину и их дальнейшей продавки.

Для пуска пробки предусмотрен цементировочный агрегат ЦА-320.

Результаты расчета необходимой цементировочной техники [2] представлены в таблице 25. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке М.1 приложения М.

Таблица 25 – Результаты расчета необходимой цементировочной техники

Наименование	Количество
Цементосмесительная машина УС6-30	4
Цементировочный агрегат УНП2-320х40	2
Цементировочный агрегат ЦА-320	1
Осреднительная емкость УСО-20	1

2.4.3 Выбор технической оснастки обсадных колонн

Для цементирования эксплуатационной колонны применяется ММЦ с ПДМ. Пакер устанавливается в кровле продуктивного пласта под ММЦ, что позволяет зацементировать интервал эксплуатационной колонны выше продуктивного интервала и при этом оставить продуктивный горизонт нецементируемым. В комплект ММЦ входят продавочная, запорная и падающая пробки. При манжетном цементировании минимизируется загрязнение продуктивного пласт и сохраняется естественная проницаемость коллектора.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице Н.1 приложения Н.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

В качестве жидкости глушения используется водный раствор соли NaCl. Плотность жидкости глушения рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{гл}} = \frac{(1+k) \times P_{\text{пл}}}{g \times H} = \frac{(1+0{,}05) \times 2540 * 0{,}01}{9{,}81 \times 2540} = 1070\ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Объем жидкости глушения рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{гл}} = \frac{\pi \times {d_{\text{вн}178}}^2 \times L_{178}}{4} + \frac{\pi \times {d_{\text{вн}140}}^2 \times (L - L_{178})}{4} = 65\ \text{м}^3.$$

2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя

Испытание скважины производятся в открытом стволе скважины с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб. Для проведения испытаний выбирается пластоиспытатель Quartet.

2.4.4.3 Освоение скважины

Согласно технического задания забой скважины не цементируется, следовательно, перфорация не требуется. Для интенсификации притока используется метод свабирования. Данный метод является наиболее оптимальным, так как коллектор является слабосцементированным и неустойчивым, пластовое давления является нормальным. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом сохраняя естественную продуктивность пласта.

Для проведения операции по свабированию выбирается комплекс оборудования «СВАБ-1». Состав и технические характеристики комплекса приведены в приложении П.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК-М1.

Расчеты выполнены по методике, приведенной в [1]. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства скважины представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 3000 ЭУК-М1			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	111	$Q_{бк}$ / [$G_{кр}$]	0,56
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	107	$Q_{об}$ / [$G_{кр}$]	0,54
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	144,3	$Q_{пр}$ / [$G_{кр}$]	0,72
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, тс ($Q_{влб}$)	210	$k_{по}$= $P_о$/ $P_{бо}$ [$k_{по}$>1,25]	1,26
Вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	111		
Вес обсадной колонны, тс ($Q_{ок}$)	107		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($К_п$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м^2 ($F_{бо}$)	38		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	22	1845	
2	36	992	
3-4	49	715	
5	7	381	
6	27	273	

В соответствии с 136 статьей [14] скважина оснащается силовым верхним приводом.

3 Специальная часть

3.1 Классификация морских стационарных платформ

В своем развитии морские буровые установки прошли путь от эксперимента с большими надеждами, но неизвестным исходом в 1940-1950-х годов до предельно сложных высокотехнологичных установок с большими возможностями в 1990-2000-х годов. Менее чем за 50 лет отрасль прошла путь от бурения под водой глубиной в несколько метров с использованием неиспытанных методик и оборудования до возможности бурения под водой глубиной более 3050 м с использованием хорошо освоенных и очень сложных установок. Эти достижения – свидетельство того, что отрасль с ее техническими возможностями движимы дальновидностью и решимостью занятых в ней инженеров, бригад и руководства.

Отрасль морского бурения является одной из самых сложных, захватывающих и благодарных отраслей, в которых может быть занять отдельный человек.

МНГС стационарного типа должны удовлетворять двум основополагающим условиям:

1. Опора на дно водоема;
2. Постоянство положения, при условии воздействия внешних сил, таких как ветровые, волновые и ледовые нагрузки; течения и др.

Стационарные платформы могут быть стальными или бетонными. В число стальные сооружений входят традиционные платформы с каркасными опорами (jacket), состоящими из ферм, которые расширяются книзу с увеличением расстояния между фермами, и появившиеся сравнительно недавно платформы с гибкими мачтовыми опорами, расстояния между фермами которых остаются постоянными от дна до поверхности моря.

Стационарные платформы устанавливаются на стальных сваях, которые для закрепления на месте углубляют в морское дно на 200-400 футов (60-120 метров).

В относительно мелких водах массивные бетонные основания могут обойтись дешевле стальных каркасных. Такие основания опираются на морское дно, а на месте их удерживает сила тяжести.

Платформы с бетонным основанием применяются, главным образом, на шельфе Северного моря.

3.1.1 Стальные морские стационарные платформы

Основным объектом обустройства морских месторождений нефти и газа на сегодняшний день продолжают оставаться стальные стационарные платформы. Количество стационарных платформ, построенных на Мировом шельфе, превышает 6000 единиц (по некоторым данным 7000 единиц), из которых свыше 3500 – на шельфе США.

Подавляющее большинство стальных стационарных платформ состоит из опорной части, представляющей собой моноблочную пространственную конструкцию типа «джекет», и палуб с размещенным на ней буровым и/или нефтепромысловым технологическим оборудованием.

С ростом глубин моря у платформы с опорной частью типа «джекет» резко возрастает металлоемкость опорного блока, что, естественно, прямым образом влияет на стоимость опорной части платформы, которая в общем случае (т.е. без учета сил внешних нагрузок и других факторов) также возрастает с глубиной пропорционально величине, находящейся в пределах от квадрата до куба глубины.

Вышеизложенное положение справедливо в диапазоне глубин примерно 150-300 метров в зависимости от объема добываемой продукции; за пределом же 300 метров прежде всего возникает необходимость доказательства технической целесообразности сооружения стационарной платформы. Кроме того, рост металлоемкости, в свою очередь, требует увеличения грузоподъемности специальных транспортных барж (одна из крупнейших в мире барж для транспортировки опорных блоков платформы может перевозить на палубе металлоконструкции весом до 100 тыс. т). С ростом глубины приходится также

увеличивать мощность гидромолотов для забивки свай (для глубин 250-300 метров используют гидромолоты с энергией удара свыше 220 тыс. кг*м^2).

Стоимость платформы и ее металлоемкость определяются не только глубиной моря, но и величинами внешних нагрузок (высота волны, скорость ветра и т.д.). Поэтому при одинаковой глубине моря стоимость платформы в Северном море в 5-10 раз выше, чем в Мексиканском заливе. Рекорд стоимости – 2.6 миллиарда долларов (включая технологическое оборудование) – принадлежит стальной платформе на месторождении «Магнус» в Северном море, построенной в 1983 г. на глубине моря 186 метров.

Характерными особенностями современных стационарных платформ являются:

– максимальное оснащение оборудованием в процессе строительства и сведение к минимуму монтажных работ в акваториях открытого моря (блок модульное исполнение верхних строений и интегральной палубы);

– постоянное совершенствование существующих конструкций с целью повышения надежности, работоспособности, автономности и экономичности;

– эффективное использование рабочей площади палуб.

Для ускорения морского монтажа оборудования, начиная с 1970-х годов, получили широкое распространение блок-модульные конструкции верхних строений. В середине 80-х – наметились тенденции к применению интегральных палуб, устанавливаемых на опорную часть как единое целое. Так, на месторождении «Эсмонд» в британском секторе Северного моря сооружена интегральная палуба весом 5225 тонн. Рекордный вес палубы, установленной за одну грузоподъемную операцию, составляет 10800 тонн.

Применение крупных интегральных палуб потребовало создания краново-монтажных судов большой грузоподъемности.

В настоящее время технология строительства, монтажа и эксплуатации стальных стационарных платформ хорошо отработана. Это обстоятельство, в сочетании с определенным техническим консерватизмом крупных нефтяных

компаний, приводит к тому, что фирмы-операторы предпочитают переплачивать за стальные стационарные платформы, чем идти на риск применения новых конструкций.

Широкое применение стальных платформ породило и проблему их демонтажа по окончании разработки месторождения. Так, только в Мексиканском заливе в 1985 году демонтировано 32 платформы. Стоимость работ по демонтажу составила 9 миллионов долларов. За 1896-1990 годы израсходовано около 50 миллионов долларов на демонтаж 97 платформ. В настоящее время методом проб и ошибок создается технология демонтажа стальных платформ, которая в ближайшие годы станет одной из важных подотраслей морской нефтегазовой индустрии.

На рисунках 8 и 9 представлены примеры конструкций буровых стационарных платформ со стальным основанием.

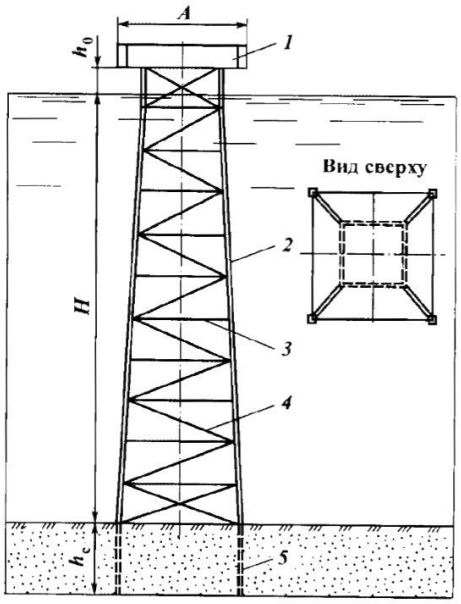


Рисунок 8 – Платформа на стержневой несущей опорной системе: 1 – палуба; 2 – стержни; 3 – поперечные стержни; 4 – раскосы; 5 – несущие стержни

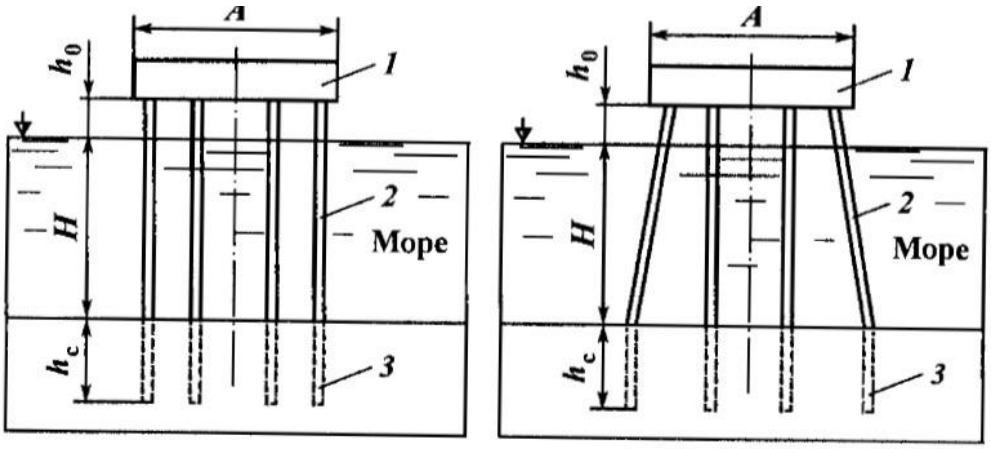


Рисунок 9 – Платформа на вертикальных сваях (слева) и платформа с вертикальными наклонными сваями (справа): 1 – палуба; 2 – стержни; 3 – свайные фундаменты

3.1.2 Железобетонные морские стационарные платформы

При освоении Северного моря были впервые использованы железобетонные стационарные платформы гравитационного типа, опорная часть которых выполнена в виде одной или нескольких колонн цилиндрической или конической формы. Колонны соединены с опорной плитой, на которой расположены железобетонные емкости, обеспечивающие плавучесть при транспортировке, а после установки платформы на точку работ служащие нефтехранилищами. Колонны удерживают над водой многоярусную палубу с технологическим оборудованием, устанавливаемую в процессе строительства платформы, как правило, целиком.

Срок изготовления крупной железобетонной платформы составляет около 3-х лет, тогда как на металлическую уходит около года. Однако это обстоятельство в известной мере компенсируется достоинствами железобетонных стационарных платформ – в частности, значительным сокращением сроков морского монтажа (отсутствует свайное крепление, монтаж оборудования производится в заводских условиях), снижением эксплуатационных расходов на защиту опорной части от коррозии, а также превышением в несколько раз срока службы сооружения по сравнению со стальными платформами.

Несмотря на высокую стоимость глубоководных стационарных платформ, их продолжают рассматривать как одно из основных направлений в области обустройства морских месторождений для глубин моря 400-600 и более метров. Объясняется это главным образом возможностью использования хорошо отработанных на суше традиционных технологий бурения скважин, добычи, сбора и подготовки нефти и газа. Направления технического прогресса в строительстве стационарных платформ связаны с уменьшением стоимости сооружений за счет снижения материалоемкости, уменьшения объемов строительно-монтажных работ в условиях открытого моря и улучшения монтажеспособности.

Основополагающим обстоятельством, которому должны соответствовать все гидротехнические сооружения континентального шельфа, является сокращение объема работ по строительству и монтажу, проводимых в акватории открытого моря.

Исходя из этого, гравитационные платформы имеют ряд преимуществ над платформами с металлическим основание решетчатого типа, такими как:

– сокращение сроков строительства гидротехнического сооружения, ввиду проведения всего объема строительно-монтажных работ в защищенных береговых акваториях;

– наличие собственной плавучести и системы балластировки позволяет буксировать платформы на значительные расстояния;

– установка платформы на точку эксплуатационного объекта не требует использования дополнительной техники, таких как специальных понтонов, крупных крановых судок и др.

– сравнительно малая продолжительность монтажных работ позволяет минимизировать зависимость от погодных условий;

– существенным преимуществом гравитационных платформ является использование опорного блока в качестве хранилища для технологических жидкостей и добытого углеводородного сырья, что значительно увеличивает функциональную ценность гидротехнического сооружения.

Что касается недостатков, то для строительства гравитационных платформ необходимо оборудование глубоководных прибрежных защищенных акваторий, а также постоянство значительных глубин на пути их буксировки к месту установки, что не всегда возможно.

Примеры конструкций буровых стационарных платформ с железобетонным основанием приведены на рисунке 10.

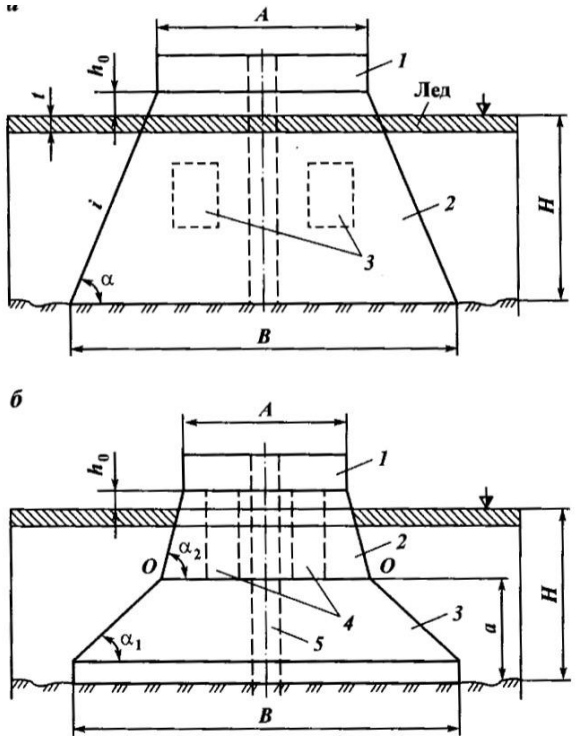


Рисунок 10 – Массивные гравитационные платформы с наклонными боковыми стенками: *а* – с ровными боковыми гранями: 1 – верхняя часть; 2 – бетонный массив; 3 – емкости; *б* – с ломаными боковыми гранями: 1 – верхняя часть; 2 – бетонный массив; 3 – несортированный камень; 4 – емкости; 5 – шахта

Выделяются следующие стационарные основания: искусственные острова и полуострова; основания на металлоконструкциях; эстакады (полуостровные свайные основания); железобетонные основания.

Искусственные острова и полуострова образуются после изоляции прибрежной акватории дамбой с последующей откачкой вода из нее. Выделяются следующие технологии строительства искусственных островов и полуостровов: искусственное намораживание льда, применяется в акваториях замерзающий морей; с помощью насыпных и намываемых материалов; возведение основания на металлоконструкциях, которые предварительно

установлены в морское дно (имеют непосредственную связь с берегом по магистралям). Насыпные и намывные острова надежно соединены с поверхностью дна моря, что минимизирует влияние волнения моря на процесс бурения. Использование данных конструкций экономически эффективно использовать при глубине воды до 15 м, стоимость возведения данных сооружений резко возрастает с увеличением глубины моря, вследствие увеличения объема материалов для сооружения объекта.

Стационарные основания на металлоконструкциях целесообразно применять при глубине моря до 60 м. Их монтируют на сваях, забитых в грунт в месте бурения или на крупных блоках стержневой конструкции призматической формы, опускаемых на дно моря.

3.1.3 Ледостойкие стационарные платформы

Наличие огромных запасов нефти и газа, открываемых в акваториях арктических морей, стимулирует разработку большого числа новых проектов морских гидротехнических сооружений в ледостойком исполнении, бурового и эксплуатационного оборудования, а также транспортных систем, способных обеспечить работы по поиску, разведке, обустройству и эксплуатации нефтегазовых месторождений в суровых природно-климатических условиях. Следует отметить, что имеющийся опыт проектирования, строительства и эксплуатации сооружений в условиях незамерзающих морей играет большую роль и его следует использовать при создании арктических ледостойких сооружений.

Ледостойкие стационарные платформы (ЛСП) подразделяются на следующие виды:

- ЛСП с гравитационным фундаментом;
- ЛСП со свайным фундаментом;
- ЛСП с комбинированным свайно-гравитационным фундаментом.

ЛСП с гравитационным фундаментом (рис. 11). Опорная часть платформы состоит из 3-х основных элементов: фундаментной плиты; комбинированной опорной колонны и несущей палубы.

Основание платформы, как и фундаментная плита состоит из монолитного железобетона. В нижней части основания проектом предусматриваются специальные выступы – юбки, предназначенные для: предотвращения размыва дна вблизи платформы; сведение к минимуму возможность скольжения платформы по морскому дну; выравнивание поверхности дна моря (образование выравнивающей постели).

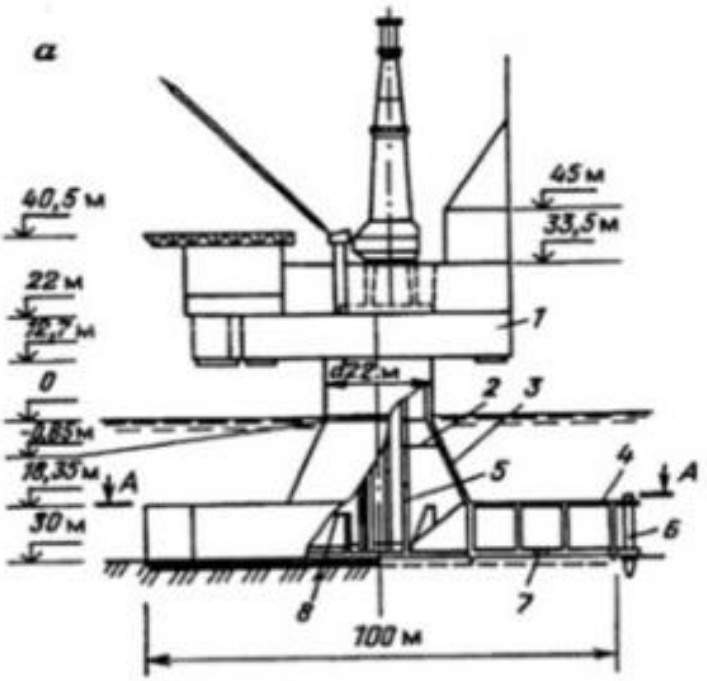


Рисунок 11 – Сталежелезобетонная платформа с гравитационным основанием:
1 – палуба; 2 – диафрагмы в опорном блоке; 3 – стальная юбка;
4 – железобетонное основание; 5 – шахта; 6 – стальная юбка; 7 – задвижка;
8 – стальное перекрытие под емкостями для хранения нефти

В акваториях замерзающих морей воздействие ледовой нагрузки на опорный блок достигает колоссальных значений. Для решения этой задачи опорный блок представляет собой комбинированное сооружение, верхняя часть которого представляет собой цилиндрическую колонну (устанавливается в зоне действия льда), а нижняя часть – конусообразное основание. По мнению

экспертов, данная конструкция позволяет избежать смерзания льда с опорной колонной.

ЛСП со свайным фундаментом (рис. 12). Опорный блок представляет из себя четыре цилиндрические колонны, для обеспечения жесткости конструкции они соединены поперечными стержнями. Согласно данной конструкции опорные колонны попарно имеют отличные диаметры. Это обуславливается тем, что колонны большего диаметра (15 м) предназначены для бурения скважин, а колонны меньшего диаметра (3-5 м) – для размещения в них дополнительных емкостей и трубопроводов. Расстояние между колоннами выдерживается равным двум диаметрам колонн для предотвращения накопления льда между ними.

Надежность, жесткость и ледостойкие характеристики платформы обеспечиваются следующими техническими решениями: в зоне миграции льда отсутствуют горизонтальные стержни жесткости; в зоне действия льда колонны оборудованы ледорезами с возможностью их обогрева для минимизации накопления и смерзания льда с опорными колоннами. Крепление опорных колонн к дну моря обеспечивают подводные юбочные сваи (по четыре на каждую колонну).

Для монтажа и строительства ЛСП со свайным фундаментом в акваториях с умеренным климатом применяются проверенные и оправдавшие себя технологии строительства стационарных сооружений.

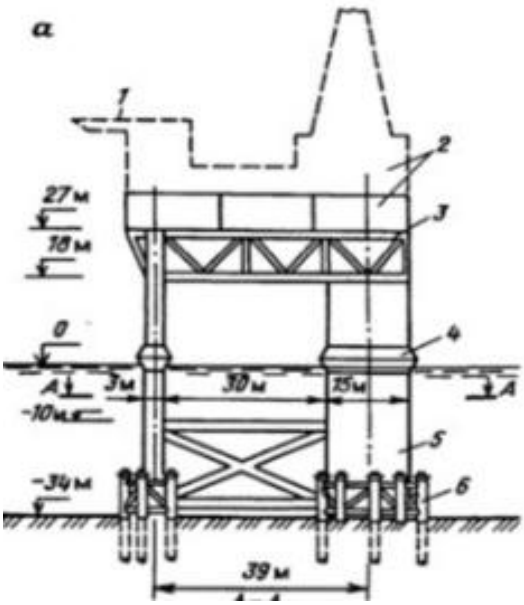


Рисунок 12 – Опорный блок стальной ледостойкой платформы со свайным фундаментом: 1 – вертолетная площадка; 2 – блок-модули верхнего строения платформы; 3 – палуба; 4 – ледорезное устройство; 5 – опорные колонны; 6 – юбочные сваи

ЛСП с комбинированным свайно-гравитационным фундаментом (рис. 13). Ярким примером сооружения данной конструкции является платформа для разработки месторождения Варандей-море.

Данное сооружение представляет собой стальной конический монопод на свайном основании, соединенный с консольно-балочной несущей палубой, цилиндрической колонной. В нижней части монопод снаружи окружен круглым свайным ростверком, в котором по площади распределены сваи. Для обеспечения большей надежности конструкции по всей высоте опорного блока имеется внутреннее свайное кольцо.

Подводя итоги вышесказанного, для обеспечения надежной работы ЛСП с гравитационным фундаментом необходимо наличие плотного грунтового основания дна моря, более того необходимо проводить работы по защите железобетонного опорного блока от размыва. Что касается ЛСП со свайным фундаментом, то основным недостатком является увеличение сроков и стоимости строительства платформы за счет большого объема работ, проводимых в акваториях открытого моря. Решением для обеспечения эффективной и безопасной работы в акваториях северных морей является

использование ЛСП со свайно-гравитационным основанием. Данные сооружения не только сочетают в себе все достоинства вышеописанных конструкции, но и лишены основных недостатков.

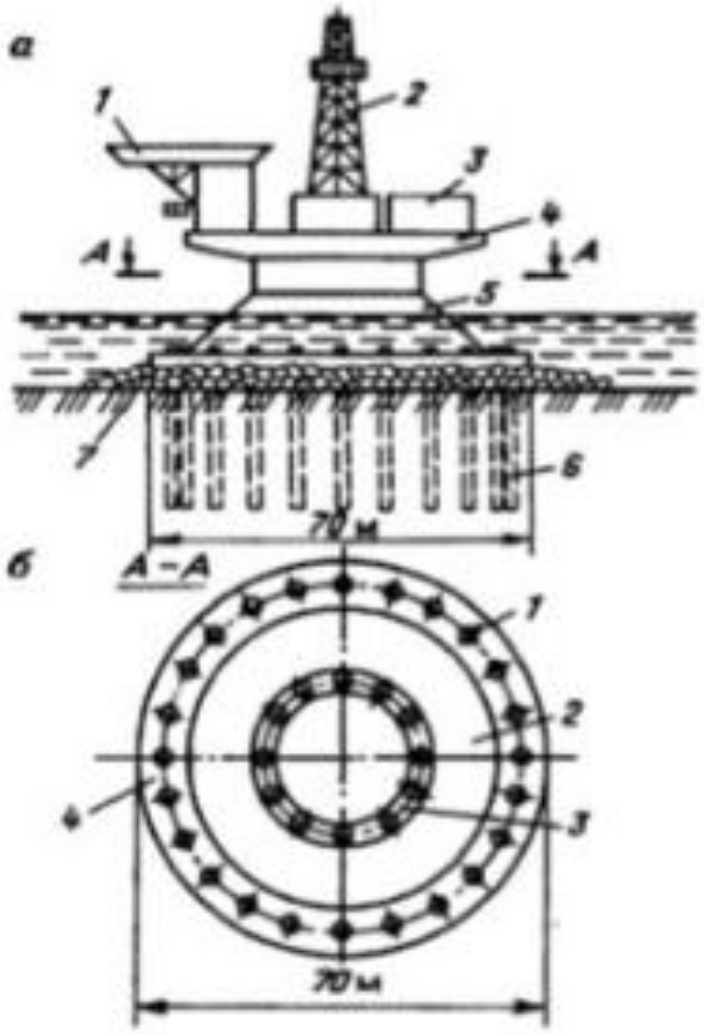


Рисунок 13 – Опорный блок стальной ледостойкой платформы со свайно-гравитационными фундаментом: *а – вид сбоку*: 1 – вертолетная площадка; 2– буровая вышка; 3 – блок-модули верхнего строения; 4 – палуба; 5 – опорный блок; 6 – сваи; 7 – каменно-щебеночный материал; *б – план разреза платформы по линии А-А*: 1 – стальные сваи; 2 – опорный блок; 3 – внутреннее кольцо со сваями; 4 – свайный ростверк

В таблице Р.1 приложения Р приведены рекомендации по выбору типа стационарных платформ в зависимости от условий эксплуатации.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

В связи с истощением большинства крупных мировых месторождений необходимо искать способы повышения КИН пластов. Таким образом, строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта, а использование технологии комбинированной эксплуатационной колонны позволяет экономить время на СПО и сокращать время строительства скважины.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены в таблице С.1 приложения С.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле 27:

$$T_{пц} = T_{п/вм} + T_{п/пр} + T_{п/бк} + T_{п/оп}, \quad (27)$$

где $T_{п/вм}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{п/пр}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{п/бк}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{п/оп}$ – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

– единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ) [7];

– единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые (ЕНВ) [8];

– единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин (ЕНВ) [9];

– нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ [48].

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

– данные геологической, технической и технологической частей проекта;

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

– справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 3000 ЭУК-М1.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является [7]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 120 часов или 55,6 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 96 часов или 4 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является [8].

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

При расчете 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.

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

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используется [9]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице С.2 приложения С.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}} = \frac{3552}{233{,}18} = 15{,}23\,\frac{\text{м}}{\text{ч}}.$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}} + t_{\text{СПО}}} = \frac{3552}{250{,}41} = 14{,}18\,\frac{\text{м}}{\text{ч}}.$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3552 \times 720}{589{,}04} = 4341{,}71\,\frac{\text{м}}{\text{ст. мес}}.$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (5):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{\text{т}} = \frac{3552}{4} = 888\ \text{м}.$$

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	1
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет 589,04 часов или 24,55 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 14.

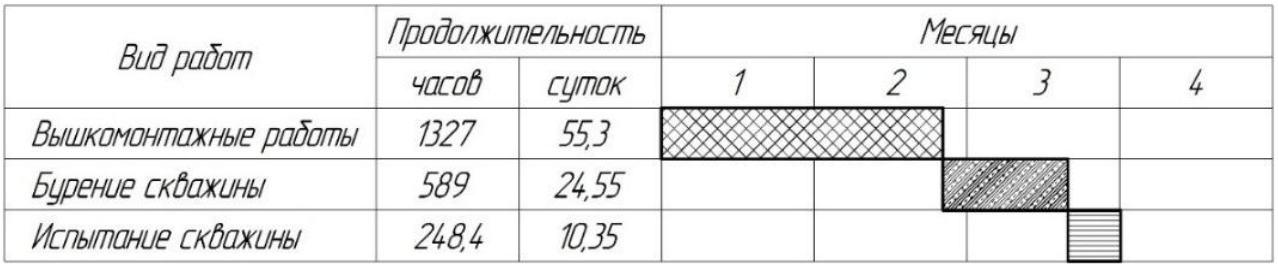


Рисунок 14 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

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

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [10], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости об времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице С.3 приложения С, на крепление скважины – в таблице С.4 приложения С.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице С.5 приложения С.

Затраты, описанные в главах 7-11 сводного сметного расчета (таблица С.4 приложения С), рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [3], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [11]. Для Томской области на декабрь 2018 года индекс составляет 235,35.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$c_{\text{с}}^{1\text{м}} = \frac{\text{С}_{\text{см}} - \text{П}}{H} = \frac{366\,773\,002 - 18\,720\,916}{3552} = 97\,987{,}64\,\frac{\text{руб}}{\text{м}}.$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

В качестве новой внедряемой технологии рассмотрено строительство эксплуатационной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Ключевыми особенностями данной технологии являются: использование одного долота для бурения интервала, существенное сокращение времени на СПО и крепление участков ствола.

Проведем сравнение запроектированной технологии бурения интервала с комбинированной эксплуатационной колонной с наиболее распространенным способом бурения с хвостовиком.

Результаты расчета [12] эффективности внедрения новой технологии бурения представлен в таблице С.6 приложения С.

Проанализировав полученные данные можно сделать следующие выводы: экономия времени составляет 42,53 часов; экономия себестоимости проходки составляет 310,54 рублей; интегральный финансовый показатель составляет 0,86. Таким образом, внедрение новой технологии является экономически обоснованным.

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного, эффективного сооружения скважины в данных геологических условиях. Необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать технологии, обеспечивающие максимальную рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом, и вид работ определяется конкретным этапом строительства.

Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: бурение, спуско-подъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости устранение осложнений и другие. При цементировании: спуск обсадных колонн, обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, проверка качества цементирования и другие. Заканчивание и освоение скважины: вызов притока, отбор пластовых проб, установка фонтанной арматуры и другие.

Раздел «социальная ответственность» является одной из важнейших частей современных проектных решений, потому что он определяет нормы производственной и экологической безопасности, а также в некоторой степени регулирует отношения между работником и работодателем.

Тезисы, анализ которых приводится в данной работе, могут быть использованы буровыми компаниями, чья деятельность связана со строительством скважин.

5.1 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 28. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [13]. Стоит отметить, что основополагающим документом в сфере промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [14].

Таблица 28 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы	Этапы работ							Нормативные документы
	Механическое бурение	СПО	Сборка-разборка КНБК	Приготовление и обработка БР	Эксплуатация и ремонт бурового оборудования	Крепление ствола и цементирование	Освоение скважины	
Физические								
Падение объектов на работающего	+	+	+		+			ГОСТ 12.4.125-83 [15]
Падение работающего с высоты		+			+			ГОСТ Р 12.4.205-99 [16] ГОСТ Р 12.3.050-2017 [17]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+		+	+	+	ГОСТ 12.4.125-83 [15]
Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования	+	+	+		+	+		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [18] ИПБОТ 131-2008 [19]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	+	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [20] СНиП 2.04.05-91 [21]
Повышенный уровень вибрации и шума	+	+			+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [22] ГОСТ 12.1.012-2004 [23] СНиП 23-03-2003 [24]
Статическое электричество	+	+			+			ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [25] ГОСТ 12.1.018-93 [26]
Недостаток естественного и/или искусственного освещения	+	+	+	+	+	+	+	СП 52.13330.2011 [27] СНиП 23-05-95 [28]
Пожаровзрывоопасность	+			+	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-89 [29] ППБО-85 [30]
Химические								
Воздействие химических/газообразных агентов	+			+		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [31] ГН 2.2.5.1313-03 [32]
Биологические								
Патогенные/условно патогенные микроорганизмы	+	+	+	+	+	+	+	ГН 2.2.6.1762-03 [33]
Психофизиологические								
Физические перегрузки	+	+	+	+		+		ТК Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [34]

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение объектов на работающего

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо беспрекословно соблюдать правила, прописанные в главах 7, 16, 34, 35 [14].

Падение работающего с высоты

При выполнении спуско-подъемных операций один из помощников бурильщика буровой бригады должен находиться на площадке верхового рабочего. Данный фактор может возникнуть при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к механическим травмам, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо соблюдать правила, прописанные в главе 14 [14].

Согласно [17] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Движущиеся машины и механизмы

Возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Данный фактор может привести к механическим повреждениям, травмам.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить в соответствии с [14].

Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение механических повреждений человеком.

Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться 7 главой [14], которая регламентирует «общие требования к применению технических устройств и инструментов», а также паспортами и техническими документами на соответствующее оборудование.

Отклонение показателей микроклимата

Работы по строительству скважин выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона. Для Томской области (2-ой климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -20°С и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену.

Работающие на открытой территории в летний и зимний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которых должны соответствовать климатическому региону.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться [20].

Повышенный уровень вибрации

При нарушениях технологического процесса и неисправности оборудования увеличивается уровень вибрационных колебаний.

Согласно [23] «Машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение корректированного виброускорения не превышает 0,5 м/с^2 для локальной и 0,1 м/с^2 для общей вибрации».

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

Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). В соответствии с требованиями [22] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ для данного вида работ.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (вкладыши) и коллективных средств защиты.

Статическое электричество

Проявление фактора возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления и пр. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к травмам разной степени тяжести, таких как ожоги, нарушение дыхания, остановка сердца.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно [25].

Недостаток искусственного и/или естественного освещения

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям [16]. Нормы освещенности рабочего места приведены в главе 14 статья 137 [14].

Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие открытого огня с огнеопасными веществами, в результате ГНВП и пр. Пожар опасен для человека в первую очередь вследствие теплового воздействия, а также выделением продуктов горения. Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования [30]. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

– перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие;

– курение на предприятиях допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

Воздействие химических/газообразных агентов

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, буферных жидкостей, при ГНВП и т.д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в [31].

Патогенные/условно патогенные микроорганизмы

В процессе осуществления буровых работ в открытом пространстве необходимо вести контроль за концентрацией микроорганизмов-продуцентов в воздухе рабочей зоны. Превышение данного параметра может привести к заболеваниям различной степени сложности. Нормы ПДК представлены в [33].

Мероприятия по устранению вредного воздействия микроорганизмов включают в себя использование СИЗ тела (защитная одежда) и органов дыхания (дыхательные маски, противогаз и т.д.).

Физические перегрузки

Бурение относится к работам средней тяжести. Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением тяжестей и сопровождается умеренным физическим напряжением. Данный фактор регулируется ТК РФ Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [34].

5.3 Экологическая безопасность

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин являются: буровые и тампонажные растворы; сточные буровые воды и шлам; продукты сгорания топлива при работе ДВС; химические реагенты для приготовления и восстановления БР и др.

Уровень загрязнения окружающей среды от сбросов сточных вод и других жидких отходов при строительстве скважин оценивается кратностью

превышения предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в природных объектах.

К природоохранным мероприятиям при строительстве скважин на нефть и газ на суше относятся:

– профилактические мероприятия, направленные на предотвращение (максимально снижение) загрязнения и техногенного нарушения природной среды;

– сбор, очистка, обезвреживание, утилизация и захоронение отходов строительства скважин;

– предупреждение (снижение) загрязнения: атмосферного воздуха, почв (грунтов), поверхностных вод, недр;

– рекультивация земель.

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» [35].

Защита селитебной зоны

Для обеспечения защиты селитебной зоны проектом должно быть предусмотрено создание санитарно-защитной зоны в соответствии с «Руководством по проектированию санитарно-защитных зон промышленных предприятий».

Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредным веществами происходит на всех этапах строительства.

Источники загрязнения атмосферного воздуха приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и выделяемые вредные вещества

Наименование этапов работ	Источник выбросов	Наименование вредных веществ
Подготовительные работы	Автотранспорт, строительные и дорожные машины, ДВС	Оксид углерода, оксид азота, бенз(а)пирен
Бурение и испытание скважин	ДВС, котельная, топливо	Оксид углерода, окись азота, сернистый ангидрид
Испытание скважин (сжигание газа на факеле)	Факельная установка	Оксид углерода, окись азота, углеводороды
Бурение, ликвидация и консервация скважин	Неорганизованные выбросы: ЦС, блок приготовления БР, емкости ГСМ, шламовые амбары, устье оборудование	Углеводороды, пыль (барит), цемент, оксид углерода, окись азота, сернистый газ

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод.

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться [36]; [37]; [38].

Защита гидросферы

Для обеспечения процесса бурения и жизнедеятельности буровых бригад буровой установке необходим доступ к источнику водоснабжения.

Правила охраны вод в процессе бурения изложены в [39].

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке.

Мероприятия по очистке вод представлены в [40].

Защита литосферы

Подготовка площадки под строительство скважин начинается с обустройства выделенной территории и включает в себя: привязку к местности, корректировку трасс подъездных путей, их возведение, земляные работы по

планировке территории под буровую вышку, привышечные сооружения, шламовые амбары и временный поселок.

Плодородный слой почвы снимается в соответствии с требованиями [41].

При аварийных разливах нефти, минерализованной воды или их смеси на почву удаление их осуществляется при помощи специальной техники: бульдозера, экскаватора, самосвалов, автомашин и тракторов, оборудованных танками для сбора нефти, насосами.

С целью снижения ущерба от загрязнения объектов природы на каждой строящейся скважине должен быть план ликвидации аварии.

Для рекультивации почв в случае загрязнения их углеводородами необходимо руководствоваться [42]. Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно [43].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы;
- разрушение буровой установки;
- опасные метеорологические явления.

Из перечисленных выше ситуаций наиболее вероятным при бурении нефтяных и газовых скважин являются ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований [14]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

При наблюдении одного и/или более признаков ГНВП следует принять меры для закрытия скважины. Если есть какие-либо сомнения в том, что скважина проявляется, необходимо герметизировать ее и проверить давления. Важно помнить, что нет разницы между малым проявлением и полным

фонтанированием скважины, потому что и то, и другое может очень быстро обернуться большим фонтаном.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно [14].

В случае подозрения на ГНВП первым шагом необходимо закрыть скважину. В практике бурения существует два способа закрытия скважины. По методике жесткого закрытия универсальный превентор закрывается сразу после остановки насосов. По методике мягкого закрытия вначале открывается штуцер на выкидной линии, затем закрываются превенторы, после чего штуцер закрывается.

Следующим шагом необходимо произвести замер давлений. Давления на устье будут расти до тех пор, пока сумма устьевого давления и гидростатического давления бурового раствора с приточным флюидом не сравняется с пластовым давлением.

После уравновешивания давлений производятся расчеты плотности и объема бурового раствора для глушения скважины, а затем производится ликвидация ГНВП.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется исключительно вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к ней.

Глава 47 части 4 ТК РФ [34] определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации.

Статья 299 [34] регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, однако в исключительных случаях продолжительность вахты может быть продлена до 3 месяцев.

Статьи 300 [34] определяют учет рабочего времени при работе вахтовым методом. «При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год».

Статья 301 [34] регламентирует режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки.

Статья 302 [34] регламентирует «гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом». Работникам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненным к ним местностям, устанавливается районных коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 24 календарных дней.

Согласно ФЗ от 17.12.2001 №173 [44] работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости при достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями не менее 12 лет 6 месяцев.

Согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [45] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

Работа буровой бригады преимущественно выполняется стоя, таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны быть оборудованы в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [46].

На буровых установках, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем, оно должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [47].

Заключение

В выпускной квалификационной работе применены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной глубиной 2540 метров на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. Работа состоит из пяти основных частей.

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

В технологической части выпускной квалификационной работы приведены основные технологические решения при строительстве скважины: выбран оптимальный профиль наклонно-направленной скважины, 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 раскрыта классификация морских стационарных платформ.

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 литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. 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. В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: справочник: в 2-х. т – М.: Недра, 2000. – Т.1.

4. Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты в бурении: справочное пособие, – М: РГГРУ, 2007. – 668 с.

5. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.

6. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.

7. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268 (дата обращения: 29.04.2019).

8. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 29.04.2019)

9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm (дата обращения: 29.04.2019).

10. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х т.

11. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-12ти «Об

индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

12. Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк и др. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания. Томский политехнический университет. Томск, 2017. – 166 с.

13. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

14. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).

15. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов.

16. ГОСТ 12.4.205-99. ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Удерживающие системы. Общие технические требования. Методы испытаний.

17. ГОСТ 12.3.050-201. ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила работы.

18. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

19. ИПБОТ 131-2008. Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонтам.

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

21. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

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

23. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

24. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.

25. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

26. ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.

27. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

28. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

29. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

30. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

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

32. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

33. ГН 2.2.6.1762-03. ПДК микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в воздухе рабочей зоны.

34. Трудовой кодекс Российской Федерации.

35. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефти и газ на суше.

36. ОНД-86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.

37. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.

38. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест (дополнения № 1-3).

39. ГОСТ 17.1.3.12-86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа.

40. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.

41. ГОСТ 17.4.3.02-85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

42. РД 39-0147103-356-86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.

43. ГОСТ 17.5.3.04-83. ССОП. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

44. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ.

45. Постановление правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

46. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

47. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

48. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293783/4293783185.pdf. (дата обращения: 29.04.2019).

Приложение А
(обязательное)

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение	Газоконденсатное месторождение
Административное расположение: – республика – область (край)	 РФ Томская
Температура воздуха, °С: – среднегодовая – наибольшая летняя – наименьшая зимняя	 -2 +35 -53
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	240
Наибольшая скорость ветра, м/с	до 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м – кровля – подошва	нет
Геодинамическая активность	низкая
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Основные пути сообщения и доставки грузов – в летнее время – в зимнее время	 по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам

Рисунок А.1 – Обзорная карта района ведения работ

Приложение Б
(обязательное)

Геологическая характеристика скважины

Таблица Б.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	
0	30	Четвертичные отложения	Q	0	1,3
30	140	Некрасовская	Pg_3-N nk	0	1,3
140	200	Чеганская	Pg_2-Pg_3 cg	0	1,3
200	280	Люлинворская	Pg_2 ll	0	1,3
280	300	Талицкая	Pg_1 tl	0	1,3
300	390	Ганькинская	K_2 gn	0	1,7
390	440	Славгородская	K_2 sl	0	1,7
440	632	Ипатовская	K_2 ip	0	1,7
632	645	Кузнецовская	K_2 kz	0	1,7
645	1515	Покурская	K_{1-2} pk	0-2	1,7
1515	1575	Алымская	K_1 al	0-2	1,7
1575	2185	Киялинская	K_1 kls	0-2	1,7
2185	2250	Тарская	K_1 tr	0-5	1,1
2250	2492	Куломзинская	K_1 klm	0-1	1,1
2492	2505	Баженовская	J_3 bg	0-1	1,1
2505	2594	Васюганская	J_3 vs	2-3	1,2

Таблица Б.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	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	пески глины	50 50	Почвенно-растительный слой; пески, алювиальные, озерные, болотные пески и глины ледниковые
P_3	30	140	глины пески супеси	20 10 70	Супеси с прослоями песков и глин с линзами бурового угля
P_{2-3}	140	200	глины пески	70 30	Глины зеленые, алевритистые, в нижней части пески
P_2	200	280	глины	100	глины зеленовато-серые, плотные
P_1	280	300	глины супеси	90 10	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей
K_2	300	390	глины супеси	85 15	Глины зеленоватые, известковые, супеси серые
K_2	390	440	глины	100	Глины опоковидные с прослоями песков
K_2	440	632	глины алевролиты пески	65 25 10	Неравномерное переслаивание серых, плотных песчанистых глин, глинистых алевролитов и полимиктового мелкозернистого песка
K_2	632	645	глины	100	Глины серые, опоковидные, с прослоями темно-серых, черных в низах с глауконитом
K_{1-2}	645	1515	песчаники пески глины алевролиты	40 30 20 10	Неравномерное переслаивание песчаников в верхней части разреза песков, алевролитов и глин; песчаники светло-серые, голубовато-серые, мелкозернистые, иногда глинистые, слабосцементированные, с включениями обуглившегося растительного дейтрита, толщина пластов до 40 м; пески серые, светло-серые, мелкозернистые, слюдистые; глины серые, темно-серые, алевритистые

Окончание таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6
K_1	1515	1575	глины песчаники	75 25	Серые, темно-серые аргиллитоподобные глины с прослоями в нижней части полимиктовых песчаников
K_1	1575	2185	глины песчаники алевролиты	50 30 20	Пестроцветные отложения представлены глинами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников, глины красновато-коричневые, темно-серые, серовато-зеленые, плотные; песчаники зеленовато- и голубовато-серые, мелко и тонкозернистые, известковистые; алевролиты буровато-серые, встречаются редкие и тонкие прослои известняков и мергелей
K_1	2185	2250	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20	Песчаники серые, мелкозернистые, среднесцементированные с прослоями алевролитов и аргиллитов
K_1	2250	2492	аргиллиты песчаники алевролиты	50 30 20	Аргиллиты серые, тёмно-серые, горизонтальнослоистые, с прослоями зеленовато и голубовато-серых, кварц-полевошпатовых песчаников и алевролитов
J_3	2492	2505	аргиллиты	100	Черные битуминозные аргиллиты
J_3	2505	2594	песчаники аргиллиты алевролиты угли	50 35 10 5	Песчаники светло-серые, мелкозернистые с линзами аргиллитов и с прослоями алевролитов, углей

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм^2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P_3	30	140	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая
			супеси	2,0	20	0	40	0	15	5	10	мягкая
P_{2-3}	140	200	глины	2.4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			супеси	2.2	25	1	50	0	-	5	10	мягкая
P_2	200	280	глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
P_1	280	300	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			супеси	2,2	20	10	40	50	-	5	10	мягкая
K_2	300	390	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
			супеси	2,2	22	10	40	0	10	4	10	мягкая
K_2	390	440	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
K_2	440	632	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	20	10	40	0	10	5	10	мс
			алевролиты	2,2	20	5	20	3	20	2,5	6	мс
K_2	632	645	глины	2,4	20	0	100	3	10	5	4	мягкая
K_{1-2}	645	1515	пески	2,4	20	2000	10	10	15	5	10	мс
			песчаники	2,0	22	150	20	10	20	5	10	мс
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	средняя
			глины	2,4	16	0	100	10	15	5	4	мс

Окончание таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K_1	1515	1575	песчаники	2,0	22	15	0	3	75	2,5	10	средняя
			глины	2,4	22	0	100	3	40	2,5	4	средняя
K_1	1575	2185	песчаники	2,0	22	20	0	3	85	2,5	10	средняя
			глины	2,4	20	0	100	3	40	2,5	4	средняя
			алевролиты	2,3	16	10	30	3	70	2,5	6	средняя
K_1	2185	2250	песчаники	2,2	22	20	20	3	20	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,4	20	10	30	10	50	3	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	1	95	8	100	3	6	средняя
K_1	2250	2492	песчаники	2,2	20	80	30	10	75	3,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	5	1	95	8	100	3	6	средняя
			алевролиты	2,4	20	10	30	10	50	3	6	средняя
J_3	2492	2505	аргиллиты	2,45	5	0	95	10	100	3	6	средняя
J_3	2505	2594	аргиллиты	2,45	12	0	95	5	100	3	4	средняя
			песчаники	2,3	20	20-40	20	8	100	2,5	10	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
			алевролиты	2,45	12	10	30	8	80	2,5	6	средняя

Таблица Б.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			кгс/см^2 на м		кгс/см^2 на м		кгс/см^2 на м		кгс/см^2 на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	градус
Q	0	30	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,220	7
Pg_3-N nk	30	140	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	10
Pg_2-Pg_3 cg	140	200	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	12
Pg_2 ll	200	280	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	24
Pg_1 tl	280	300	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	26
K_2 gn	300	390	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	34
K_2 sl	390	440	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	35
K_2 ip	440	632	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	37
K_2 kz	632	645	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	37
K_{1-2} pk	645	1515	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	51
K_1 al	1515	1575	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	53
K_1 kls	1575	2185	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	71
K_1 tr	2185	2250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	73
K_1 klm	2250	2492	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	80
J_3 bg	2492	2505	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	81
J_3 vs	2505	2594	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	85

Приложение В
(обязательное)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица В.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см^3		Подвиж-ность, дарси на сантипуаз		Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, т/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м^3/м^3	содержание сероводорода, % по объему	содержание углекислого газа, % по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10^{-4}	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
J_3 vs $Ю_1^{1-2}$	2510	2525	поров.	0,711	0,807	<0,03		0,31	1,85	0-300	115	-	0,78	1,27	0,922	11,4
J_3 vs $Ю_1^{3}$	2532	2547	поров.	0,742	0,807	<0,03		0,31	1,85	0-43	115	-	1,26	1,14	0,922	6,5

Таблица В.2 – Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал		Тип коллектора	Состояние	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. $м^3$/сут.	Плотность газоконденсата, г/$см^3$		Фазовая проницаемость, мкм^{2}10^{-3}
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
J_3 vs $Ю_1^{0-2}$	2505	2510	поров.	газ, конденсат	-	0,31	1,03	0,922	3,6	-	0,713	20,24

Таблица В.3 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/$см^3$	Свободный дебит, тыс. $м^3$/сут.	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: ГКН, ХЛК	Относится к источнику питьевого водоснабжения
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl^-	SO_4^-	HCO_3	Na^+ +Me	Mg^{++}	Ca^{++}			
P_3	30	100	поров.	1,00	1	500	-	-	-	-	-	-	0,1	ГКН	да
K_{1-2} pk	645	1515	поров.	1,01	200	1000	50	0	1	44	0,2	5	15	ХЛК	нет
K_1 al-K_1 kls	1515	2185	поров.	1,01	25	20	50	0,1	0	45	1	5	18	ХЛК	нет
K_1 tr-K_1 klm	2185	2492	поров.	1,01	4	30	49	0	1	35	0,2	14	17	ХЛК	нет
J_3 vs-J_2 tm	2555	2594	поров.	1,01	9	25	49	0	1,2	46	1,3	2	20-31	ХЛК	нет

Приложения Г
(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфчиеского подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q-P_3 nk	0	140	поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 $м^3$/час. Потери циркуляции нет. Возникает при увеличении промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K_1 al	1515	1575		
K_1 tr	2185	2250		
J_3 vs	2505	2594		
Q-Pg_1 tl	0	300	осыпи и обвалы стенок скважины	Время до начала осложнения – 2,5 сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности бурового раствора по отношению к глинистым породам, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонным к осыпям и обвалам.
K_{1-2} pk+al	645	1575		
K_1 kls+tr	1575	2250		
J_3 vs	2505	2594		
P_2	0	200	прихватоопасность	Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки – да. Несоблюдение режима промывки скважины от выбуренное породы, несоблюдение параметров бурового раствора.
K_2 gn-K_2 kz	300	645		Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки – да. Разбухание опоковидных глин, обвал стенок скважины.

Окончание таблицы Г.1

1	2	3	4	5
K_{1-2} pk-K_1 kls	645	2185		Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки – да. Несоблюдение параметров бурового раствора, режимов промыки.
K_1 tr-K_1 klm	2185	2492		
P_3	30	200	водопроявления	При снижении давления в стволе скважины ниже пластового, т.е. при создании депрессии на пласт. Геологические: вскрытие зон катастрофического поглощения с падением уровня промывочной жидкости ниже критической отметки. Технологические: несоответствие параметров промывочной жидкости проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы промывки.
K_{1-2} pk	645	1515		
K_1 al-K_1 kls	1515	1575		
K_1 tr-K_1 klm	2185	2250		
J_3 vs	2505	2510	газопроявление	
	2510	2525	нефтепроявление	
	2532	2547	нефтепроявление	
J_3 vs	2555	2594	водопроявление	

Приложение Д
(обязательное)

Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблица Д.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	6-интервальный, с горизонтальным участком		
Исходные данные			
Глубина скважины по вертикали, м	2540	Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м	0,33
Глубина кровли продуктивного пласта, м	2532	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м	2,48
Отход скважины, м	1800	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м	1,09
Длина интервала бурения по пласту, м	700	Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град	30
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	90	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	80

Расчётные данные

№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	320	320	0	0	0	0	0	320	320	320
2	320	1200	880	0	235,8	235,8	0	30	320	1241,4	921,4
3	1200	2420	1220	235,8	940,1	704,4	30	30	1241,4	2650,1	1408,7
4	2420	2532	112	940,1	1100,1	160	30	80	2650,1	2851,7	201,6
5	2532	2540	8	1100,1	1191,6	91,5	80	90	2850,7	2943,1	91,4
6	2540	2540	0	1191,6	1799,7	608,1	90	90	2943,1	3551,2	608,1
Итого	Σ		2540	Σ		1799,7	-	-	Σ		3551,2

Приложение Е
(обязательное)

Данные по проектированию конструкции скважины

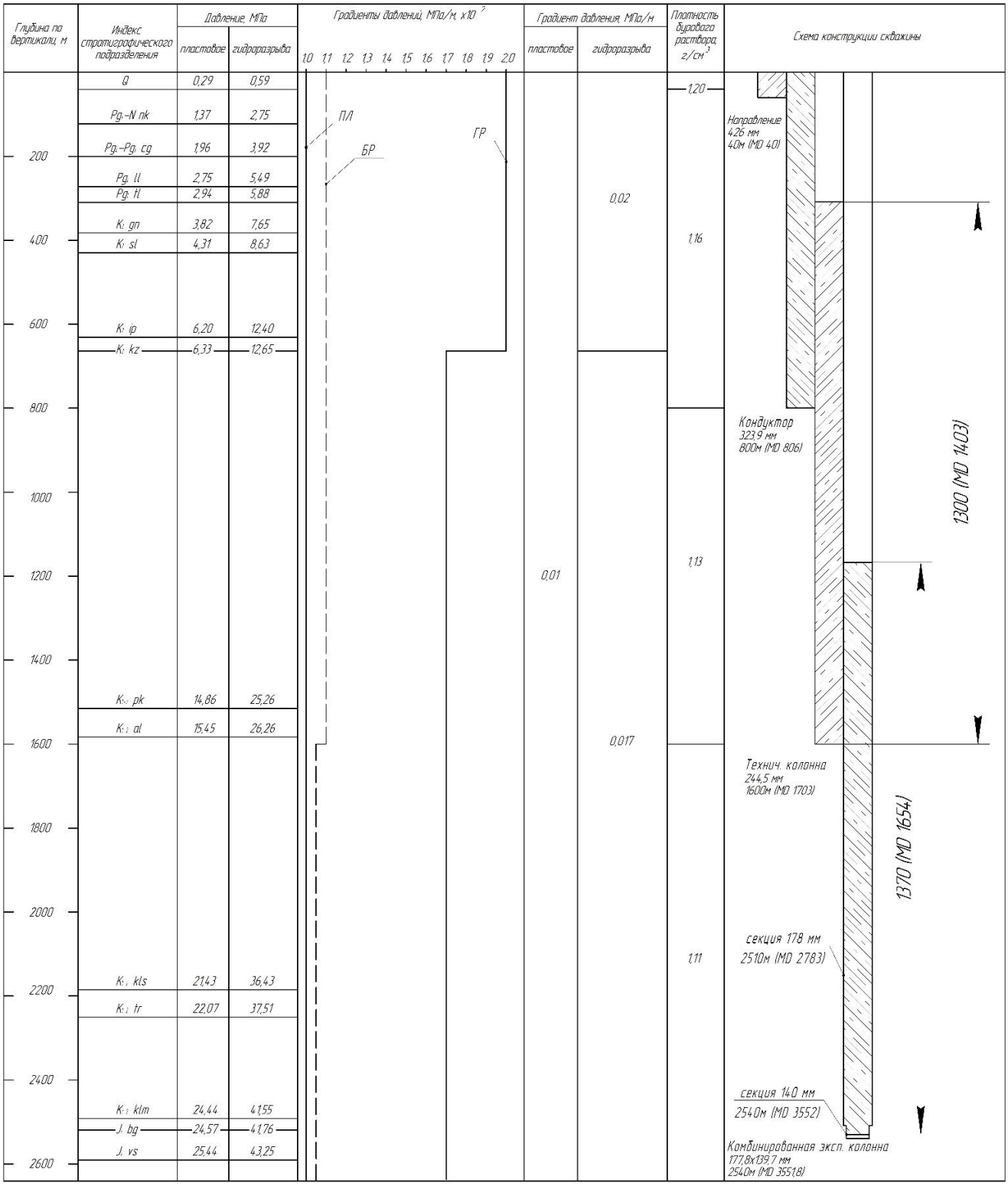


Рисунок Е.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Конструкция скважины

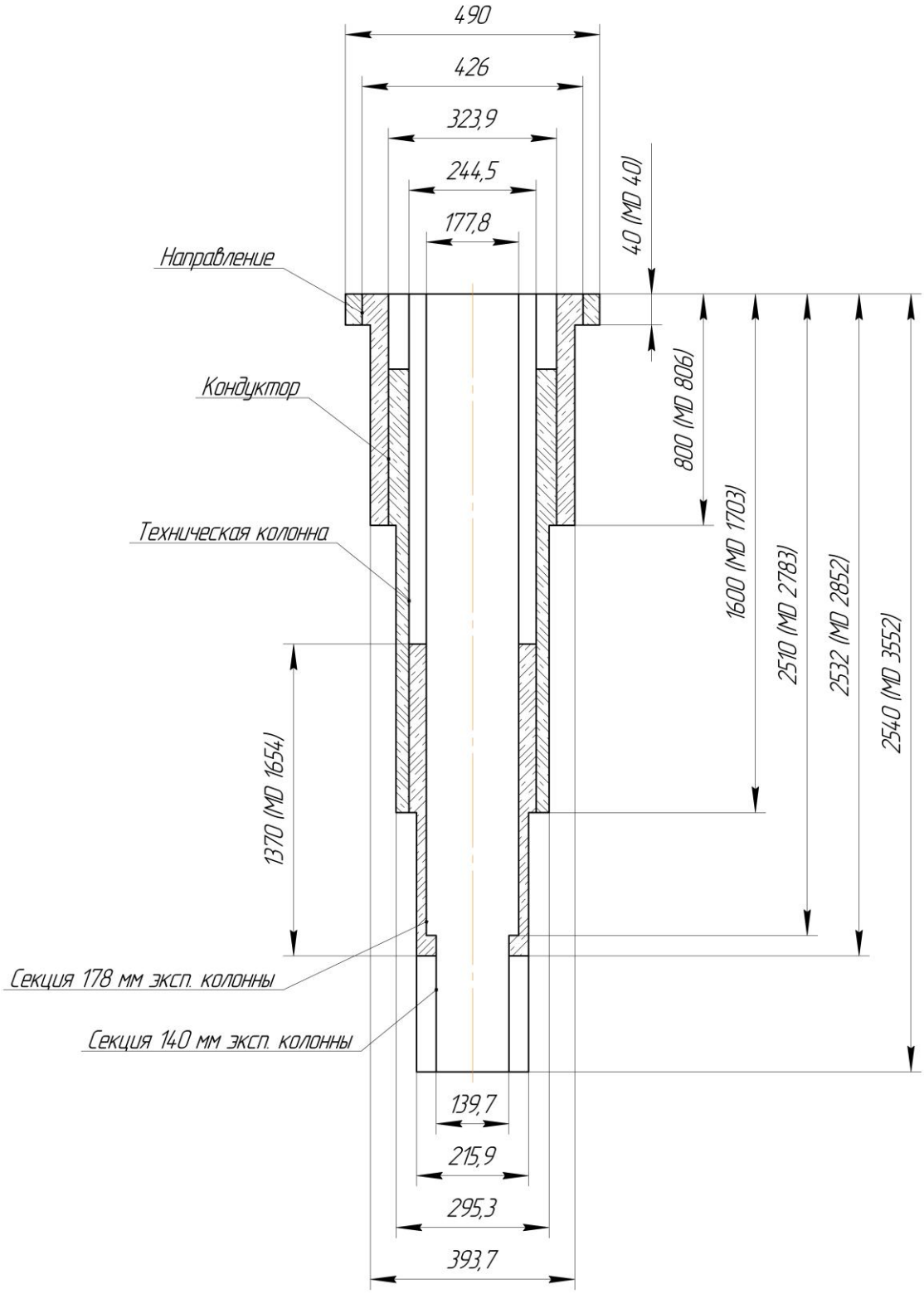


Рисунок Ж.1 – Конструкция скважины

Приложение И
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица И.1 – Буровое оборудование по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба к забою / Резьба к устью	Тип соединения к забою / Тип соединения к устью	Масса, кг
1	Ведущая труба ВБТ-К 133	28	133	82,6	З-147	ниппель	1960
					З-152Л	муфта	
2	Шаровой кран КШЗ-133Р1	0,43	133	62	З-133	ниппель	37
					З-147	муфта	
3	Фильтр	-					
4	Переводник П-133/133	0,5	155	95	З-144	ниппель	24
					З-144	муфта	

Таблица И.2 – Коэффициенты запаса прочности бурильных труб

Интервал	Секция	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Масса, т			Коэффициент запаса прочности		
					1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
0-40	ПК 127х9,19 Е	14	127	108,6	0,0323	0,45	6,43	2,07	>10	7,77
40-806	ПК 127х9,19 Е	758	127	108,6	0,0323	24,48	32,39	2,24	8,12	4,10
806-1703	ПК 127х9,19 Е	1655	127	108,6	0,0323	53,46	61,36	1,50	4,05	2,51
1703-3552	ПК 127х9,19 Е	700	127	108,6	0,0323	22,61	26,95	1,67	9,56	5,20
	ПК 127х9,19 Е	2706	127	108,6	0,0323	87,40	122,12	1,50	2,15	1,69

Таблица И.3 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба к забою / Резьба к устью	Тип соединения к забою / Тип соединения к устью	Масса, кг	Назначение
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под направление (0-40 м)								
1	Долото 490 (19 19/64) GRD213	0,4	490	-	З-177	ниппель	290	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
2	Переводник М-177/185	0,5	203	90	З-177	муфта	75	
					З-185	муфта		
3	УБТ 254х100 А	8	254	100	З-185	ниппель	2670,4	
					З-185	муфта		
4	Переводник П-185/163	0,5	203	90	З-185	ниппель	50	
					З-163	муфта		
5	УБТ 203х80 А	8	203	80	З-163	ниппель	1704,8	
					З-163	муфта		
6	Переводник П-163/122	0,5	203	90	З-163	ниппель	50	
					З-122	муфта		
7	УБТ 165х71 А	8	165	71	З-122	ниппель	1087,2	
					З-122	муфта		
8	Переводник П-122/133	0,5	203	90	З-122	ниппель	50	
					З-133	муфта		
9	ПК-127х9,19 Е	14	127	108,6	З-133	ниппель	452,2	
					З-133	муфта		
						∑	6429,6	

Продолжение таблицы И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под кондуктор (40-806 м)								
1	Долото 393,7 (15 ½) FD519SM	0,4	393,7	-	3-177	ниппель	146,5	Бурение интервала набора угла, проработка ствола перед спуском кондуктора
2	Калибратор 1-КА393,7 СТК	0,39	393,7	-	3-177	муфта	103	
					3-152	муфта		
3	ВЗД ДГР-240М.7/8.41	8,025	240	-	3-152	ниппель	1851	
					3-171	муфта		
4	Клапан переливной КП-240	5,87	240	55	3-171	ниппель	130	
					3-171	муфта		
5	Клапан обратный КО-240	5,47	240	-	3-171	ниппель	116	
					3-171	муфта		
6	Переводник П-171/149	0,5	203	-	3-171	ниппель	180	
					3-149	муфта		
7	НУБТ-203х71,4 (с ТМС)	9,45	203	71,4	3-149	ниппель	2081,84	
					3-149	муфта		
8	НУБТ-203х71,4	9,45	203	71,4	3-149	ниппель	2081,84	
					3-149	муфта		
9	Переводник П-149/122	0,5	155	78	3-149	ниппель	32	
					3-122	муфта		
10	УБТ 165х71 А	8	165	71	3-122	ниппель	1087,2	
					3-122	муфта		
11	Переводник П-122/133	0,5	155	78	3-122	ниппель	32	
					3-133	муфта		
12	ПК-127х9,19 Е	758	127	108,6	3-133	ниппель	24483,4	
					3-133	муфта		
						∑	32324,78	

Продолжение таблицы И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под техническую колонну (806-1703 м)								
1	Долото 295,3 (11 5/8) FD616SM	0,39	295,3	-	З-152	ниппель	80	Бурение интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском технической колонны
2	Калибратор 1-КА295,3 СТК	0,39	393,7	-	З-152	муфта	103	
					З-152	муфта		
3	ВЗД ДГР-240М.7/8.41	8,025	240	-	З-152	ниппель	1851	
					З-171	муфта		
4	Клапан переливной КП-240	5,87	240	55	З-171	ниппель	130	
					З-171	муфта		
5	Клапан обратный КО-240	5,47	240	-	З-171	ниппель	116	
					З-171	муфта		
6	Переводник П-171/149	0,5	203	-	З-171	ниппель	180	
					З-149	муфта		
7	НУБТ-203х71,4 (с ТМС)	9,45	203	71,4	З-149	ниппель	2081,84	
					З-149	муфта		
8	НУБТ-203х71,4 (с ТМС)	9,45	203	71,4	З-149	ниппель	2081,84	
					З-149	муфта		
9	Переводник П-149/102	0,5	203	90	З-149	ниппель	75	
					З-102	муфта		
10	ЯГБ-172	26,75/ 29,73	172	76	З-102	ниппель	139	
					З-102	муфта		
11	Переводник П-102/122	0,5	155	90	З-102	ниппель	32	
					З-122	муфта		
12	УБТ 165х71 А	8	165	71	З-122	ниппель	1087,2	
					З-122	муфта		
13	Переводник П-122/133	0,5	155	78	З-122	ниппель	32	
					З-133	муфта		
14	ПК-127х9,19 Е	1655	127	108,6	З-133	ниппель	53456,5	
					З-133	муфта		
						∑	61297,88	

Окончание таблицы И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под эксплуатационную колонну (1703-3552 м)								
1	Долото 215,9 (8 1/2) FD616MH	0,37	215,9	-	3-117	ниппель	49	Бурение интервала стабилизации, интервала набора угла, интервала малоинтенсивного набора угла, горизонтального участка, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
2	Переводник П-117/114	0,5	178	95	3-117	муфта	75	
					3-114	ниппель		
3	РУС PowerDrive X5 675	4,11	171,5	-	3-114	муфта	765	
					3-114	муфта		
4	Переводник П-114/133	0,5	178	-	3-144	ниппель	180	
					3-133	муфта		
5	НУБТ-178х71 (с ТСМ)	9,45	178	71	3-133	ниппель	1630,13	
					3-133	муфта		
6	НУБТ-178х71	9,45	178	71	3-133	ниппель	1630,13	
					3-133	муфта		
7	ПК-127х9,19 Е	700	127	108,6	3-133	ниппель	22610	
					3-133	муфта		
8	ТБТ-127х76	50	127	76	3-133	ниппель	3725	
					3-133	муфта		
9	ЯГБ-172	21,42/ 24,42	172	76	3-133	ниппель	314	
					3-133	муфта		
10	ТБТ-127х76	50	127	76	3-133	ниппель	3725	
					3-133	муфта		
11	ПК-127х9,19 Е	2706	127	108,6	3-133	ниппель	87403,8	
					3-133	муфта		
						∑	122107,06	

Приложение К
(обязательное)

Параметры, потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица К.1 – Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные						
интервал бурения по стволу, м		коэффициент репрессии	пластовое давление, МПа	глубина по вертикали, м	g, м/с^2	тип бурового раствора
0	40	1,10	0,4	40	9,81	глинистый
40	806	1,10	8,0	800		ингибирующий
806	1703	1,10	16,0	1600		полимер-глинистый
1703	3552	1,05	25,40	2540		РУО

Результаты проектирования										
интервал бурения по стволу, м		плотность, г/см^3	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	условная вязкость, с	водоотдача, см^3/30 мин	pH	сод. песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
0	40	1,20	6-10	12-20	50-80	<12	8-8,5	<2,0	12-20	10-12
40	806	1,16	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	<1,5	40-80	10-18
806	1703	1,13	10-20	30-60	30-50	4-6	9-10	<0,5	40-100	10-20
1703	3552	1,11	10-20	20-40	40-60	0,5-1,0	-	-	40-80	20-30

Таблица К.2 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{каверн}$	Объем скважины в конце интервала, $м^3$
от (верх)	до (низ)					
0	40	40	490	-	1,30	9,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, $м^3$						0,32
Расчетные потери бурового раствора при очистке, $м^3$						5,92
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, $м^3$						0,16
Объем раствора в конце бурения интервала, $м^3$						54,81
Общая потребность бурового раствора на интервале, $м^3$						61,20
Объем раствора к приготовлению, $м^3$						61,20
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал, $м^3$						21,92
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыд. обсадной колонны, мм	$k_{каверн}$	Объем скважины в конце интервала, $м^3$
от (верх)	до (низ)					
40	806	766	393,7	406	1,52	148,68
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, $м^3$						7,08
Расчетные потери бурового раствора при очистке, $м^3$						113,54
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, $м^3$						3,14
Объем раствора в конце бурения интервала, $м^3$						193,68
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала, $м^3$						21,92
Общая потребность бурового раствора на интервале, $м^3$						317,44
Объем раствора к приготовлению, $м^3$						295,52

Окончание таблицы К.2

Техническая колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыд. обсадной колонны, мм	$k_{каверн}$	Объем скважины в конце интервала, $м^3$
от (верх)	до (низ)					
806	1703	897	295,3	306,9	1,70	164,06
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, $м^3$						8,67
Расчетные потери бурового раствора при очистке, $м^3$						84,92
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, $м^3$						5,20
Объем раствора в конце бурения интервала, $м^3$						333,12
Общая потребность бурового раствора на интервале, $м^3$						431,91
Объем раствора к приготовлению, $м^3$						431,91
Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыд. обсадной колонны, мм	$k_{каверн}$	Объем скважины в конце интервала, $м^3$
от (верх)	до (низ)					
1703	3552	1849	215,9	228,7	1,24	153,89
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, $м^3$						6,18
Расчетные потери бурового раствора при очистке, $м^3$						66,03
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, $м^3$						10,80
Объем раствора в конце бурения интервала, $м^3$						312,79
Общая потребность бурового раствора на интервале, $м^3$						395,80
Объем раствора к приготовлению, $м^3$						395,80

Таблица К.3 – Результаты расчета потребного количества химических реагентов

Наименование реагента	Назначение реагента	Упаковка, кг/л	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		тех. колонна		эксплуатац. колонна		итого	
			кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	25	42,84	2	636,18	20	246,09	9	-	-	925,12	38
Глинопорошок ПБМБ	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	3060,24	4	1272,36	1	19687,39	18	-	-	24019,98	25
Na_2CO_3	Снижение жесткости раствора	25	0,61	1	-	-	246,09	9	-	-	246,70	10
KCl	Подавление гидратации и набухания глин, ингибитор	50	-	-	21206,00	318	-	-	-	-	21206,00	425
НТФ	Понизитель фильтрации	25	-	-	8,48	1	86,4	4	-	-	94,88	4
KOH	Регулирование щелочности среды, введение свободных K^+	25	-	-	848,24	26	-	-	-	-	848,24	34
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	-	-	-	-	2460,92	87	-	-	2460,92	99
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, регулятор реологических свойств	25	-	-	-	-	863,82	35	-	-	863,82	35
Нефть	Дисперсионная среда для РУО	200	-	-	-	-	-	-	230842,5	990	230842,5	1155
ИКМУЛ	Первичный эмульгатор	200	-	-	-	-		-	13850,55	60	13850,55	70
ИКСОРФ	Вторичный эмульгатор	200	-	-	-	-	-	-	9233,70	40	9233,70	47
ИКТОН	олеофильный бентонит (структурообразователь)	25	-	-	-	-	-	-	2308,42	80	2308,42	93
$CaCl_2$	Утяжелитель	50	-	-	-	-	-	-	23084,25	396	23084,25	462
Известь	Повышение активности первичного эмульгатора	25	-	-	-	-	-	-	9233,70	317	9233,70	370
Смазочная добавка	Уменьшение коэффициента трения в скважине	190	-	-	1587,2	9	-	-	-	-	1587,2	9
Барит	Утяжелитель	1500	12539,62	9	54813,26	37	52663,76	36	-	-	120016,65	81
$CaCO_3$	Утяжелитель, кольматант	1000	-	-	-	-	-	-	38860,02	39	38860,02	39

Приложение Л
(обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Л.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см^2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм^2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	бурение	0,238	0,034	центральная	1	70	16,7	0,06
Под кондуктор									
40	806	бурение	0,307	0,049	периферийная	8	10	95,1	2,67
Под техническую колонну									
806	1703	бурение	0,624	0,057	периферийная	8	8	97,2	3,13
Под эксплуатационную колонну									
1703	3552	бурение	0,979	0,084	периферийная	4 4	7 8	86,2	3,44

Таблица Л.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см^2	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	бурение	УНБТ-1180	2	90	170	247,5	0,85	115	32,06	64,12
40	806	бурение	УНБТ-1180	2	90	160	275,4	0,85	122	29,86	59,73
806	1703	бурение	УНБТ-1180	1	90	180	219,6	0,85	125	39,1	39,1
1703	3552	бурение	УНБТ-1180	1	90	160	275,4	0,85	125	30,6	30,6

Таблица Л.3 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см^2	Потери давления (в кгс/см^2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	бурение	21,8	1,9	-	9,8	0	10
40	806	бурение	218,7	62,0	66,3	79,3	1,2	10
806	1703	бурение	173,5	62,6	41,9	54,3	4,7	10
1703	3552	бурение	177,6	47,0	27,3	74,0	19,4	10

Приложение М
(обязательное)

Схема обвязки цементировочной техники

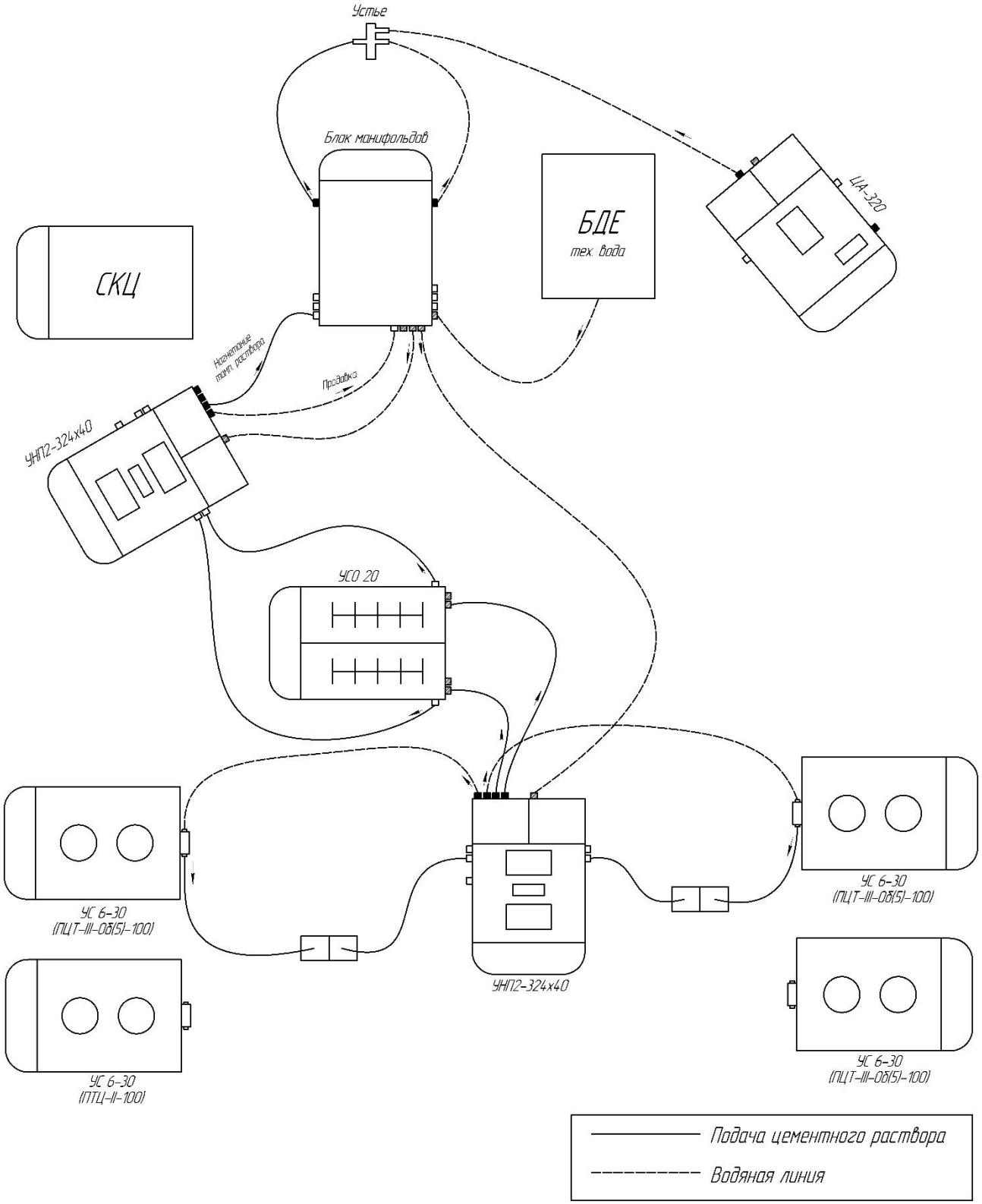


Рисунок М.1 – Схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение Н
(обязательное)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица Н.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, $D_{ус}$, мм	Наименование, типоразмер, производитель	Интервал установки, м		Количество элементов в интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Эксплуатационная, фильтр-труба-фильтр, 140	БКМ-140 «Нефтемаш»	3552	3552	1	1
	ММЦ6.140 «ИнРул Бурение»	2849,5	2852	1	1
	ПДМ5.140 «ИнРул Бурение»	2852	2856	1	1
	ЦПН 140/216 «Нефтемаш»	2583	3552	78	78
	ЦТГ 140/216 «Нефтемаш»	2783	2852	2	2
Эксплуатационная, 178	ЦПН 178/216 «Нефтемаш»	1703	2783	46	57
	ЦПН 178/245 «Нефтемаш»	1198	1703	11	
	ЦТГ 178/216 «Нефтемаш»	1703	2783	31	31
Техническая колонна, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1703	1703	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	1693	1693	1	1
	ПЦ 245/324 «Нефтемаш»	300	806	11	45
	ЦПН 245/295 «Нефтемаш»	806	1703	33	
	ПРП-Ц-245 «Нефтемаш»	1692	1692	1	1
	ПРП-Ц-Н-245 «Нефтемаш»	1693	1693	1	1
Кондуктор, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	806	806	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	796	796	1	1
	ЦТГ-324/394 «Нефтемаш»	0	806	33	33
	ПРП-Ц-324 «Нефтемаш»	795,6	795,6	1	1
	ПРП-Ц-Н-324 «Нефтемаш»	796	796	1	1
Направление, 426	БКМ-426 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦКОДМ-426 «Нефтемаш»	30	30	1	1

Приложение П
(справочное)

Технические характеристики комплекса оборудования для свабирования скважин «СВАБ-1»

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей: устьевое оборудование и скважинная часть комплекса.

Технические характеристика комплекса представлены в таблица Н.1.

В состав устьевого оборудования (рис. Н.1) входят следующие функциональные узлы:

- тройник-разрядник (1);
- превентор плашечный механический (2);
- скважинный лубрикатор (3);
- сальниковый очиститель (4);
- ручной гидравлический насос (5);
- рукав высокого давления (6).

В состав скважинной части комплекса (рис. Н.2) входят:

- тросовая головка (1);
- вертлюг (2);
- грузовая штанга (3);
- ударный ясс (4);
- держатель мандрели (5);
- мандрель верхняя (6);
- мандрель нижняя (7);
- манжета R-30 (8);
- манжета TUF (9).

Таблица Н.1 – Технические характеристики «СВАБ-1»

Параметр	Значение
Рабочее давление для устьевого оборудования, МПа	21
Рабочее давление сальникового очистителя, МПа	10-21
Максимальная температура внутри скважины, °С	120
Скорость подъема сборки СВАБ-С, м/с	3,7-7,3
Условный проход, мм: – НКТ 2 7/8”	59,7
Ударный ход ясса, мм	405
Габаритные размеры, мм: – максимальная высота устьевого оборудования – сборка СВАБ-С для НКТ 3,5” – сборка СВАБ-С для НКТ 2 7/8”	7700 2500х76 2500х59
Масса, кг, не более: – устьевое оборудование – сборка СВАБ-С для НКТ 3,5” – сборка СВАБ-С для НКТ 2 7/8”	300 40 35

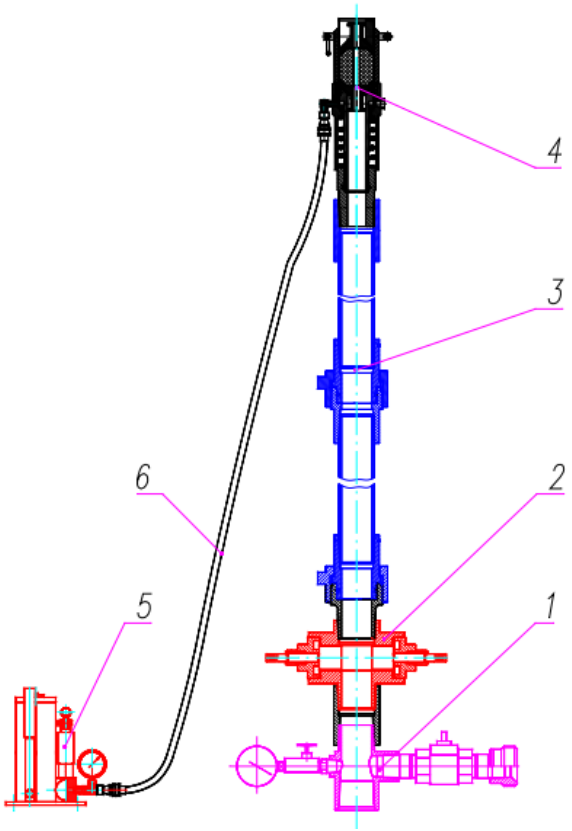


Рисунок Н.1 – Устьевое оборудование комплекса

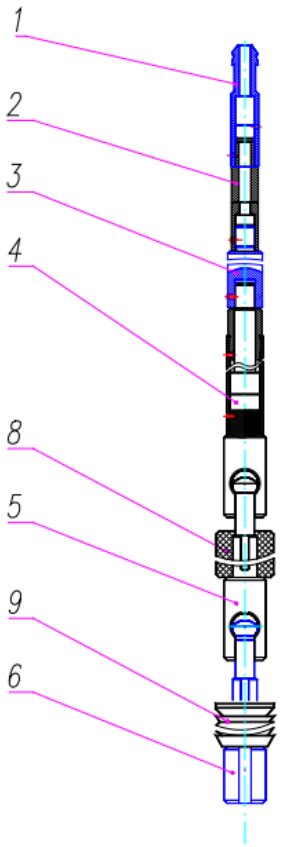
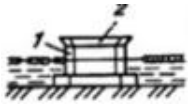
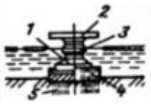
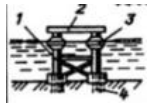
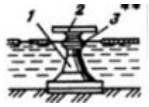


Рисунок Н.2 – Скважинная часть комплекса

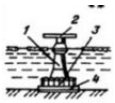
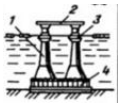
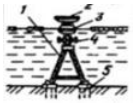
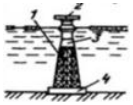
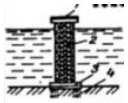
Приложение Р
(обязательное)

Рекомендации по выбору стационарной платформы

Таблица Р.1 – Возможные типы стационарных платформ в зависимости от условий работы

Глубина воды, м	Тип сооружения		Возможная акватория (море, губа)
1	2	3	4
В условиях замерзающих морей			
0-15		Грунтовый остров с укрепленными откосами	Печорское Азовское Карское Обская и Тазовская Охотское Каспийское (северная часть)
		Монопод гравитационного типа	
15-50		Стационарная платформа гравитационного типа	Печорское Карское Охотское Лаптевых Восточное-Сибирское Чукотское
		Монопод свайно-гравитационного типа	
		Стационарная многоопорная платформа свайного типа	
		Стационарная платформа конусно-гравитационного типа	

Продолжение таблицы Р.1

1	2	3	4
50-100		Стационарная платформа конусно-гравитационного типа	Охотское Карское Баренцево
50-100		Монопод гравитационного типа	
		Стационарная платформа на колоннах	
100-350		Трехопорная стационарная платформа	Баренцево Охотское Магаданский шельф
		Монопод со сквозным решетчатым блоком	
В условиях незамерзающих морей			
100-350		Свайная платформа решетчатого типа	Баренцево Черное
		Решетчатая платформа свайно-гравитационного типа	
		Стационарная платформа на колоннах	

Приложение С
(обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица С.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: S_1 – сокращение сроков строительства скважины; S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы; S_3 – минимальное загрязнение ПЗП за счет конструкции открытого забоя; S_4 – эффективное бурение инстервала под ЭК за счет использования РУС; S_5 – большая зона дренирования пласта;	Слабые стороны проекта: W_1 – необходимость в квалифицированномперсонале; W_2 – высокая стоимость производимых работ; W_3 – сложность прокладки скважины; W_4 – большая материалоемкость; W_5 – относительно большая протяженностьгоризонтального участка ствола;
Возможности: O_1 – высокий уровень спроса на энергоносители; O_2 – использование современного оборудования; O_3 – обеспечение занятости населения Томской области; O_4 – ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов; O_5 – создание благоприятных условий для жизнедеятельности буровой бригады;	1 – $S_1O_1O_2$ 2 – $S_2O_1O_2O_3O_4$ 3 – $S_3O_2O_4$ 4 – $S_4S_5O_2$	1 – $W_1O_1O_2O_3O_4$ 2 – $W_2W_4O_2O_4$ 3 – $W_5O_1O_2O_4$
Угрозы: T_1 – угроза загрязнения окружющей среды; T_2 – сложные метеорологические условия; T_3 – сложные геологические условия; T_4 – технологические риски; T_5 – риск техногенных аварий;	1 – $S_1T_1T_4T_5$ 2 – S_5T_5	1 – $W_1T_4T_5$ 2 – $W_3W_5T_1T_4T_5$

Таблица С.2 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение под направление: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	490 (19 19/64) GRD213	0	40	400	0,02	40	0,1	0,8	0,18	0,98 0,03 0,18 0,23 0,44 0,47 0,08 22,60 1,25 0,30 26,56
Бурение под кондуктор: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	393,7 (15 1/2) FD519SM	40	806	3200	0,04	766	0,24	30,64	2,13	32,77 0,47 5,68 0,23 0,44 0,47 0,08 61,34 4,98 5,2 1 112,66

Продолжение таблицы С.2

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
Бурение под техническую колонну: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	295,3 (11 5/8) FD616SM	806	1703	3200	0,06	897	0,28	53,82	4,64	58,46 0,65 6,60 0,23 0,44 0,47 0,08 69,38 7,37 7,18 1,3 152,16
Бурение под эксплуатационную колонну: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	215,9 (8 1/2) FD616MH	1703	3552	3200	0,08	1849	0,58	147,92	10,28	158,1 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 297,66
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица С.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая 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	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,62

Продолжение таблицы С.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	3,06	230,73	1,27	95,76	19,7	1485,40	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,04	35,00	0,64	560,13	0,25	218,8	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,001	0,12	-	-	0,25	53,9	-	-
KCl	т	215,6	-	-	21,2	4570,7	-	-	-	-	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	3,32	3268,2	-	-	-	-
НТФ	т	586,1	-	-	-	-	0,008	4,97	0,09	52,75	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	12,6	3402	54,9	14823	52,7	14229	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	1,6	560,64	-	-	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	38,9	7725,54
ИКМУЛ	т	983,00	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,30
ИКСОРФ	т	810,00	-	-	-	-	-	-	-	-	9,24	9739,00
ИКТОН	т	1491,00	-	-	-	-	-	-	-	-	2,30	3429,30
Нефть	т	118,33	-	-	-	-	-	-	-	-	231	27327,30
Известь	т	55,24	-	-	-	-	-	-	-	-	9,3	7533,00
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9103,92		8530,44		24518,16		38669,85		76104,07	
Затраты, зависящие от объема работ												
490 (19 19/64) GRD213	шт.	3152,3	-	-	0,1	315,23	-	-	-	-	-	-
393,7 (15 ½) FD519SM	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,24	664,74	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD616SM	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,29	1424,07	-	-
215,9 (8 ½) FD616MH	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3035,95
1-КА393,7 СТК	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
1-КА295,3 СТК	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	6,14	30,15	30,14	147,99	24,84	121,97	62,8	308,35
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт	1268											
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		0		351,99		968,11		1690,32		3616,47	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9103,92		8882,43		25486,27		40360,17		79720,54	
Всего по сметному расчету, руб	163288											

Таблица С.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. 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	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-426	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-324	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-140	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ПЦ-426/490	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ-324/394	шт.	32,5	-	-	33	1072,50	-	-	-	-
Центратор ЦПН 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	33	838,2	-	-
Центратор ПЦ 245/324	шт.	25,4	-	-	-	-	11	279,4	-	-
Центратор- турбулизатор ЦТГ 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	31	579,7
Центратор ЦПН 178/245	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	11	205,7
Центратор ЦПН 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Продолжение таблицы С.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Центратор-турбулизатор ЦТГ 140/216	шт.	15,5	-	-	-	-	-	-	2	31,0
Центратор ЦПН 140/216	шт.	15,5	-	-	-	-	-	-	78	1209,0
ЦКОДМ-426	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-324	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-245	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-426	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ММЦ6.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324	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.		7032,67		11961,05		12524,85		21835,75	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 178х10,4	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 178х9,2	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
Обсадные трубы 140х7,7	м	19,64	-	-	-	-	-	-	769	15103,16
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	1,45	41,59	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	27,3	541,63
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт	1268									
Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		3917,85		36404,02		54357,16		91465,65	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.		10950,52		48365,07		66882,01		113301,4	
Всего по сметному расчету	руб.		239499,00							

Таблица С.5 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	**Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины**		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 591 944
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 909 867
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	540 128
	Итого по главе 1	**93 656**	**22 041 939**
2	**Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования**		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	41 879 120
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 671 458
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 272 542
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	393 976
	Итого по главе 2	**204 924**	**48 217 096**
3	**Глава 3. Бурение и крепление скважины**		
3.1	Бурение скважины	135 961	38 429 830
3.2	Крепление скважины	239 499	56 366 090
	Итого по главе 3	**375 460**	**88 364 512**
4	**Глава 4. Испытание скважины на продуктивность**		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 303 608
4.2	Консервация скважины	6 872	1 617 325
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 901 628
	Итого по главе 4	**28 989**	**6 822 561**
5	**Глава 5. Промыслово-геофизические работы**		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	44 490	10 470 722
	Итого по главе 5	**44 490**	**10 470 722**
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	16 123	3 794 548
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	281 008
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	7 204 064
	Итого по главе 6	**47 927**	**11 279 620**
	ИТОГО прямых затрат	**795 446**	**187 196 450**
7	**Глава 7. Накладные расходы**		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	198 862	46 802 172
	Итого по главе 7	**198 862**	**46 802 172**

Продолжение таблицы С.5

8	**Глава 8. Плановые накопления**		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	79 545	18 720 916
	Итого по главе 8	**79 545**	**18 720 916**
	ИТОГО по главам 1-8	**1 073 853**	**252 731 304**
9	**Глава 9. Прочие работы и затраты**		
9.1	Премии и прочие доплаты; 5,7%	61 210	14 405 774
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	49 250	11 590 988
9.3	Северные надбавки; 2,98%	32 001	7 531 436
9.4	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.5	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.6	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.7	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.8	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	**142 461**	**38 646 498**
	ИТОГО по главам 1-9	**1 216 314**	**291 377 802**
10	**Глава 10**		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 148	505 532
	Итого по главе 10	**2 148**	**505 532**
11	**Глава 11**		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	60 923	14 594 168
	Итого по главе 11	**60 923**	**14 594 168**
	ИТОГО	**1 279 385**	**306 477 502**
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	**306 477 502**	
	НДС, 20%	**60 295 500**	
	ВСЕГО с учетом НДС	**366 772 002**	

Таблица С.6 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения

№ п/п	Показатель	Бурение с хвостовиком	Бурение с комбинированной ЭК
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	ГЗД/РУС	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2510	
4	Интервал по стволу, м	1703-3552	
Расчет			
5	Длина сооружаемого интервала, м	1849	
6	Количество долблений	769/3500 = 0,22 1080/3200 = 0,34	0,58
7	Время бурение интервала, ч	0,08*769 = 61,52 0,08*1080 = 86,4	147,92
8	Время бурения с учетом СПО, ч	61,52 + 14,63 = 76,15 86,4 + 7,78 = 94,48	158,1
9	Время крепления интервала, ч	124,82	94,82
10	Экономия времени, ч	42,53	
11	Стоимость работы эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 825	
12	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	7 819 120	7 244 933
13	Эксплуатационные затраты на крепление, руб.	5 719 877	4 345 127
14	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	1 948 937	
15	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	310,54	
16	Интегральный финансовый показатель	$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{11\,590\,060}{13\,538\,997} = 0{,}86$	

Приложение Т
(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение У
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну