

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 (пласт РЗ) на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Мельников Александр Алексеевич		

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	Кашук 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	-		

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	60
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 (при наличии)

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	-		

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

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя отделения
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б5В	Мельников Александр Алексеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт PZ) на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1020/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.19
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины; – Углубление скважины Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины; – Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки.
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кандидат технических наук, доцент Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель:

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	Мельников Александр Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Мельникову Александру Алексеевичу

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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. <i>Составление сметы инженерного проекта</i>	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии.

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	04.02.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Мельников Александр Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Мельников Александр Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /бурение нефтяных и газовых скважин

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)	Буровая вышка на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область) Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком. Основная рабочая зона, стол ротора.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	• СанПиН 2.2.4.3359-16; • СанПиН 2.2.4.548-96; • СНиП 23-05-95; • ГОСТ 12.1.003-83; • ГОСТ 12.1.012-90; • ГОСТ 12.1.012-90; • ГОСТ 12.1.029-80; • ГОСТ 13862-90; • ГОСТ 12.2.009-80; • ГОСТ 12.2.003-74; • ГОСТ 17.1.02-79; • ГОСТ 17.2.02-79; • ГОСТ 17.4.02-79; • ГОСТ 17.5.02-79; • ГОСТ 17.6.02-79.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. 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)	Вредные факторы: • неудовлетворительные погодные условия; • неудовлетворительная освещённость; • повышенный шум и вибрации; • насекомые, животные.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты);	Опасные факторы: • механический травматизм; • ядовитые вещества; • электрический травматизм;

– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	• пожаро-взрывоопасность.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Бурении скважины сопровождается: • загрязнением атмосферного воздуха; • нарушением гидрогеологического режима; • загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; • повреждением почвенно-растительного покрова.
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; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	• анализ возможных чрезвычайных ситуаций; • мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Мельников Александр Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 75 страниц, 33 таблицы, 16 рисунков, 48 литературных источников, 11 приложений.

Ключевые слова: месторождение, скважина, режим бурения, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности. Объектом исследования является эксплуатационная наклонно направленная скважина глубиной 3811 метров на нефтегазовом месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт PZ) на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 3811 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: наклонно-направленная с горизонтальным участком эксплуатационная скважина с зацементированным хвостовиком.

Область применения: строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин.

Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины.

Обозначения и сокращения

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируочный агрегат.

Оглавление	
Введение	13
1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	14
1.2 Горно-геологические условия бурения	14
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.4 Зоны возможных осложнений.....	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	15
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	15
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	15
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	16
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	17
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	17
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	17
2.3 Углубления скважины.....	18
2.3.1 Выбор способа бурения.....	19
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	20
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	21
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	21
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	22
2.3.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора.....	24
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	29
2.4 Проектирование процессов заканчивания	29
2.4.1 Расчет обсадных колонн	29
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	30
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	32
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	35
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	36
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	36
2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	37
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	37
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	38
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	39
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	40
2.5 Выбор буровой установки.....	41

3	Специальная часть	42
3.1	Критерии выбора буровых оснований	42
3.2	Классификация морских буровых установок	43
3.2.1	Стационарные основания	44
3.2.2	Передвижные основания, опирающиеся на дно моря	46
3.2.3	Полупогружные плавучие буровые установки	48
3.2.4	Морские буровые суда	51
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1	Оценка коммерческого потенциала инженерных решений	53
4.1.1	Потенциальные потребители проекта	53
4.1.2	SWOT-анализ	53
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины 54	
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	54
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	56
4.2.3	Линейных календарный график выполнения работ	57
4.3	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины	58
4.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии 60	
5	Социальная ответственность	61
5.1	Производственная безопасность	61
5.2	Анализ вредных производственных факторов	62
5.2.1	Отклонение показателей микроклимата	62
5.2.3	Недостаточная освещенность рабочей зоны	63
5.2.4	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	64
5.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)	64
5.3.1	Электробезопасность	64
5.3.2	Пожаровзрывобезопасность	65
5.4	Охрана окружающей среды	66
5.5	Защита в чрезвычайных ситуациях	68
5.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
	Заключение	71
	Список литературы	72
	Приложение А	76
	Приложение Б	77
	Приложение В	84
	Приложение Г	87
	Приложение Д	88

Приложение Е.....	90
Приложение Ж.....	91
Приложение И	94
Приложение К.....	99
Приложение Л.....	111
Приложение М.....	112

Введение

В нашей стране очень много внимания уделяют добычи нефти и газа и для улучшения работы в таком направлении как нефтегазодобыча необходимо строительство новых добывающих месторождений. А это, в свою очередь, создает необходимость для предприятий искать новые наиболее выгодные одновременно наиболее качественные способы бурения ствола скважины, вскрытия продуктивных пластов и их разобщение, а также их вторичное вскрытия. Это необходимо, чтобы уменьшить затраты на проводку скважины и в то же время максимально уменьшить отрицательное влияние на нефтегазоносный пласт, в процессе разбуривания, закачивания и освоения скважины тампонажными и промывочной жидкостями.

На основании этого в данной выпускной квалификационной работе на тему: «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт PZ) на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)». Было учтено рациональное использование всех необходимых, сил, материалов, средств, материалов, агрегатов для строительства данной скважины.

1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

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

1.2 Горно-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)

Характеристика газонефтеводоносности на месторождении (площади) представлена в приложении В.

1.4 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении Г.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Согласно технического задания на бурение скважины: количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 градусов, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов, 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. Отход / длина горизонтального участка ствола: 750 метров / 700 метров. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2950 метров.

Наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование пятиинтервального профиля скважины. В таблице Д.1 представлены данные по профилю скважины. На рисунке Д.2 приложения Д представлен профиль скважины.

2.2 Обоснование конструкции скважины

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

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Для данной скважины мы выбираем конструкцию с зацементированным хвостовиком, так как это упрощает конструкцию скважины, упрощает способ цементирования, экономит время и ресурсы и дает возможность селективного (раздельного) опробования и эксплуатации продуктивных горизонтов.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке Е.1 приложения Е.

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Глубина спуска направления составляет 50 м, так как до глубины 40 м залегают четвертичные отложения. Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (таблица 1), было принято решение спускать кондуктор на 1400 м. Расчёты были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методическом пособии "Технология бурения нефтяных и газовых скважин" [1].

Таблица 1 – Результаты расчета глубины спуска кондуктора (газовый пласт)

ИМЯ ПЛАСТА	К.В
$L_{кр}$	2935
$\Gamma_{пл}$	0,101
$\Gamma_{грп}$	0,2
$y^=$	1,028
Расчетные значения	
$P_{пл}$	296,435
$P_{гр}$	280
e^s	1,17
$P_{пл} / e^s$	253,08
$L_{конд min}$	1400
Требуемый запас	1,10
Принимаемая глубина	1400

Согласно технического задания глубина спуска эксплуатационной колонны до 3111 метров.

А в интервале от 2861 до 3811 закладываем хвостовик.

Исходя из геологических характеристик и совмещённого графика давлений, запроектирована следующая конструкция скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–50 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0–1437метров;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 937–3111 метров.

Интервал цементирования хвостовика: 2861–3811метров.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из технического задания, принимаем диаметр хвостовика равный 127 мм. Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Диаметры обсадных колонн и диаметр долот

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	215,9
Хвостовик	127	152,4

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. Расчеты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет давления опрессовки колонны для газового пласта

Газовые пласты	
Наименование параметра	К.В
Пластовое давление в кровле ПП, кгс/см ²	296,435
Глубина залегания кровли ПП, м	2935
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, кгс/см ² (МПа)	21,50
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, кгс/см ² (МПа)	23,65
Давление опрессовки колонны, кгс/см ² (МПа)	26,02
Нефтяные пласты	
Наименование параметра	PZ
	M1
Пластовое давление в кровле ПП, кгс/см ²	297,95
Глубина залегания кровли ПП, м	2950
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, кгс/см ² (МПа)	21,7
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, кгс/см ² (МПа)	23,87
Давление опрессовки колонны, кгс/см ² (МПа)	26,26

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны: ОКО1-35-168х245 ХЛ.

В качестве схемы обвязки противовыбросового оборудования выбираем пятую схему ОП5-230/80х35.

2.3 Углубления скважины

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

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Запроектированные способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-1437	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
1437-3111	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
3111-3811	Хвостовик	с применением роторно-управляемых систем

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Для бурения интервала под кондуктор проектируется PDC долото диаметром 295.3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами со средней абразивностью.

Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC диаметром 152,4 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что долото предназначено для роторных управляемых систем. Для такой системы применяются долота с удлиненным полноразмерным пассивным калибром, это позволяет улучшить управление траектории скважины и получить хорошее качество ствола. Характеристики долот представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики долот для строительства проектируемой скважины

Интервал, м.		0–50	50–1437	1437–3111	3111–3811
Шифр долота		III 393,7М-ЦГВ-UT31	295,3 (11 5/8) FD716M	215,9 (8 1/2) D6913 - S134	152,4 6 E5516 - S169
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	152,4
Тип горных пород		М	М	СТ	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117	3-88
	API	6 5/8 FH	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,457	0,4	-	0,37
Масса, кг		161	84	45	28,5

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

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 6. Результаты проектирования представлены в таблице 7. Расчеты произведены по методике, приведенной в методическом пособии «"Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1].

Таблица 6 – Исходные данные для расчета осевой нагрузки на долото по интервалам бурения

Интервал, м.	0-50	50-1437	1437-3111	3111-3811
Исходные данные				
D _д , см	39,4	29,5	21,6	15,2
G _{пред} , кН	80	120	150	100

Таблица 7 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Результаты проектирования				
G _{доп} , кН	64	96	120	80
G _{проект} , кН	64	96	120	80

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Расчет был произведен по методике, приведенной в методическом пособии «"Технология бурения нефтяных и газовых скважин" [1], результаты представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет частот вращения долот

Интервал, м.	0-50	50-1437	1437-3111	3111-3811
Исходные данные				
V _л , м/с	3,4-2,8	1-2	1-2	1-2
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ, мс	6	-	-	-
z	24	-	-	-
α	0,9	-	-	-
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин	146	65	89	125
n ₂ , об/мин	270	-	-	-
n ₃ , об/мин	635	-	-	-
n _{стат} , об/мин	40-60	100-140	140-180	120-140
n _{проект} , об/мин	60	100	140	125,3

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-1437 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ДРУ-240РС (7/8), который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить

момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД 2УКТ-172/40. Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м.		0-50	50-1437	1437-3111	3111-3811
Исходные данные					
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	393,7	295,3	215,9	152,4
G _{ос} , кН		64	96	120	80
Исходные данные					
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		354,3	240	172,7	137,2
M _р , Н*м		242,2	325,7	319	210,8
M _о , Н*м		196,8	147,6	107,9	76,2
M _{уд} , Н*м/кН		48,7	36,9	27,4	19,8

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкост-ти, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС (7/8)	50–1437	240	8,57	2300	30-75	190–470	2300	121–552
ВЗД 2УКТ-172/40	1437–3111	172,7	26,5	7000	19-38	90–140	18,53	166–232

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Последовательно расположенные секции БТ одного наружного диаметра – ступень КБТ.

Бурильная колонна предназначена в общем случае для:

1. Передачи вращения от ротора к долоту.
2. Восприятия реактивного момента забойного двигателя.
3. Подвода промывочной жидкости к забойному двигателю, долоту, забою скважины.
4. Создания осевой нагрузки на долото.
5. Подъема и спуска долота и забойного двигателя.
6. Проведения вспомогательных работ.

Исходя из назначения, требования к бурильной колонне сводятся к следующим:

1. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки.
2. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причем с минимальными гидравлическими потерями.
3. Минимальные затраты времени при спускоподъемных операциях, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В процессе бурения на бурильную колонну действуют различные силы и моменты. К ним в общем случае относятся:

- растягивающие силы от собственного веса;

–растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте;

–силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости;

–силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения)

–силы инерции как самой колонны, так и промывочной жидкости;

–изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины;

– осевая сжимающая сила в нижней части колонны;

– изгибающей момент за счет потери колонной прямолинейной формы;

– динамические составляющие продольных и поперечных сил

Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

В связи с тем, что при проектировании и расчетах бурильной колонны практически невозможно учесть все нагрузки, а некоторые из них не поддаются точному определению, поэтому рассматриваются только основные, наиболее существенные и опасные. К их числу относятся растягивающие силы, крутящий и изгибающие моменты, наружное и внутреннее избыточные давления промывочной жидкости.

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.

Зачастую в виду того, что предложенные методики расчета являются сугубо теоретическими, в результате проектирования могут получаться значения

параметров режима бурения, которые не соответствуют реалиям строительства скважин на данных площадях.

Результаты расчетов расходов бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование расходов бурового раствора и их допустимых областей по интервалам бурения

Интервал, м.	0-50	50-1437	1437-3111	3111-3811
Q_1 , л/с	79	4,5	15	5,5
Q_2 , л/с	23	11,4	3,5	7
Q_3 , л/с	89	68	45,7	17,5
Q_4 , л/с	74	44,5	19,8	5,8
Q_5 , л/с	53	44	70	53
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	55-70	55-70	32-40	12-16
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q , л/с	70	70	32	12

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Под направление выбираем промывочную жидкость, которая предназначена для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Все реагенты закупаются у компании «Schlumberger».

Компонентный состав представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
ПБМА	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
RHEDUCE	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Барит	Регулирование плотности	189,2

Технологические свойства раствора приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,187
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Для получения нужной плотности добавим в раствор утяжелитель барит и рассчитаем расход нужного барита по формуле 1:

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_3 \cdot (\rho_2 - \rho_1)}{\rho_3 - \rho_2}, \quad (1)$$

где $q_{\text{ут}}$ – масса утяжелителя на 1 м³;

ρ_3 – плотность утяжелителя 4300 кг/м³;

ρ_2 – плотность требуемого раствора 1187 кг/м³;

ρ_1 – плотность имеющегося раствора 1050 кг/м³.

$$q_{\text{барита}} = 189,2 \text{ кг/м}^3.$$

Полимер-глинистый буровой раствор выбираем под кондуктор, который предназначен для бурения в различных отложениях.

Компонентный состав представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2

Окончание таблицы 14

ПБМА	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-40
ПАЦ ВВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	5
Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
LUBEPLEX	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Барит	Регулирование плотности	189,2

Технологические свойства раствора после приготовления приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,187
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Чтобы добиться нужной плотности, нужно добавить барита по рассчитанному расходу по формуле (2):

$$q_{\text{барита}} = \frac{4300 \cdot (1187 - 1050)}{4300 - 1187} = 189,2 \text{ кг/м}^3.$$

Для эксплуатационной колонны выбираем полимер-глинистый раствор. Компонентный состав представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПБМА	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-40
POLYPAC	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
POLY-SAL	Регулятор фильтрации	5
LUBEPLEX(schlumberger)	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5

Окончание таблицы 16

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Барит	Регулирование плотности	14,6

Чтобы добиться нужной плотности, нужно добавить барита по рассчитанному расходу по формуле (2):

$$m_{\text{барита}} = \frac{4300 \cdot (1061 - 1050)}{4300 - 1061} = 14,6 \text{ кг/м}^3.$$

Технологические свойства раствора приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,06
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Под интервал хвостовика выбирается раствор на углеводородной основе. Раствор на углеводородной основе применяются при бурении скважин с большим горизонтальным участком ствола скважины, в зоне осыпающихся аргиллитов, в том числе для вскрытия продуктивного пласта. Компонентный состав представлен в 18.

Таблица 18 – Компонентный состав раствора на углеводородной основе

Класс	Назначение	Концентрация, л, кг/м ³
Дизельное топливо	Дизельное топливо	700
Известь	Источник кальция	15
M-I 157	Стабилизация эмульсии	1-3
VERSAWET)	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	1-3
VERSAPAC	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1-2
OPTISEAL I	Контроль фильтрации	1-3
VG-69	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	8

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Примерные технологические свойства РУО

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,06
Условная вязкость, с	50-70
Пластическая вязкость, сПз	25-35
ДНС, дПа	40-125
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-30/60-100
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 4
Электростабильность, В	> 250

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 скважин «БурСофтПроект». Результаты расчета представлены в приложении Ж.

2.4 Проектирование процессов заканчивания

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 20. Расчеты данного раздела выполнены по методикам, приведенным в [2].

Таблица 20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости ρ_{prod} , кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1820
Высота цем. стакана $h_{ст}$, м	10	Глубина скважины, м	2950
Высота столба буф. жидкости h_1 , м	913	Высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	115

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. Расчёты были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методическом пособии «Заканчивание скважин» [3].

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны представлена на рисунке 1.

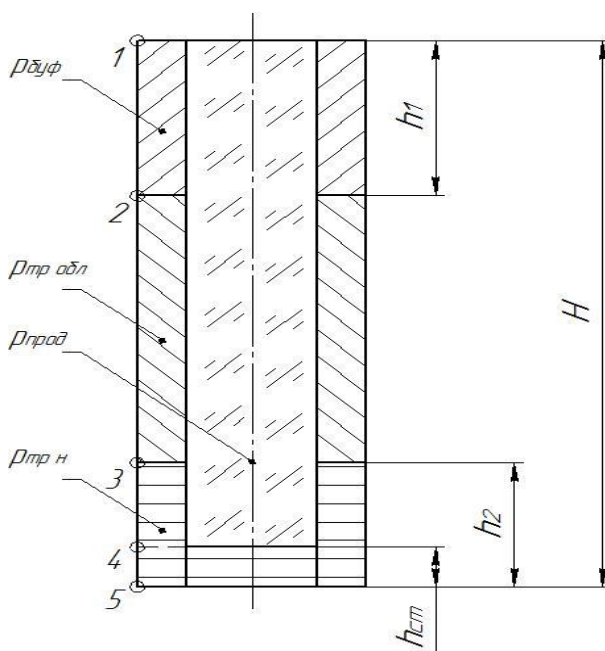


Рисунок 1 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Результаты расчета наружных избыточных давлений для случая в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	913	2835	2940	2950
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,9	8,44	9,26	9,26

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины представлена на рисунке 2. Результаты расчета наружных избыточных давлений для случая в конце эксплуатации скважины соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 22.

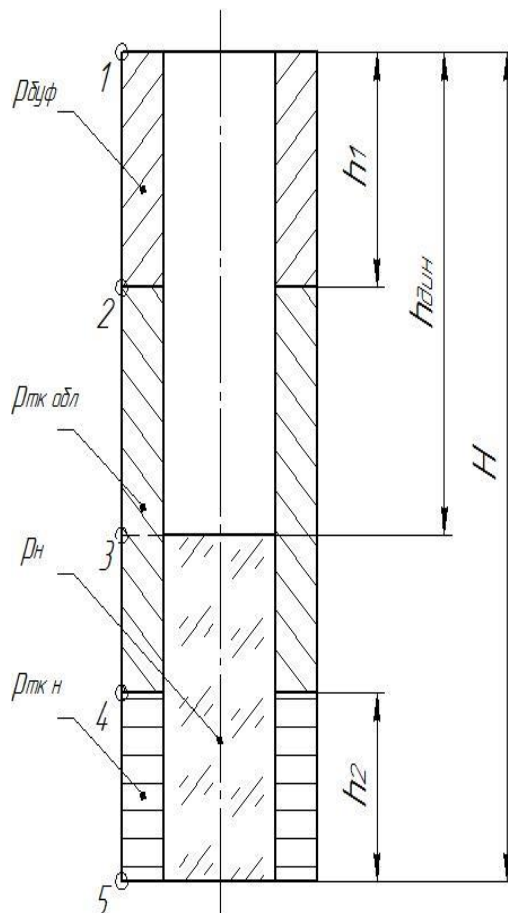


Рисунок 2 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации

Таблица 22 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	913	2835	2950
Наружное избыточное давление, МПа	-0,5	9,35	29,15	30,67

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев представлена на рисунке 3.

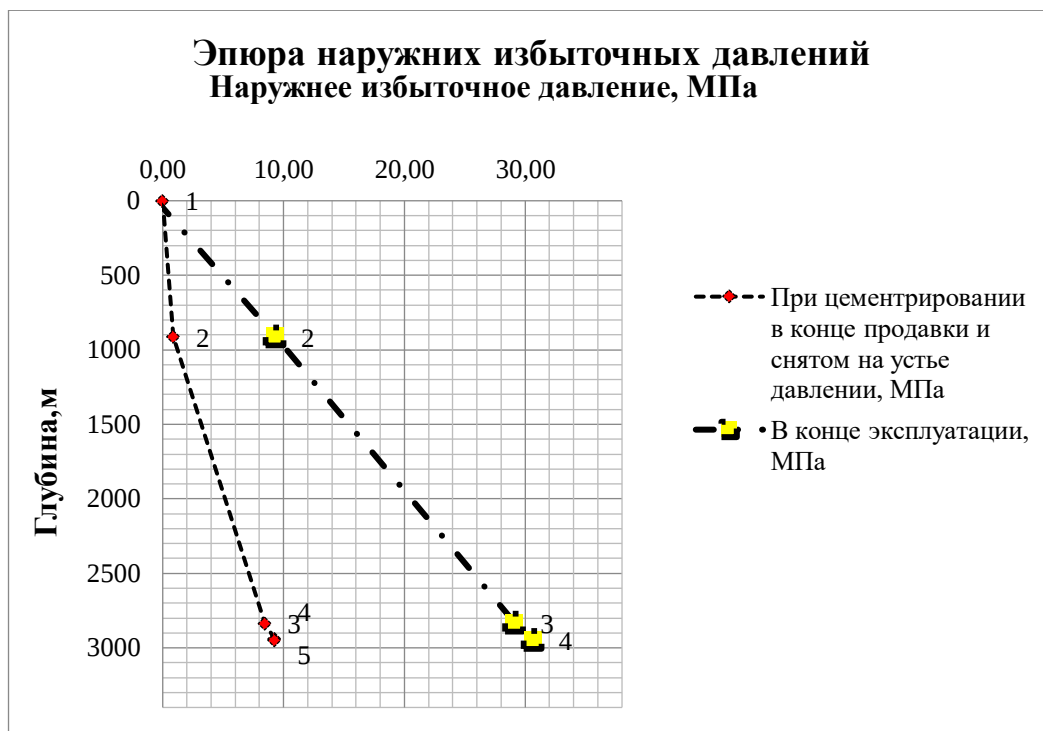


Рисунок 3 – Наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Максимальное наружное избыточное давление представлено в точке 4, в конце эксплуатации, равное 30,67 МПа.

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. Расчёты были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методическом пособии «Закачивание скважин» [3].

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлена на рисунке 4. Результаты расчета внутренних избыточных давлений для данного случая представлены в таблице 23.

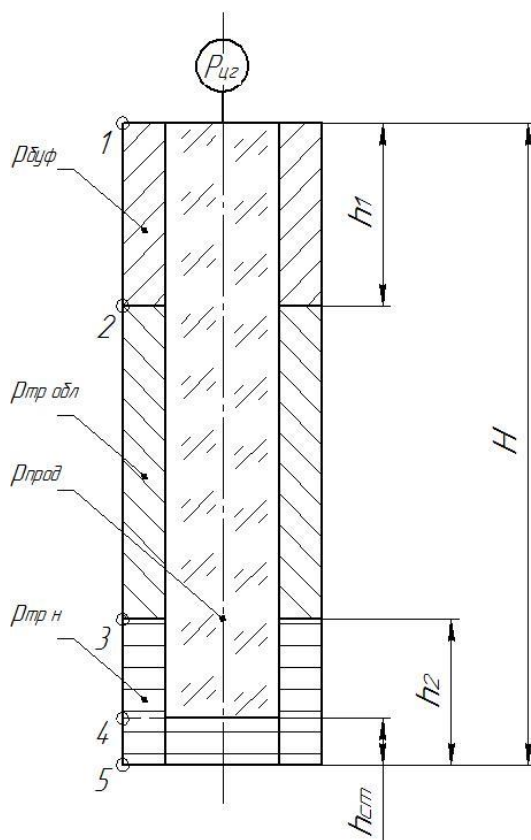


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 23 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	913	2835	2940	2950
Внутреннее избыточное давление, МПа	15,31	14,41	6,87	6,04	6,04

Результаты расчета внутренних давлений при опрессовке эксплуатационной колонны представлены в таблице 24. Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 5. Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 6.

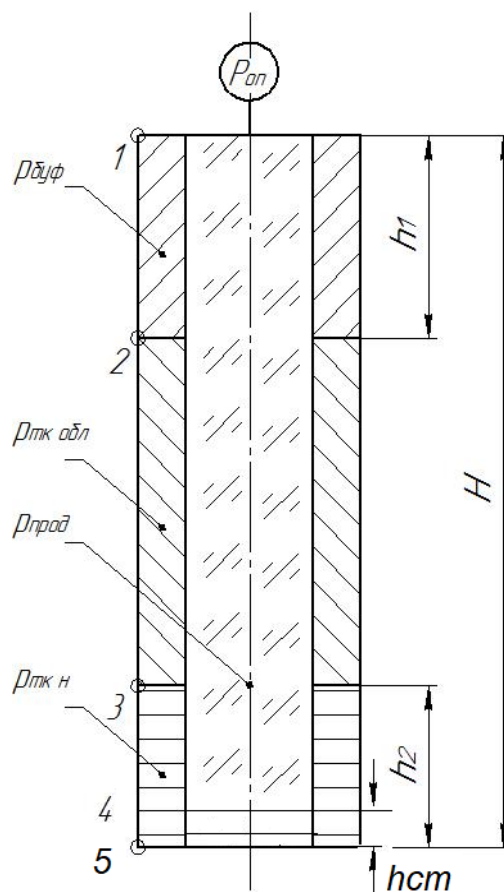


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Таблица 24 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке обсадной колонны

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	913	2835	2950
Внутреннее избыточное давление, МПа	26,26	25,336	24,42	24,03

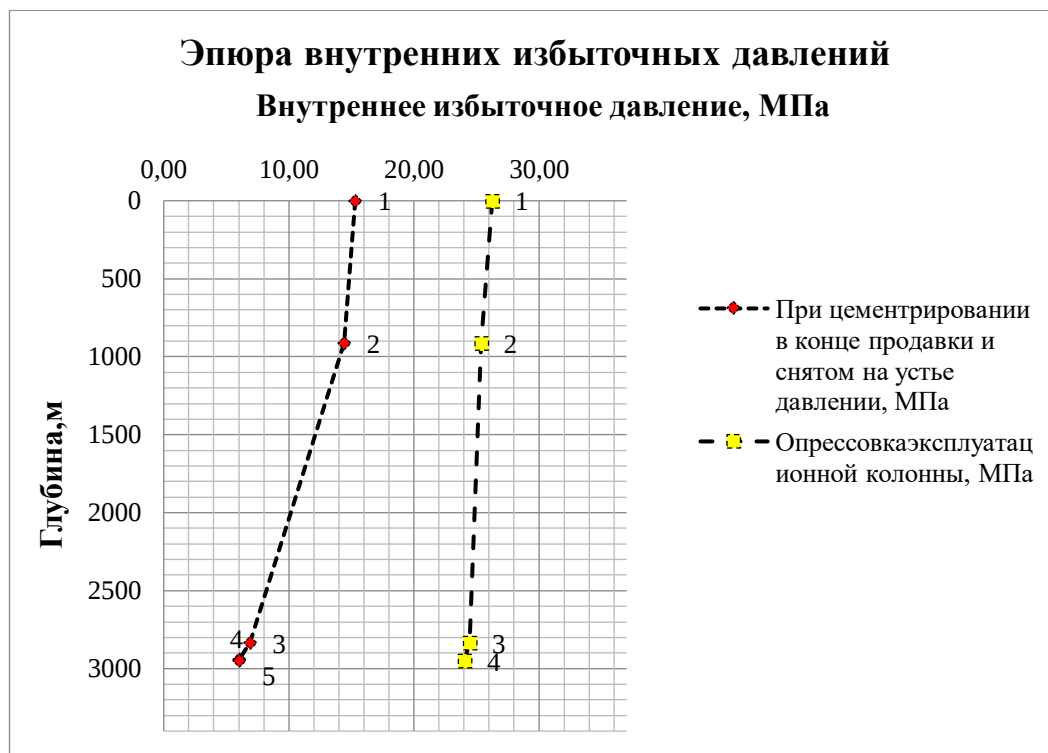


Рисунок 6 – Эпюра внутреннего избыточного давления для эксплуатационной колонны

Максимальное внутренне избыточное давление представлено в точке 1, опрессовка эксплуатационной колонны, равное 26,26 МПа.

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

В данной части мы произвели расчет секций для каждой колонный, определили группы прочности труб, толщины стенок и типом резьбового соединения. В таблице 25 представлены характеристики запроектированных секций обсадных колонн.

Таблица 26 – Характеристика запроектированных секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо- вого соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установ- ки, м
					1 м трубы	секций	суммар- ный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10,0	50	120	6000	6000	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1437	47	67539	67539	0-1400
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	8,9	122,2	35,5	4338,1	102666	2950-2900
2	ОТТГ	Е	8,0	793,2	35,5	28158,6		2900-2150
3	ОТТГ	Е	7,3	2196	35,5	77958		2150-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	9,2	1199	26,5	31773	31773	2478-2965

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

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.

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

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

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 4:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (4)$$

где $P_{гс\ кп}$ – давление гидростатическое в кольцевом пространстве 38,28 МПа;

$P_{гд\ кп}$ – давление гидродинамическое в кольцевом пространстве 0,25 МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва 48,67 МПа.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности проектируется ПЦТ - II – 150 с водоцементным соотношением $m_n = 0,4$.

В качестве облегченного тампонажного раствора проектируется ПЦТ-III-Об(5)-100 с водоцементным соотношением $m_{обл} = 0,75$.

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

В таблицу 27 сводятся результаты данного расчета.

Таблица 27 – Объёмы тампонажных смесей и компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м^3	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м^3
$\rho_{тр}=1820 \text{ кг/м}^3$	3,3	4509	1,98
$\rho_{тробл}=1400 \text{ кг/м}^3$	51,78	43500	35,88
Сумма	55,08	48009	37,88

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, 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 28 представлены результаты расчета объемов буферной и продавочной жидкостей.

Таблица 28 – Объемы буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
МБП-МВ	2,6	1050	2,6	182,6
МБП-СМ	10,4	1050	10,4	156,5
Продавочная жидкость	58,9	1030	58,9	60,67

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

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

Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины. В соответствии с техническим заданием применяем смесительные установки и гидроворонки. Исходя из формул 5 и 6 рассчитываем количество цементосмесительных машин. Схема обвязки представлена на рисунке 7.

$$m_2 = G_{\text{сух обл}} / G_6 \quad (5)$$

$$m_3 = G_{\text{сух нор}} / G_6, \quad (6)$$

где $G_{\text{сух обл}}$ – масса сухого тампонажного облегченного раствора, 43,5 кг;

$G_{\text{сух нор}}$ – масса тампонажного раствора нормальной плотности, 4,5 кг;

G_6 – суммарная масса тампонажной смеси в бункерах, 10 кг;

m_2 – количество цементосмесительных машин для облегченного раствора, 4,35 ед;

m_3 – количество цементосмесительных машин для раствора нормальной плотности, 0,35 ед.

Следовательно, необходимое число цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора равно пять машин, а для цемента нормальной плотности одна машина.

Количество цементируемых агрегатов, участвующих в приготовлении тампонажного раствора, один агрегат на две и более цементосмесительные машины.

Проектируем одну осреднительную установку типа УСО-20, так как нам необходимо приготовить 3,3 м³ «тяжелого» тампонажного раствора.

Так как проектируется УСО-20 используются два ЦА-320.

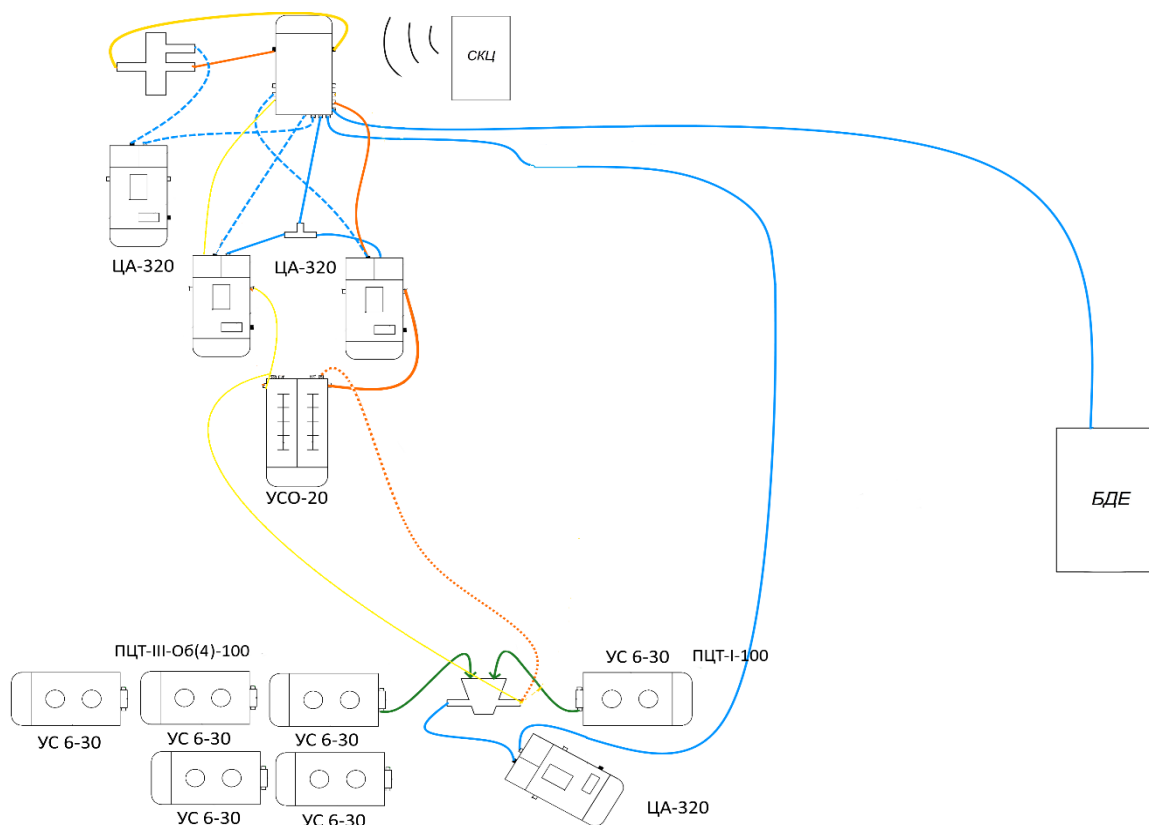


Рисунок 7 – Схема обвязки цементирующей техники

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для цементирования хвостовика применяется, подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, ПХГМЦЗ 127/168. Подвеска ПХГМЦЗ представляет собой комплекс из четырех работающих независимо друг от друга функционально законченных узлов:

- гидравлического якоря;
- гидравлического разъединителя;
- механического пакера;

– Узла механического разъединения.

Для МГРП применяется, комплекс оборудования для проведения многостадийного ГРП с неограниченным количеством портов и возможностью повторного ГРП или открытия-закрытия портов, компании “ЗЭРС”.

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

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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

$$\rho_{\text{гл}} = \frac{(1+k) \times P_{\text{пл}}}{g \times H}, \quad (7)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым 0,05;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, 29,65 МПа;

g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с²;

H – глубина пласта, 2965 м;

$\rho_{\text{гл}}$ – плотность жидкости глушения, 1080 кг/м³.

$$\rho_{\text{гл}} = \frac{(1 + k) \times P_{\text{пл}}}{g \times H} = \frac{(1 + 0,05) \times 29,65}{9,8 \times 2965} = 1080 \text{ кг/м}^3.$$

Объем жидкости глушения рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H, \quad (8)$$

где π – константа 3,14;

$d_{\text{вн}}$ –средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, 0,153 м;

H – глубина, 2965 м;

$V_{\text{ж.г.}}$ – объем жидкости глушения 55,23 м³.

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H = \frac{\pi}{4} * 0,153^2 * 2965 = 55,23 \text{ м}^3.$$

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ – 3900/225 ЭК-БМ.

Расчеты выполнены по методике, приведенной в [1]. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства скважины представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ – 3900/225 ЭК-БМ.			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	129,6	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,58
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	102,6	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,46
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	160,7	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,71
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	225		

3 Специальная часть

3.1 Критерии выбора буровых оснований

На данный момент освоение шельфа, который содержит необычайно большое количество запасов нефти и газа, является первостепенной задачей в нефтегазовой отрасли. По некоторым данным около одной четвертой запасов нефти и примерно половины запасов газа скрывается под водной гладью. Бурение на море очень сложный и трудоемкий процесс, который требует высочайшей подготовки рабочих и конечно специального оборудования.

Существует немалое количество буровых оснований, которые позволяют нам выполнять операции по добыче углеводородов. Разумеется, у каждого основания свои особенности, достоинства и недостатки. Большое количество параметров таких как: качество бурения, максимальной скорости бурения, экономические затраты и многие другие, формируют критерии выбора наших оснований.

Итак, начнем с первого и самого важного критерия – это мобильность установки. Для бурения разведочных скважин именно мобильность является первостепенным параметром в выборе основания. Это обосновывается тем, что на бурение затрачивается очень маленькое количество времени. А значит такой параметр как «время чистого бурения» в большей степени зависит от скорости перемещения основания на новое место. Соответственно, если использовать мобильные буровые установки, то экономическая эффективность возрастает ввиду увеличения «времени чистого бурения».

Стационарные основания тоже имеют место быть в бурении на шельфе. Обычно, использование стационарного основания подразумевает бурение глубоких эксплуатационных скважин на небольшой глубине воды. А бурение разведочных скважин со стационарного основания не является эффективным использованием.

Вторым по важности критерием является безопасность рабочего персонала. У каждой установки своя конструкционная особенность, которая

отвечает за сохранность людей на буровой. Во время выбора того или иного основания необходимо учитывать ветровые нагрузки, волнение моря и конечно технологические нагрузки.

Вообще, этим требованиям соответствуют все мобильные буровые установки. Исключением являются установки, которые смонтированы на несамоходных судах и понтонах.

Такие основания, как полупогружные и опирающиеся на дно оборудованы специальной площадкой, откуда могут вестись спасательные операции. Данные основания используются для бурения и разведочных, и эксплуатационных скважин. Они рассчитаны на работу круглые сутки и даже в условиях небольшого шторма. Эти установки имеют другое название – «полустационарные основания»

Ввиду их громоздкости, эти основания используются по большей степени для бурения эксплуатационных скважин. А для бурения разведочных скважин с аналогичной конструкцией используют легкие основания. Например, мобильные буровые установки типа «Медуза» или «Skate-600». Такой тип установок лишает возможность монтирования вертолетной площадки. Отсюда вытекает ограничение данного типа в том, что исключается возможность работы в открытых акваториях и в местах волнения моря выше 3 баллов. При волнении свыше трех баллов становится опасна транспортировка персонала, так как судно и основание двигаются независимо друг от друга и их перемещение нельзя предположить.

3.2 Классификация морских буровых установок

Как уже было сказано выше, у каждой установки свои особенности и для того, чтобы определить какая установка необходима для той или иной цели, необходимо учесть ряд параметров. На рисунке 8 представлена классификация морских буровых установок.

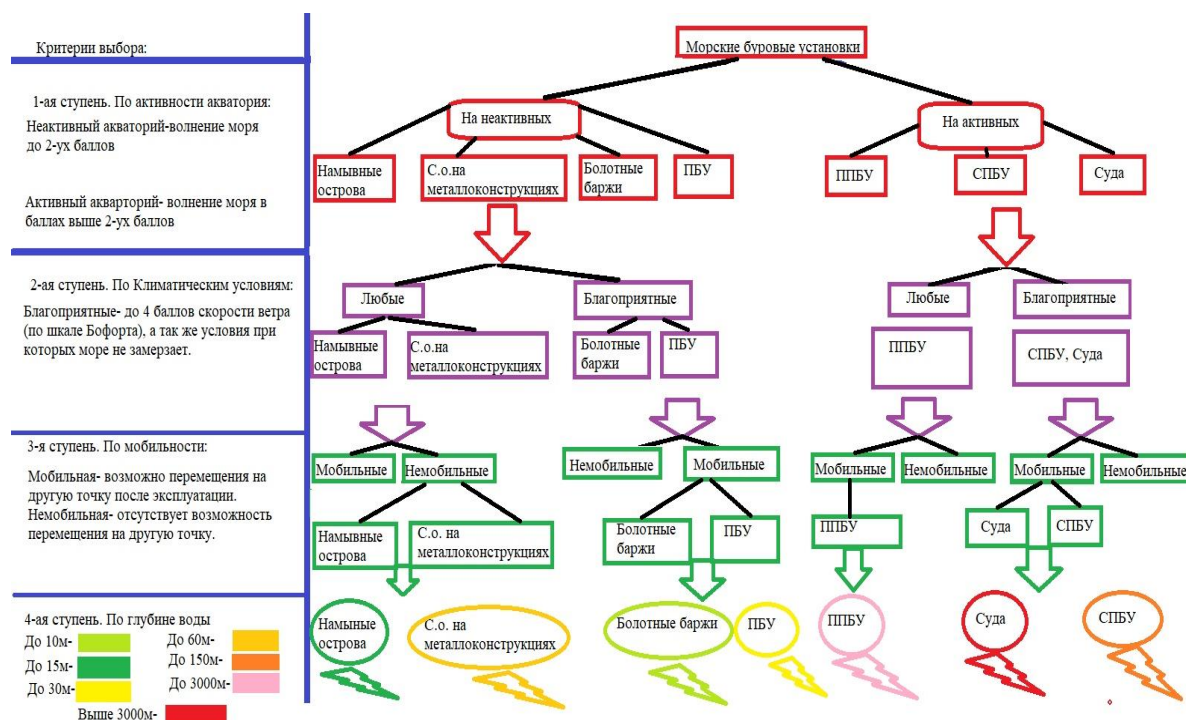


Рисунок 8 – Классификация морских буровых установок

3.2.1 Стационарные основания

Стационарные основания – основания, которые не имеют функции перемещения или передвижки. К такой группе относятся искусственные острова и эстакады. Искусственные острова сооружаются путем ограждения дамбой части акватория, которое находится вблизи берега. Далее происходит откачка из воды из прибрежной части. И третья часть это происходит намывание или насыпание материалов. Так же возможно создание стационарного основания путем «искусственного намораживания льда» Также стационарным основанием является, где основания являются металлоконструкции, которые опираются на дно моря. С увеличением глубины установки стационарного основания, разумеется, резко увеличивается и стоимость такого сооружения. С точки зрения экономической эффективности процесс намывания имеет место быть на глубине до 15 м. Основания на металлоконструкциях также имеют ограничение по глубине установки – 60 м. Их установка происходит за счет забивания в грунт свай.

Отличие эстакады от типа установки описанной выше заключается в том, что они имеют магистраль, которая проложена вдоль эстакады и которая является непосредственной связью с берегом.

Разумеется, ледяные основания являются рентабельными только в арктических морях. Намораживание основания происходит путем многократного покрытия ледяного поля замерзающими слоями воды. И так постепенно образуется ледяное основание, которое в свою очередь погружается в море. При небольших глубинах возможно, что ледяное основание опирается на грунт, а при более глубоких местах образуется «плавающее ледяное основание».

У ледяного основания можно выявить ряд преимуществ по сравнению со стационарными основаниями, описанными выше. Первое и основное – это конечно существенное различие в стоимости и транспортировки расходных материалов, ввиду того, что вода уже находится на месте. Второе важное преимущество – это отсутствие необходимости в демонтаже основания. Ледяное основание растает при повышении температуры. Третье преимущество заключается в том, что скорость создания ледяного основания занимает до полугода, в то время как время на постройку основания на металлоконструкциях может измеряться в годах. Конечно, у ледяных оснований есть свои недостатки, например, как зависимость от температуры воздуха, ветряных нагрузок. Летом температура увеличивается и становится невозможным бурение с такого вида оснований. На рисунке 9 представлены виды стационарных оснований.

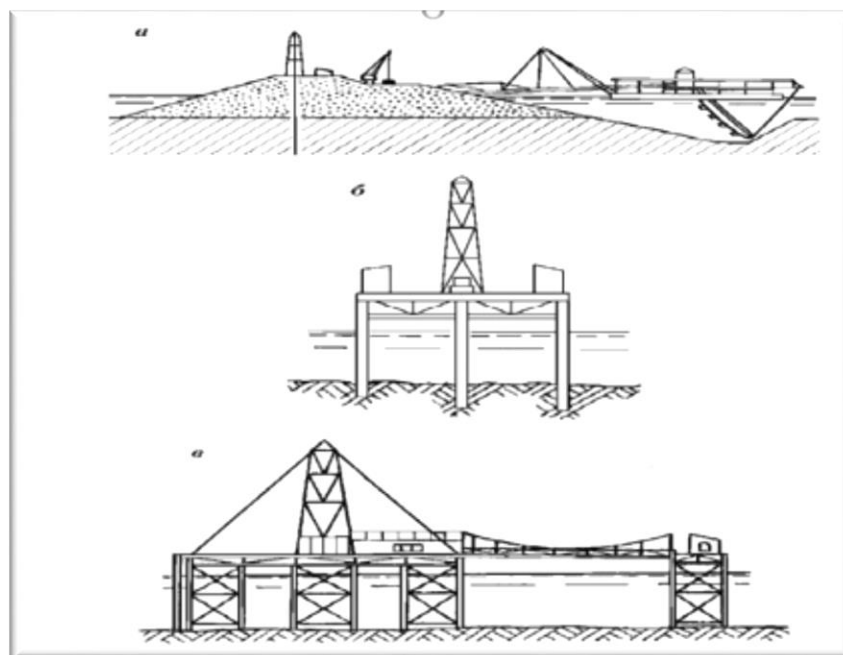


Рисунок 9 – Виды стационарных оснований:

а – насыпной остров; б – стационарное основание; опирающееся на сваи;
в – крупноблочное стационарное основание

3.2.2 Передвижные основания, опирающиеся на дно моря

Основания с погружаемыми на дно опорными понтонами или несамоходными судами (баржи, шаланды, плашкоуты), а также основания на выдвижных опорах и гравитационного типа относят такому виду оснований как «передвижные основания, опирающиеся на дно»

Основания с погружаемыми на дно акватории опорными понтонами – это конструкции, имеющее основание которое находится над поверхностью воды, оборудование необходимое для бурения, нижнюю часть (опорную) которая находится под водой, которая называется понтонами, и металлических частей, которые соединяют верхнюю и нижнюю часть платформы. На рисунке 10 представлена буровая установка с погружаемыми на дно понтонами, жестко соединенными металлоконструкцией с надводной платформой.

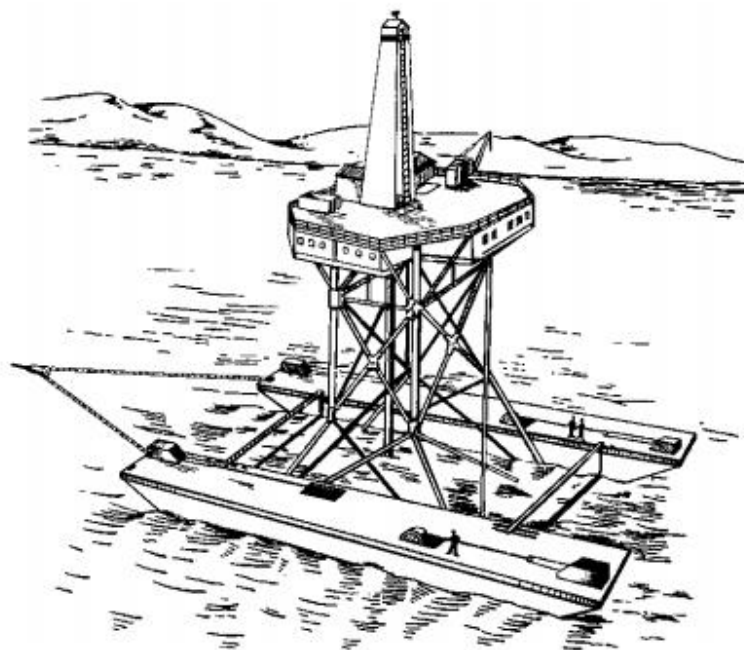


Рисунок 10 – «Буровая установка с погружаемыми на дно понтонами, жестко соединенными металлоконструкцией с надводной платформой»

Что бы произвести транспортировку установки «с подвижной платформой», платформу переводят в самое нижнее, тем самым они максимально снижают центр тяжести, а это, в свою очередь, повышает устойчивость. Дойдя до места, где планируется вести бурение понтоны заполняют водой, тем самым опускают их на дно. Далее платформу поднимают на такую высоту, при которой, даже во время прилива, волны не достигнут платформы. Колонны погружных оснований перпендикулярны дну. Из чего вытекает недостаток установки – боязнь большого уклона. Обычно это характерно для глубины до 10 м. Стараются использовать эти основания от 10 до 35 м.

На рисунке 11 представлена буровая установка с погружаемыми на дно понтонами и перемещаемой по опорным колоннам платформой.

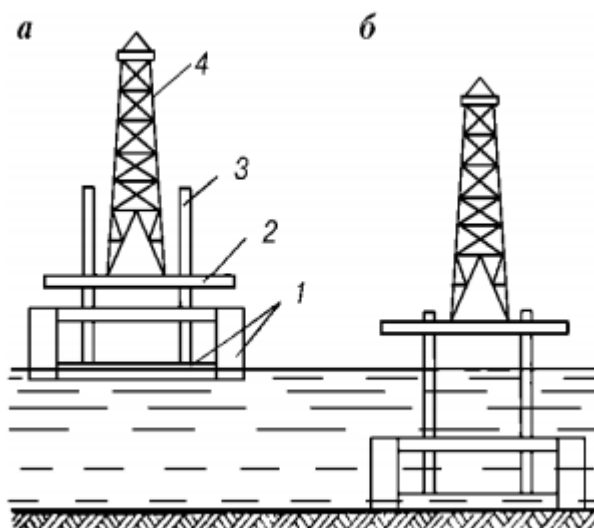


Рисунок 11 «Буровая установка с погружаемыми на дно понтонами и перемещаемой по опорным колоннам платформой:
а – процесс транспортировки; б – процесс бурения»

3.2.3 Полупогружные плавучие буровые установки

Со временем пришла необходимость бурения на глубинах много больше, чем те, которые обеспечивали основания гравитационного типа. И эта необходимость в шестидесятые годы привела к созданию такого типа буровой установки как полупогружная плавучая буровая установка. Ее достоинства заключаются в легкости передвижения, она устойчива к нагрузкам, которые создает ветер, волны, а также возможность бурить на глубине шельфа до трех километров.

Полупогружные плавучие буровые установки делятся на три вида: якорный тип удержания, с динамическим позиционированием и на натяжных опорах.

Полупогружная плавучая установка с якорным типом удержания состоит из платформы, на котором установлено буровое оборудование, основания в которой расположены понтоны с возможностью заполняться водой и опоры для платформы. На рисунке 12 представлена полупогружная плавучая буровая установка.

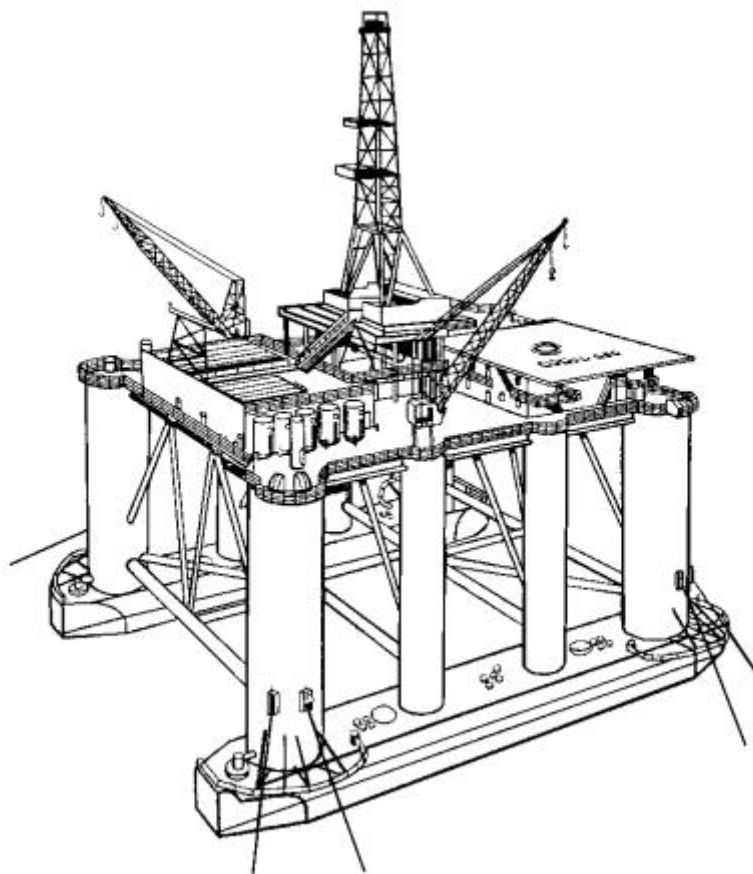


Рисунок 12 – Полупогружная плавучая буровая установка

Полупогружная плавучая установка с динамическим позиционированием отличается от вышеописанного типа системой удержания установки над скважиной в процессе бурения. Динамическая система состоит из восьми, винтов продольного и поперечного перемещения, акустическую аппаратуру и вычислительную машину.

Если установка сместилась от скважины, то система подает сигнал двигателям, которые возвращают установку на заданное место. На рисунке 13 представлена полупогружная плавучая буровая установка с динамическим позиционированием.

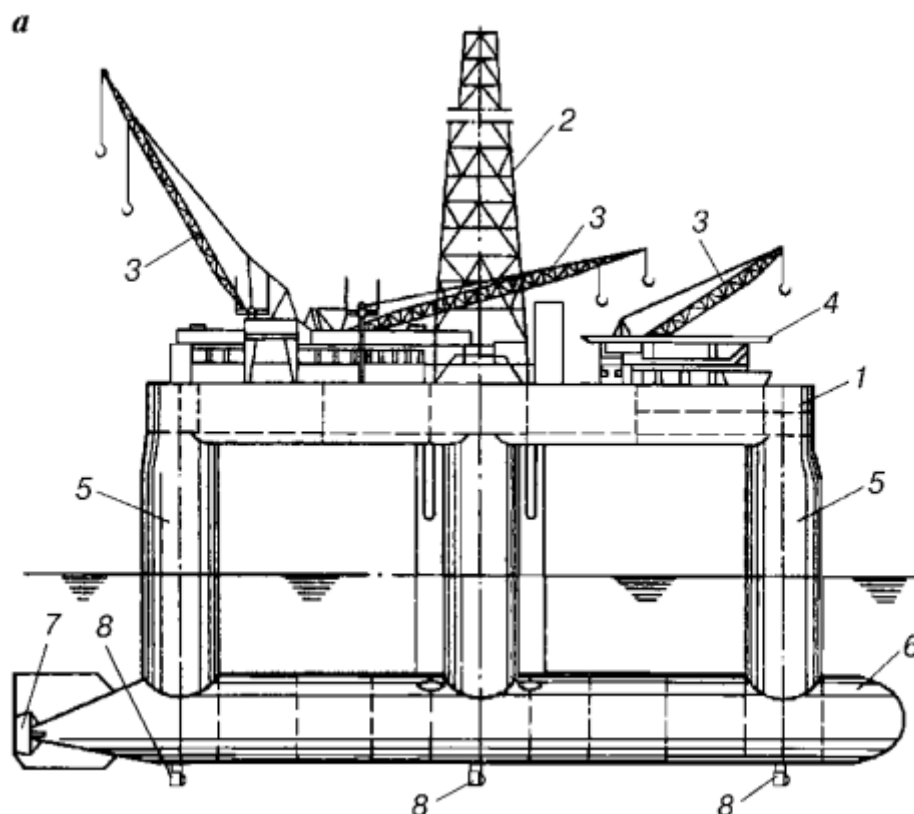


Рисунок 13 – «Полупогружная плавучая буровая установка с динамическим позиционированием: а – общий вид. 1 – основание; 2 – вышка буровая; 3 – краны грузоподъемные; 4 – вертолетная площадка; 5 – опорные колонны; 6 – понтоны; 7 – винт»

Полупогружная установка на натяжных опорах наиболее популярна, чем две предыдущие установки. Основными элементами основания на натяжных опорах являются понтоны с переменной плавучестью, опоры под платформу, фундамент, устанавливаемый на дне в точке бурения, и растяжки, соединяющие понтоны с фундаментом, который выполняет роль придонного якоря и удерживает понтоны в подводном положении. К ее плюсам относится простота перевозки и удобства монтажа. Основание с буровой платформой может отсоединяться от натяжных опор без подъема фундамента. На рисунке 14 представлена полупогружная установка на натяжных опорах.

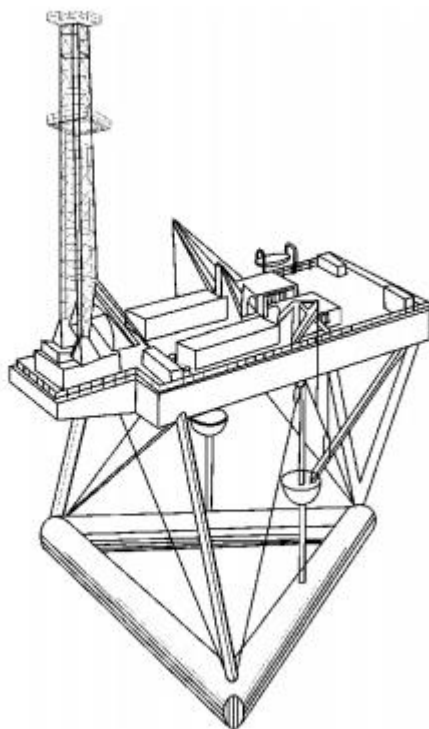


Рисунок 14 – Полупогружная установка на натяжных опорах

3.2.4 Морские буровые суда

Морские буровые суда используют для бурения поисково-разведочных скважин в отдаленных участках моря. Данный вид основания имеет хорошие преимущества в разведочном бурении по сравнению с полупогружными установками. Например, у буровых судов выше скорость буксировки, а также выше автономность, что являются основными параметрами в разведочном бурении.

Суда делятся на однокорпусные и двухкорпусные. Более активно используются однокорпусные, так как они были сделаны на той же базе проектов что и рыболовные суда.

Главным недостатком судов является то, что они зависят от волнения моря.

Буровое судно во время бурения перемещается относительно подводного противовыбросового устьевого оборудования, размещенного над устьем бурящейся скважины и закрепленного на морском дне. Для компенсации

вертикальных перемещений буровой колонны между талевым блоком и крюком устанавливается специальное устройство – компенсатор вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения судна компенсируются специальным устройством – водоотделяющей колонной (стояком), устанавливаемым между подводным противовыбросовым оборудованием и палубой установки. Система для стабилизации бурового судна состоит из гребных винтов с индивидуальными двигателями. Гребные винты автоматически управляются с центрального пульта. На рисунке 15 представлено буровое судно.

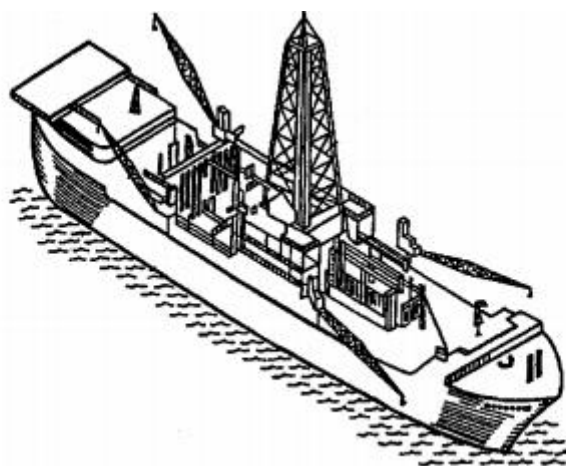


Рисунок 15 – Буровое судно

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 И.1 приложения И.

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 5:

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (9)$$

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

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

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

$T_{\text{п/оп}}$ – 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 УЗТМ БУ-3900/225 ЭК-БМ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3». 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 используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [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 И.2 приложения И.

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 10:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6}, \quad (10)$$

где H – глубина скважины, 3811 м;

t_6 – время бурения, 242,13 ч;

$V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, 15,74 м/ч.

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6} = \frac{3811}{242,13} = 15,74 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле 11:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}}, \quad (11)$$

где H – глубина бурения, 3811 м;

t_6 – время бурения, 242,13 ч;

$t_{\text{СПО}}$ – время затраченное на спускоподъемные операции, 20,98 ч;

$V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, 14,48 м/ч.

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{г}} + t_{\text{СПО}}} = \frac{3811}{242,13 + 20,98} = 14,48 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле 12:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}}, \quad (12)$$

где $t_{\text{к}}$ – общие затраты времени бурения, 596 ст. мес;

H – глубина бурения, 3811 м;

$V_{\text{мех}}$ – коммерческая скорость бурения, 4602,68 м/ст.мес.

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3811 \times 720}{596} = 4602,68 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле 13:

$$H_{\text{ср}} = \frac{H}{T}, \quad (13)$$

где H – глубина бурения, 3811 м;

$H_{\text{ср}}$ – средняя проходка на долото, 952,5 м.

$$H_{\text{ср}} = \frac{H}{T} = \frac{3811}{4} = 952,5 \text{ м.}$$

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 30.

Таблица 30 – 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 596 часов или 24,83 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 255,1 часов или 10,63 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 16.

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	Часов	Суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1327	55,3				
Бурение скважин	596	24,83				
Испытание скважины	255,1	10,63				

Рисунок 16 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной 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 от 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 И.3 приложения И, на крепление скважины – в таблице И.4 приложения И.

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

Затраты, описанные в главах 7-11 (таблица И.4 приложения И), 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.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице 6.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H}, \quad (14)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость, 348 646 855 руб;

P – плановые накопления, 18 236 330 руб;

H – глубина скважины, 3811 м;

$c_c^{1м}$ – сметная себестоимость строительства скважины, 86 722 руб/

м.

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - P}{H} = \frac{348646855 - 18236330}{3811} = 86722 \text{ руб.}$$

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.

Расчет эффективности внедрения новой технологии бурения представлен в таблице И.6 приложения И [12].

Проанализировав полученные данные можно сделать следующие выводы: бурение с хвостовиком более выгодно с экономической точки зрения, чем бурение с комбинированной эксплуатационной колонной. Экономия времени составляет 7,71 часов, экономия себестоимости проходки составляет 611,88 рублей.

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Помимо этого, в данном разделе отражены проектные решения, исключающие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

5.1 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 3811 м. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 31.

Таблица 31 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Наименование видов работы	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: транспортировка бурильных труб; проведение СПО; цементировка колонны; перемещение буровой установки; испытание колонны.	отклонение показателей климата на открытом воздухе; превышение уровней шума и вибрации; недостаточная освещенность рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света.	электрический ток и повышенное значение напряжения в электрической цепи; пожаро-взрывоопасность;	ГОСТ 12.0.001-82; [13] ГОСТ 12.0.002-2014; [14] ГОСТ 12.4.125-83 [15] ГОСТ Р 12.4.213-99 [16] ГОСТ 12.1.029-80 [17] ГОСТ 12.2.003-91 [18] ГОСТ 12.0.002; [19] ГОСТ ИСО 14698-1-2005; [20] СНиП 2.04.05-91 [21] ГОСТ 12.1.007-76 [22] МР 2.2.7.2129-06 [23] ГОСТ 12.1.003-83 [29] ГОСТ 12.1.012-2004 [26] СП 52.13330.2011 [27]

5.2 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются .

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 32.

Таблица 32 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ [9].

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противοшумный шлем).

5.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)

5.3.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

5.3.2 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II [8].

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части.

5.4 Охрана окружающей среды

Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;

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

Мероприятия по защите атмосферы

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

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

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

Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [8]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [8]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [9].

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда», обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Организация рабочего места включает в себя:

- Буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- При бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4м;
- Шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- Выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага сшивки его следует заменить;

Заключение

В выпускной квалификационной работе применены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 3811 метров на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области. Работа состоит из пяти основных частей.

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

В технологической части выпускной квалификационной работы приведены основные технологические решения при строительстве скважины: выбран оптимальный профиль наклонно-направленной скважины, 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 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.
2. 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.
1. В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: справочник: в 2-х. т – М.: Недра, 2000. – Т.1.
2. Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты в бурении: справочное пособие, – М: РГГРУ, 2007. – 668 с.
3. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
4. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.
5. 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).
6. 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)
7. 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).
8. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х т.

9. 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».

10. 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

21. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
23. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
24. ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
25. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
26. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
27. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
28. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
29. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
30. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
31. ГН 2.2.6.1762-03. ПДК микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в воздухе рабочей зоны.
32. Трудовой кодекс Российской Федерации.
33. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефти и газ на суше.
34. ОНД-86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.
35. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
36. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест (дополнения № 1-3).
37. ГОСТ 17.1.3.12-86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа.

38. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.
39. ГОСТ 17.4.3.02-85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
40. РД 39-0147103-356-86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.
41. ГОСТ 17.5.3.04-83. ССОП. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
42. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ.
43. 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».
44. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
45. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
46. 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	Нефтегазовое
Административное расположение: республика область (край)	РФ Тюменская область
Температура воздуха, °С: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	-1 +40 -37
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	225
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	240
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м Кровля подошва	нет
Геодинамическая активность	низкая
Основные пути сообщения и доставки грузов в летнее время в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам

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		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
40	245	Некрасовская	Pg ₃ -N nk	0		1,3
245	365	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0		1,3
365	515	Люлинворская	Pg ₂ ll	0		1,3
515	560	Талицкая	Pg ₁ tl	0		1,3
560	700	Ганькинская	K ₂ gn	0		1,3
700	770	Славгородская	K ₂ sl	0		1,6
770	895	Ипатовская	K ₂ ip	0		1,6
895	915	Кузнецовская	K ₂ kz	0		1,6
915	1695	Покурская	K ₁₋₂ pk	1		1,6
1695	1730	Алымская	K ₁ al	1		1,6
1730	2210	Киялинская	K ₁ kls	1		1,5
2210	2300	Тарская	K ₁ tr	1		1,0
2300	2585	Куломзинская	K ₁ klm	1		1,2
2585	2600	Баженовская	J ₃ bg	1		1,0
2600	2675	Наунакская	J ₂₋₃ nn	1		1,1
2675	2935	Тюменская	J ₁₋₂ tm	1		1,2
2935	2950	К.В.	к.в.	10-15		1,2
2950	3050	Палеозой	PZ	45-70		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	40	глины супесь пески	40 30 30	почвенно-растительный слой с чередованием серых песков, прослой буровато-серых песчано-алевритовых глин, суглинков и супесей, торфяники.
Pg ₃ -N nk	40	245	пески глины	80 20	пески с прослоями глин.
Pg ₂ -Pg ₃ cg	245	365	глины пески	60 40	глины зеленовато-серые с линзами алевритового материала, с прослоями слабосцементированных алевритов и песков полимиктовых.
Pg ₂ ll	365	515	глины	100	глины зеленовато-серые с линзами алевритового материала, включениями сидерита.
Pg ₁ tl	515	560	глины песчаники	90 10	в верхней части - глины зеленовато-серые, желто-зеленые с прослоями серых слюдистых алевролитов; в нижней - песчаники темно-серые, однородные.
K ₂ gn	560	700	глины песчаники	90 10	глины алевритистые темно-серые до черных редкие прослой песчаников
K ₂ sl	700	770	глины песчаники	50 50	глины темно-зеленые, серые, опоковидные, плотные. песчаники серые, мелкозернистые.
K ₂ ip	770	895	глины песчаники алевролиты	50 40 10	переслаивание глин серых, темно-серых, с алевролитами и песчаниками
K ₂ kz	895	915	глины	100	глины серые, зеленовато-серые

Окончание таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	915	1695	песчаники алевролиты глины	50 30 20	песчаники серые, гилинистые, слюдистые, слабосцементированные алевролиты песчанистые, тонкозернистые, серые. глины алевроитистые, плотные
K ₁ al	1695	1730	песчаники алевролиты	65 35	песчаники серые, светло-серые, разномзернистые алевролиты серые, темно-серые, разномзернистые
K ₁ kls	1730	2210	песчаники глины аргиллиты алевролиты	35 30 20 15	песчаники светло-серые, голубовато-зеленовато-серые глины алевроитистые, плотные аргиллиты пестро-цветные, плотные, комковатые алевролиты песчанистые, буровато-серые, слоистые
K ₁ tr	2210	2300	песчаники аргиллиты	55 45	песчаники серые, светло-серые мелко-среднезернистые аргиллиты серые, темно-серые, слоистые
K ₁ klm	2300	2585	аргиллиты алевролиты песчаники	75 15 10	темно-серые, плотные, крепкие, массивные крепкие, серые, слоистые серые, темно-серые, мелко-среднезернистые, массивные
J ₃ bg	2585	2600	аргиллиты	100	аргиллиты битуминозные, коричневатые-серые, плотные.
J ₂₋₃ nn	2600	2675	песчаники аргиллиты алевролиты	45 45 10	серые, мелко-среднезернистые, окремненные серые, темно-серые серые, темно-серые, окремненные, карбонатизированные
J ₁₋₂ tm	2675	2935	аргиллиты песчаники алевролиты	55 35 10	частое переслаивание песчаников, аргиллитов алевролитов
к.в.	2935	2950	глинисто-кремнистые породы	100	представлена глинисто-кремнистыми породами, пестроцветными брекчиями кремнистого состава. Породы крепкосцементированные, каверзные.
PZ	2950	3050	Известняки Гравелиты	95 5	в кровельной части гравелиты, известняки светло-серые

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

Индекс стратиграфи- ческого подразделени я	Интервал,м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, про- цент	Проница- емость, мдарси	Глинис- тость, процент	Карбонат- ность, процент	Твер- дость, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы промышленной 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	40	супесь	2	20		40	0		1		мягкая
			глины	2,1	30	2500	10	0	- 10	1	10	мягкая
				2,4	20	0	100	0		5	4	мягкая
Pg ₃ -N nk	40	245	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая
Pg ₂ -Pg ₃ cg	245	365	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	25	10	50	0	-	5	10	мягкая
Pg ₂ ll	342	492	глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
Pg ₁ tl	492	560	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			песчаники	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K ₂ gn	560	700	глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
			песчаники	2,2	22	10	40	20	20	5	10	мягкая
K ₂ sl	700	770	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
			песчаники	2,2	22	10	40	20	20	5	10	мягкая
K ₂ ip	770	895	глины	2,4	5	0	95	1	15	1	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	15	20	3	20	2,5	10	мягкая
			песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
K ₂ kz	895	915	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая

Окончание таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁₋₂ pk	915	1695	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	15	20	3	20	2,5	10	мягкая
K ₁ al	1695	1730	алевролиты	2,4	15	0	20	3	20	2,5	4	средняя
			песчаники	2,2	30	90	20	3	20	2,5	10	средняя
K ₁ kls	1730	2210	алевролиты	2,3	20	15	30	3	20	2,5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	средняя
			песчаники	2,2	22	20	20	3	20	2,5	10	средняя
												средняя
K ₁ tr	2210	2300	песчаники	2,2	15	20	20	5	25	3,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
K ₁ klm	2300	2585	песчаники	2,4	5	0	20	10	25	3	4	средняя
			алевролиты	2,3	15	15	30	5	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,2	20	20	90	5	25	3,5	10	средняя
J ₃ bg	2585	2600	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	80	3	6	средняя
J ₂₋₃ nn	2600	2675	песчаники	2,3	17	50	20	8	100	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	15	1	90	8	80	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	20	5	50	3	4	средняя
J ₁₋₂ tm	2675	2935	аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			песчаники	2,4	15	10-250	20	5	120	3	10	средняя
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
к.в.	2935	2950	известняки	2,65	18	5-100	35	80	170	4	4	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые

Таблица Б.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источ- ник полу- чения
			кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения					
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	40	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,190	РФЗ	0	0,22	РФЗ	9	РФЗ
Pg ₃ -N nk	40	245	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	11	РФЗ
Pg ₂ -Pg ₃ cg	245	365	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	16	РФЗ
Pg ₂ ll	365	515	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	21	РФЗ
Pg ₁ tl	515	560	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	23	РФЗ
K ₂ gn	560	700	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	28	РФЗ
K ₂ sl	700	770	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	31	РФЗ
K ₂ ip	770	895	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	35	РФЗ
K ₂ kz	895	915	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	36	РФЗ
K ₁₋₂ pk	915	1695	0,100	0,100	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	64	РФЗ
K ₁ al	1695	1730	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	66	РФЗ
K ₁ kls	1730	2210	0,100	0,100	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	83	РФЗ
K ₁ tr	2210	2300	0,100	0,100	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	86	РФЗ

Окончание таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K ₁ klm	2300	2585	0,100	0,100	PΦ3	0,101	0,101	PΦ3	0,200	0,200	PΦ3	0,23	0,23	PΦ3	96	PΦ3
J ₃ bg	2585	2600	0,102	0,102	PΦ3	0,102	0,102	PΦ3	0,200	0,200	PΦ3	0,23	0,23	PΦ3	97	PΦ3
J ₂₋₃ nn	2600	2675	0,106	0,106	PΦ3	0,106	0,106	PΦ3	0,170	0,170	PΦ3	0,23	0,23	PΦ3	99	PΦ3
J ₁₋₂ tm	2675	2935	0,103	0,103	PΦ3	0,103	0,103	PΦ3	0,170	0,170	PΦ3	0,23	0,23	PΦ3	110	PΦ3
к.в.	2935	2950	0,101	0,101	PΦ3	0,101	0,101	PΦ3	0,165	0,165	PΦ3	0,23	0,23	PΦ3	120	PΦ3
PZ	2950	3050	0,101	0,101	PΦ3	0,101	0,101	PΦ3	0,165	0,165	PΦ3	0,23	0,23	PΦ3	120	PΦ3

Приложение В

(обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица В.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Тип Коллек- тора	Плотность, г/см ³		Подвижность дарси на санти- пуаз		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, про- цент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых усло- виях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, про- цент	относительная по воздуху плот- ность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа	давление насыще- ния в пластовых усло- виях,
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
PZ (пл. М ₁)	2950	2985	поров.	0,565	0,79	0,2	2,38	0,25	10,21	619	352	-	2,82	1,028	35,9	29,7

Таблица В.2 – Газоносность

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по		Относи- тельная по воз- духу плот- ность газа	Коэффи- циент сжимае- мости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконденсата, г/см³		Фазовая проница- емость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводо- рода	углекислого газа				в пласто- вых усло- виях	на устье сква- жины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
к.в	2935	2950	поровый	газ	отсут.	2,82	1,028	-	125	-	-	159

Таблица В.3 – Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Фазо- вая прони- цае- мость, мдарси	Химический состав воды в мг- эквивалентной форме						Степень минера- лизации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				ГКН - гидрокар- бонатно- натриевый	
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +Me	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P ₃	40	365	пор.	0,996	5	2500	1,17	<2	4,6	0,55	1,73	7,9	0,28	ГКН	да
K ₁₋₂ pk	915	1695	пор.	1,003	500	250	257,5	<2	1,7	266,5	13,3	25	14,2	ХЛК	нет
K ₁	2160	2250	пор.	1,01	250	90	316	2,2	3,85	297,5	6,5	67,2	18,8	ХЛК	нет
J ₂₋₃ nn	2630	2640	пор.	1,019	120	50	506	0,3	12,9	448	12,8	42,2	33,87	ХЛК	нет
PZ	2995	3020	пор.	1,056	250	200	1152	0,24	5,2	966	32,7	165,4	67	ХЛК	нет

Приложение Г

(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
J ₃ vs-J ₁₋₂ tm	2515	2760	Поглощения бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
PZ	2760	2820		
K ₁ kls	1730	2210	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение технологической скорости бурения, отсутствие проработки ствола.
PZ	2950	3050		
K ₁₋₂	560	2210	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
Pz	2950	2985	Нефтепроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противоаварийного давления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды
K ₁ klm	2300	2585	Водопроявления	
J ₂₋₃ nn	2600	2675		

Приложение Д

(обязательное)

Таблица Д.1 – Расчеты профиля проектируемой скважины

Тип профиля		Наклонно-направленный с горизонтальным участком									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2965		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,3	
Глубина вертикального участка скважины, м				150		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				2,3845	
Отход скважины, м				750		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-	
Длина интервала бурения по пласту, м				700		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м				-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				13,1	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				90	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				13,1		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	На конце	От	До	Всего
1	0,00	150,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	150,00	150,00
2	150,00	582,87	432,87	0,00	49,70	49,70	0,000	13,100	150,00	586,67	436,67
3	582,87	2767,82	2184,95	49,70	558,16	508,4	13,100	13,100	586,67	2830,00	2243,33
4	2767,82	2950,00	182,18	558,16	750,00	191,84	13,100	80,000	2830,00	3110,57	280,57
5	2950,00	2965,00	15,00	750,00	921,00	171,00	80,000	90,000	3110,57	3282,89	172,32
6	2965,00	2965,00	00,00	921,00	1450,00	529,00	90,000	90,000	3282,89	3810,89	528,00

Приложение Д.2 – Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

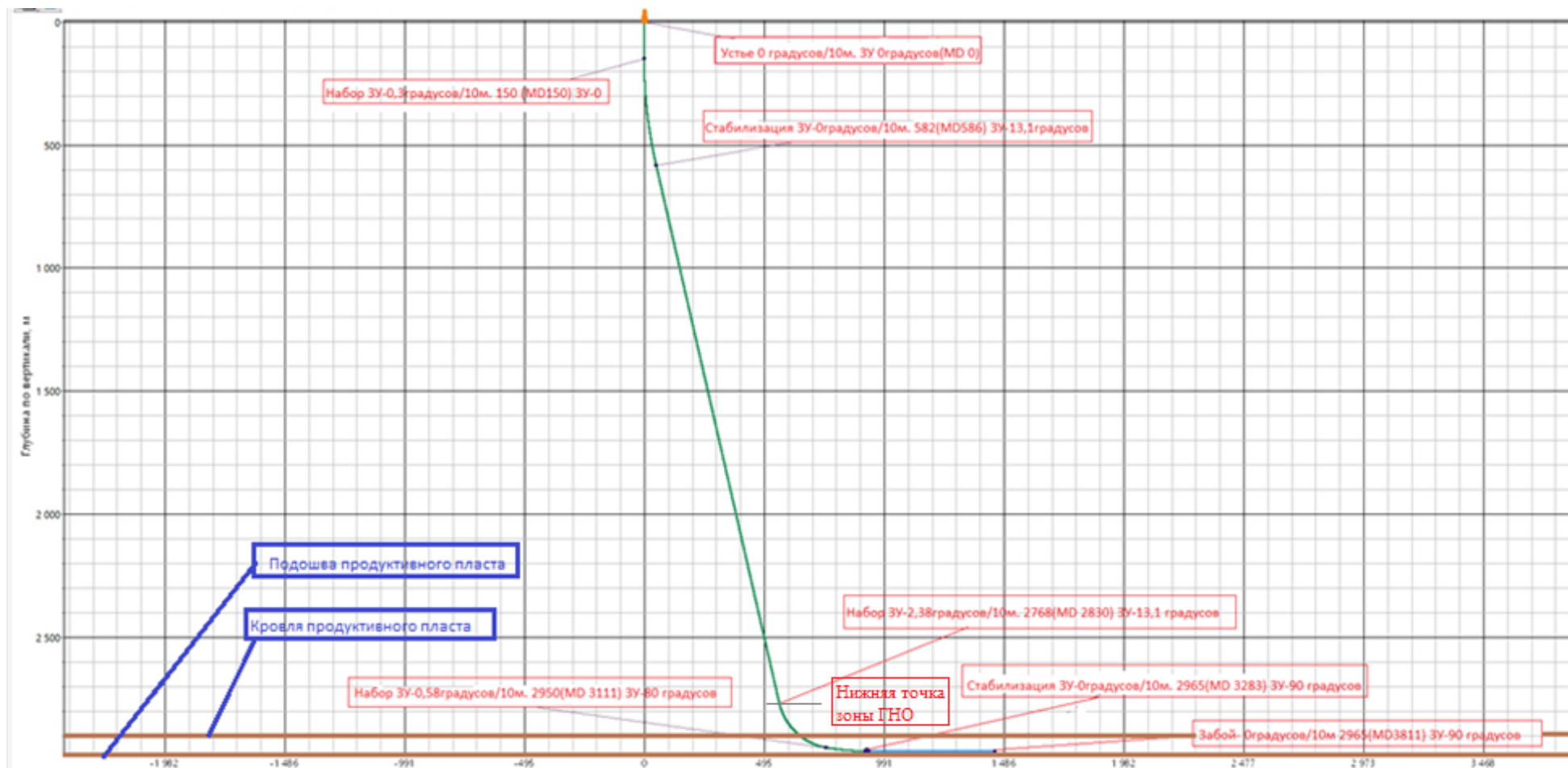


Рисунок Д.2 – Проектный профиль скважины

Приложение Е

(обязательное)

Данные по проектированию конструкции скважины

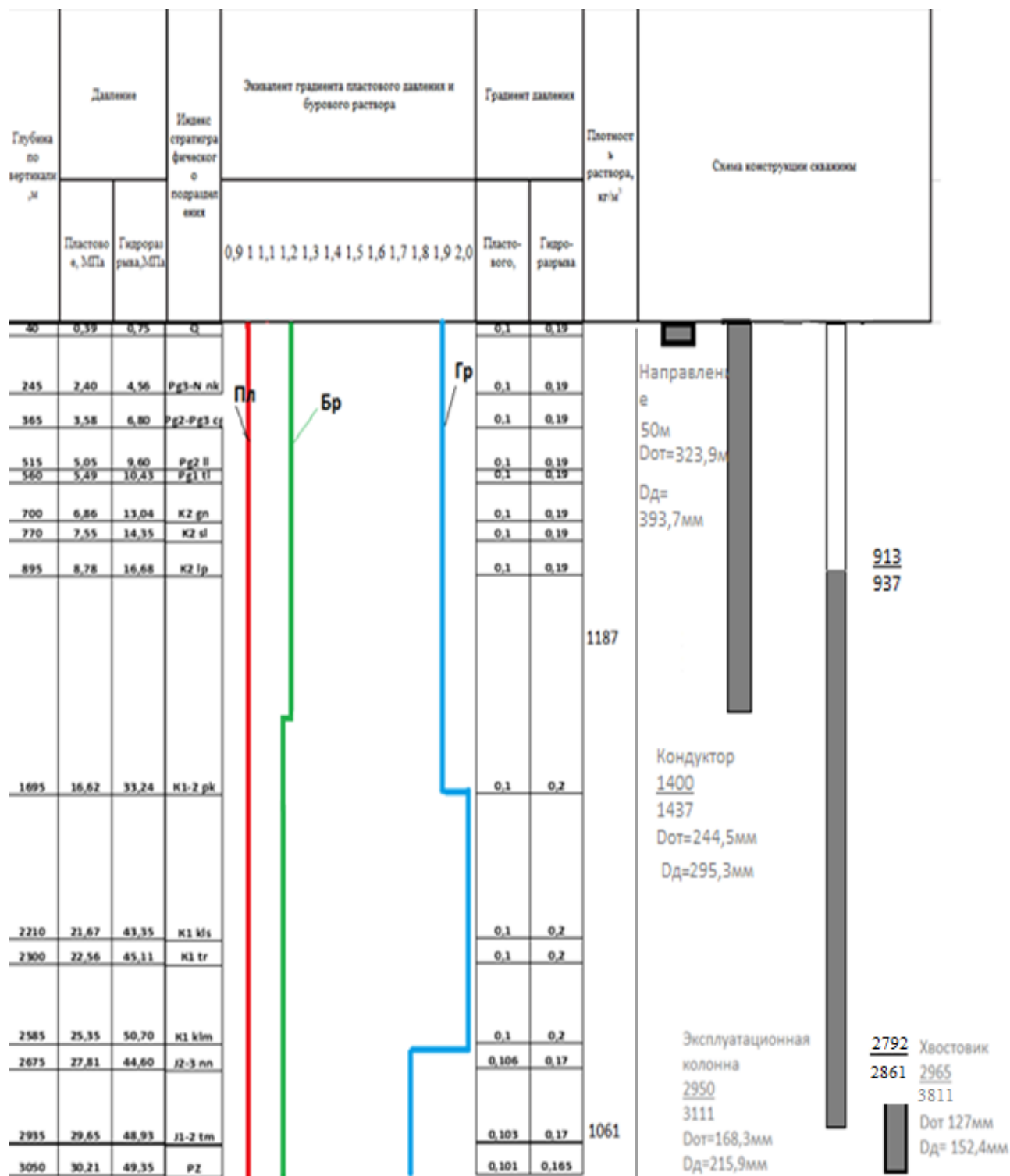


Рисунок Е.1 – График совмещенного давления

Приложение Ж

(обязательное)

Таблица Ж.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 см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0.5	0.057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	116,9	4,83
Под кондуктор									
50	1437	БУРЕНИЕ	0.787	0.089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	90,1	4,44
Под эксплуатационную колонну									
1437	3210	БУРЕНИЕ	0,7	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	80,2	2,95
Под хвостовик									
3210	3811	БУРЕНИЕ	0,733	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	7	85,8	3,76

Таблица Ж.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
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	170	222,7	0,85	125	34,85	69,7
50	1437	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	160	247,9	0,85	125	30,6	61,2
1437	3210	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	90	160	247,9	0,85	125	30,6	30,6
3210	3811	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	90	140	367,2	0,85	80	15,23	15,23

Таблица Ж.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	113,4	96,1	0	7,1	0,1	10
50	1437	БУРЕНИЕ	208,5	56,6	45,1	91,2	5,6	10
1437	3210	БУРЕНИЕ	234,7	40,2	112,5	47	24,9	10
3210	3811	БУРЕНИЕ	355,8	51,3	42,8	155,7	103,2	2,9

Приложение И

(Обязательное)

Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица И.1 – Проектирование КНБК по интервалам бурения (направление)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	Долото Ш 393,7М-ЦГВ- УТ31	0.46	393,7	-			0,16
					3-177	Ниппель	
2	Переводник М 3-177/171	0,50	203	100	3-177	Муфта	0,05
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 229-90Д	24	229	90	3-171	Ниппель	6,55
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,52	203	100	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
5	Бур.трубы ТБПК-127х9,19 Р	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	1,54
					3-133	Муфта	

Таблица И.2 – Проектирование КНБК по интервалам бурения (кондуктор)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-1437м)							
1	295,3 (11 5/8) FD716M	0,4	295,3	-			0,1
					3-152	Ниппель	
	Калибратор КС1-295,3 К-152/152	1,113	295,3	113	3-152	Муфта	0,45
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД ДРУ-240РС (7/8)	8,57	245	200,152	3-152	Муфта	2,3
					3-152	Муфта	
3	Клапан обратный Float Sub	0,78	203	72	3-152	Ниппель	2,5
					3-152	Муфта	
4	Короткая немаг. УБТ Pony NMDC	3	210	72	3-152	Ниппель	3,2
					3-152	Муфта	
5	Предохр. переводник Lower Saver Sub	0,37	210	108	3-152	Ниппель	3,3
					3-171	Ниппель	
6	Телеметрия SlimPulse MWD SlimPulse	9,25	210	117	3-171	Муфта	5,6
					3-171	Муфта	
7	Предохр. переводник Upper Saver Sub	0,65	210	108	3-171	Ниппель	5,8
					3-152	Муфта	
8	Немаг. УБТ NMDC	8,53	210	72	3-152	Ниппель	7,8
					3-152	Муфта	
9	Переводник Filter Sub	2,25	203	79	3-152	Ниппель	0,08
					3-152	Муфта	
10	Переводник Crossover	0,91	200	71	3-152	Ниппель	0,08
					3-171	Муфта	
11	УБТ УБТС 203х100 Е	49,8	203	100	3-171	Ниппель	10,7
					3-171	Муфта	
12	Переводник П 3- 171/133	0,517	178	95	3-171 3-133	Ниппель Муфта	0,05
13	Бур.трубы ТБПК-127х9,19 Р	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	42,18
					3-133	Муфта	

Таблица И.3 – Проектирование КНБК по интервалам бурения (Эксплуатационная колонна)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Под эксплуатационную колонну (1437-3111м)							
1	БИТ-215,9 (8 1/2) D6913 - S134	0,37	215,9	-			0,12
					3-117	Ниппель	
	Калибратор КС1-215,9 СТ-1	0,44	215,9	100	3-117	Муфта	0,09
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД 2УКТ-172/40	25,485	210	139,7	3-117	Муфта	1,6
					3-133	Муфта	
3	Немаг. УБТ 6 ¾” NMDC Pony	1,95	173	72	3-133	Ниппель	1,9
					3-133	Муфта	
4	Предохр. переводник Lower Saver Sub	0,64	167	73	3-133	Ниппель	0,02
					3-133	Ниппель	
5	Телеметрия SlimPulse MWD SlimPulse	9,41	169	87	3-133	Муфта	3,3
					3-133	Муфта	
6	Предохр. переводник Upper Saver Sub	0,93	168	75	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
7	Немаг. УБТ 6 ¾” NMDC	8,93	168	72	3-133	Ниппель	4,7
					3-133	Муфта	
8	Бур.трубы ТБПК-127х9 Р	120	127	82,6	3-133	Ниппель	3,7
					3-133	Муфта	
10	Heavy Weight Drill Pipe ТБТ 127	24,75	127	76,2	3-133	Ниппель	1,8
					3-133	Муфта	
11	Яс Hydro-Mechanical Jar	7,14	173	70	3-133	Ниппель	19,5
					3-133	Муфта	
12	УБТ 203х10	66,4	127	76,2	3-133	Ниппель	10,4
					3-133	Муфта	
13	Бур.трубы ТБПК-127х9 Р	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	93
					3-133	Муфта	

Таблица И.4 – Проектирование КНБК по интервалам бурения (Хвостовик)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Под хвостовик (3210-3240м)							
1	БИТ-152,4 6 E5516 - S169	0,2	152,4	-			0,03
					3-88	Ниппель	
2	РУС PD 475 X6 Stabilized CC	4,06	120,7	92,46	3-88	Муфта	0,3
					V-040	Муфта	
3	Переводник PD Extention Sub	0,4	128	57	4.089-V- 040	Ниппель	0,04
					3-102	Муфта	
4	Антенна РУС PD475 E-Mag Receiver	1,5	134	57,15	3-102	Ниппель	0,5
					4.089-V- 040	Муфта	
5	Переводник PD Extention sub	0,71	124	57	4.089-V- 040	Ниппель	0,6
					3-94	Ниппель	
6	Телеметрия IMPulse 25k Medium Flow	9,84	133	57,15	3-94	Муфта	1,3
					3-102	Муфта	
7	Зонд ЭЦП VPWD	4,05	133,5	84,5	3-102	Муфта	1,6
					3-102	Ниппель	
8	Предохр. Переводник Lower Saver Sub	0,44	121,4	63,5	3-102	Муфта	0,02
					3-102	Ниппель	
9	Нейтронный каротаж. зонд ADN-4 5 7/8" Stabilizer	7,02	144,98	57,15	3-102	Муфта	2,1
					3-102	Муфта	
10	Предохр. Переводник Upper Saver Sub	0,41	118	61	3-102	Ниппель	0,02
					3-102	Муфта	
11	Немаг. УБТ NMDC	8,91	120	57,2	3-102	Ниппель	2,8
					3-102	Муфта	

Окончание таблицы И.4

12	БТ ПН 89х11 м	972 м	89	66,2	3-102	Ниппель	24,9
					3-102	Муфта	
13	Переводник П-102/133	0,41	120	78	3-102 3-133	Ниппель Муфта	0,05
14	УБТ ТБТ-127	24,93	133,5	57,2	3-133	Ниппель	1,8
					3-133	Муфта	
15	ЯГ	7,38	127	56	3-133	Ниппель	3
					3-133	Муфта	
16	УБТ ТБТ-127	864	133,35	57,2	3-133	Ниппель	64
					3-133	Муфта	
17	Переводник П-102/133	0,41	120	78	3-102 3-133	Ниппель Муфта	0,05
18	БТ ПН 89х11 р	До устья	89	66,2	3-102	Ниппель	34,8
					3-102	Муфта	

Приложение К

(Обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица К.1 – Матрица SWOT

	<i>Сильные стороны проекта:</i> 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 интервала под ЭК за счет использования РУС; S_5 – большая зона дренирования пласта;	<i>Слабые стороны проекта:</i> W_1 – необходимость в квалифицированном персонале; W_2 – высокая стоимость производимых работ; W_3 – сложность прокладки скважины; W_4 – большая материалоемкость; W_5 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола;
<i>Возможности:</i> 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 – $W_5O_1O_2O_4$
<i>Угрозы:</i> T_1 – угроза загрязнения окружающей 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 К.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										1357,00
Подготовительные работы к бурению										113,00
Бурение под направление	III 393,7М- ЦГВ- УТ31	0	50	400	0,03	50	0,12	1,5	0,18	1,13
Промывка (ЕНД)										0,03
Наращивание (ЕНД)										0,18
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										22,60
Ремонтные работы (ЕНД)										1,25
Смена вахт (ЕНД)										0,30
Итого:										26,71
Бурение под кондуктор	295,3 (11 5/8) FD716М	50	1437	3200	0,04	1387	0,27	55,24	2,13	55,48
Промывка (ЕНД)										0,47
Наращивание (ЕНД)										5,68
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										61,34
ПГИ (ЕНД)										4,98
Ремонтные работы (ЕНД)										5,2
Смена вахт (ЕНД)										1
Итого:										135,37

Окончание таблицы К.2

101

[illegible]

Таблица К.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,04	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

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
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
ПБМБ	т	75,40	-	-	1,40	105,56	7,00	527,80	54,00	4071,60	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,02	17,50	0,9	787,68	0,27	236,30	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,015	2,75	0,09	16,50	5,40	989,82	-	-
ПАА	т	215,6	-	-	0,016	3,45	0,08	17,25	3,3	711,48	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	0,2	196,60	1	983	-	-	-	-
ФХЛС	т	586,1	-	-	-	-	-	-	9	5274,9	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	7,94	2143,8	35,4	9558	21,60	171,50	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	-	-	2,40	2529,84	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	9495,50
Полиаминированная жирная кислота	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,3
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	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.	9106,24	2761,80	17095,45	36615,41	39070,73						
Затраты, зависящие от объема работ												
III 393,7М-ЦГВ-UT31	шт.	3152,3	-	-	0,1	315,23	-	-	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD716M	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,24	664,74	-	-	-	-
БИТ-215,9 (8 1/2) D6913 - S134	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,29	1424,07	-	-
БИТ-152,4 6 E5516 - S169	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3035,95
1-КА295,3СТК	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
1-КА215,9СТК	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-

Окончание таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
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		361,9		958,2		1670,64		3596,15	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9101,24		3013,79		18063,56		38305,73		42687,20	
Всего по сметному расчету, руб	111171,52											

Таблица К.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	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

Продолжение таблицы К.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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-324	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-168	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-127	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 К.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
ЦКОДУ-324	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-245	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-168	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-168	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-127	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ММЦ6.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-127	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 324х10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 178х8,0	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 178х7,3	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
Обсадные трубы 127х9,2	м	19,64	-	-	-	-	-	-	769	15103,16
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-150	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

Окончание таблицы К.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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									

Таблица К.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	111 277	26 189 042
3.2	Крепление скважины	239 499	56 366 090
	Итого по главе 3	350 776	82 555 132
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	38 585	9 080 980
	Итого по главе 5	38 585	9 080 980
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	774 857	182 362 595
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	193 714	45 590 590
	Итого по главе 7	193 714	45 590 590

Окончание таблицы К.5

8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	77 486	18 236 330
	Итого по главе 8	77 486	18 236 330
	ИТОГО по главам 1-8	1 046 057	246 189 515
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	256 284	8 457 372
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	46 027	1 518 891
9.3	Северные надбавки; 2,98%	31 173	1 028 709
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.7	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.8	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	77 456	30 211 272
	ИТОГО по главам 1-9	1 123 513	276 400 787
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 092	492 352
	Итого по главе 10	2 092	492 352
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	56 280	13 645 907
	Итого по главе 11	56 280	13 645 907
	ИТОГО	1 181 885	290 539 046
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	290 539 046	
	НДС, 20%	58 107 809	
	ВСЕГО с учетом НДС	348 646 855	

Таблица К.6 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения эксплуатационной колонны

№ п/п	Показатель	Бурение с хвостовиком	Бурение с комбинированной ЭК
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	ГЗД/РУС	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2611	
4	Интервал по стволу, м	1437-3811	
Расчет			
5	Длина сооружаемого интервала, м	2373	
6	Количество долблений	1174/3500 = 0,34 1199/3200 = 0,37	0,73
7	Время бурение интервала, ч	0,08*1174 = 93,92 0,08*1199 = 95,92	183,1
8	Время бурения с учетом СПО, ч	93,92 + 14,63 = 108,55 95,92 + 7,78 = 103,7	207,57
9	Время крепления интервала, ч	124,82	137,21
10	Экономия времени, ч	7,71	
11	Стоимость работы эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 825	
12	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	9 726 356	9 511 895
13	Эксплуатационные затраты на крепление, руб.	5 719 877	6 287 648
14	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	153 310	
15	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	36 980	
16	Интегральный финансовый показатель	$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{15\,446\,233}{15\,799\,543} = 0,98$	

Приложение Л

(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение М

(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну