

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3250 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.143:622.243.22:622.323(24:181m3250)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2БББ	Куц Роман Геннадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела.
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли.
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Куц Роман Геннадьевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250 метров на нефтяном месторождении (тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • 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, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • 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; • Буровые установки КРС для работы на море и шельфе.
Перечень графического материала <small>с точным указанием обязательных чертежей</small>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Буровые установки КРС для работы на море и шельфе	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Куц Роман Геннадьевич		

Школа: инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Буровые установки КРС для работы на море и шельфе	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Куц Роман Геннадьевич

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Куц Роман Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Куц Роман Геннадьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Строительство разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ. – Приказ № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; – повышенные уровни шума и вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного

	<p>оборудования;</p> <ul style="list-style-type: none"> – поражение электрическим током; – пожаровзрывоопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов; – работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> – на атмосферу (газы); – на гидросферу (отходы бурения); – на литосферу (отходы бурения). <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера (лесные пожары). <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Куц Роман Геннадьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страниц, 17 рисунков, 51 таблицу, 49 источников литературы и 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, КРС, бурение на море, бурение на шельфе.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3250 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3250 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть технику и технологию КРС на шельфе и на море.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

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

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Проектирование конструкции скважины	16
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	16
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	17
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.2.1 Выбор способа бурения	18
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	19
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	20
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	21
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	24
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	26
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	32
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины	35
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	35
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	36
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	38
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	40
2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн	40
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	41
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования	41
2.3.3.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	41
2.3.3.3 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	42
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	43
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин	43
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения	44

2.3.4.3	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	45
2.3.4.4	Выбор типа пластоиспытателя	46
2.3.4.5	Выбор типа фонтанной арматуры	46
2.4	Выбор буровой установки.....	47
3	БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ КРС ДЛЯ РАБОТЫ НА МОРЕ И ШЕЛЬФЕ.....	48
3.1	Конструкция морских скважин	48
3.2	Оборудование устья морских скважин	51
3.3	Внутрискважинное оборудование.....	56
3.4	Особенности освоения морских скважин.....	60
3.5	Капитальный ремонт скважин	62
3.5.1	Возвратные работы	64
3.5.2	Ликвидация и консервация разведочных скважин, пробуренных с плавучих буровых установок.....	66
3.6	Заключение	69
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	71
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления ОАО «Новосибирскнефтегаз».....	71
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	71
4.1.1	Организационная структура предприятия.....	72
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	73
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	73
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	74
4.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	74
4.4	Сметная стоимость строительства скважины	75
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	77
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.2	Производственная безопасность.....	78
5.3	Экологическая безопасность.....	82
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	88
	Приложение А	93
	Приложение Б.....	98
	Приложение В.....	103
	Приложение Г	108
	Приложение Д.....	118

ВВЕДЕНИЕ

Для строительства скважины необходимо рассмотреть множество аспектов, начиная с конструкции скважины – основы всех последующих расчетов, и заканчивая вопросами заканчивания и освоения скважины. Поскольку скважина разведочная, то и проектируемые решения должны соответствовать цели бурения и обеспечивать безопасность процесса.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен различными горными породами, в том числе песчаниками, глинами, алевролитами и аргиллитами. По твердости породы мягкие и средние. В скважине присутствует четыре нефтяных продуктивных пласта.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3250 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе рассматриваются аспекты КРС на шельфе и на море.

Ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Данные представлены в приложении А1–А3. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
0	50	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	6
50	120	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	7
120	180	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	9
180	270	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	12
270	450	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	18
450	670	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	27
670	810	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	35
810	875	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	38
875	1060	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	47
1060	1097	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	49
1097	1380	0,0100	0,0165	0,0100	0,0228	55
1380	1670	0,0100	0,0165	0,0100	0,0232	64
1670	1970	0,0102	0,0168	0,0100	0,0232	75
1970	2020	0,0102	0,0168	0,0100	0,0234	76
2020	2777	0,0102	0,0168	0,0100	0,0237	86
2777	2800	0,0125	0,0168	0,0130	0,0238	108
2800	2820	0,0125	0,0182	0,0125	0,0239	108
2820	3140	0,0125	0,0182	0,0125	0,0241	118
3140	3210	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120
3210	3220	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлена в таблице 1.2. Характеристики водоносности представлены в таблице А.4 в приложении А.

1.3 Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений представлены в таблице А5 в приложении А.

Таблица 1.2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Тпл, ° С	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления	Давление насыщения нефти газом, МПа
	От (верх)	до (низ)											
АС7	2398	2452	нефть	809	-	до 1,15	0,48/2,30	50	86	33	24,0	1,02	7,8
ЮС2	2820	2845	нефть	759	-	до 1,5	0,63/1,8	50	108	104	34,6	1,25	10
ЮС4	2860	2890	нефть	759	-	до 0,7	0,46/1,3	60	111	104	35,1	1,25	6,34
ЮС10	3180	3220	нефть	670	-	до 12,5	0,09/1,2	100	120	188	38,5	1,25	17,3

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1–3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

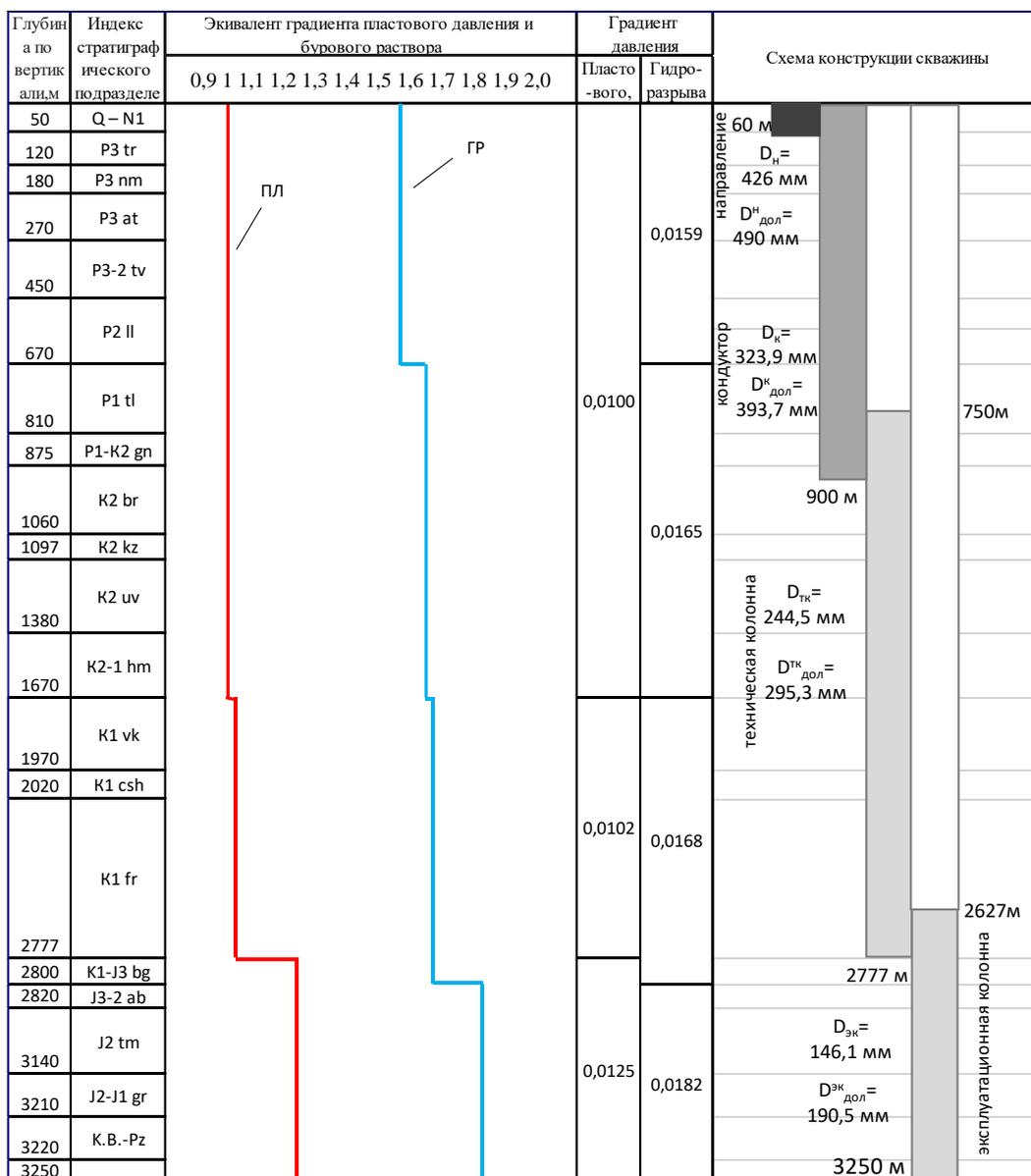


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

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 2.1) и глубины расположения пластов с АВПД, было принято решение спускать техническую колонну на глубину 2777 м. А кондуктор на 900 м, перекрывая зону осложнений на 50 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	АС7	ЮС2	ЮС4	ЮС10
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2398	2820	2860	3180
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,102	0,125	0,125	0,125
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,165	0,168	0,168	0,168
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	809	759	759	670
Расчетные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	244,6	352,5	357,5	397,5
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	700	1670	1700	2000
Требуемый запас	1,10	1,10	1,10	1,09
Принимаемая глубина, м	2000			

Глубина спуска ЭК составляет 3250 м, поскольку подошва последнего продуктивного пласта находится на глубине 3220 м, к которому проектируется 30 м ЗУМППФ.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 900 м.

Техническая и эксплуатационная колонна цементируются с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал

цементирования составляет 750-2777 м для технической колонны и 2627-3250 м для эксплуатационной колонны.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны – 146,1 мм, долота – 190,5 мм.

Диаметр технической колонны – 244,5 мм, долота – 295,3 мм.

Диаметр кондуктора – 323,9 мм, долота – 393,7 мм.

Диаметр колонны направления – 426 мм, диаметр долота под направление 490 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 22,81 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП6-350/80х35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-35-146х245х324 К1 (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колону выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
1	2	3
0	60	Роторный
60	900	ВЗД
900	2777	ВЗД
2777	3250	ВЗД

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3
2398	2452	Роторный
2820	2845	Роторный
2860	2890	Роторный
3180	3220	Роторный

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны лопастные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-900	900-2777	2777-3250	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3220
Шифр долота		BC 490 P Cп	БИТ 393,7 B 419 TCP	БИТ 295,3 BT 613	БИТ 190,5 BT 513	БИТ 295,3/100 B 913.01	БИТ 190,5/100 B 913		
Тип долота		Лопастное	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC		
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	295,3	190,5		
Тип горных пород		M+MC	M+MC	MC	MC+C	C	C		
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 171	3 152	3 117	3 171	3 161	3 171	3 171
	API	6 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	-	-	6 5/8	6 5/8
Длина, м		0,5	0,45	0,4	0,35	0,22	0,165	0,5	0,45
Масса, кг		180	130	85	28	45	22	180	130
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	0,5–2,5	5–12	2–10	2–10	3–7	2–5	0,5–2,5	5–12
Нагрузка, тс (G)	Максимальная	3	12	10	10	7	5	3	12
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	80–450	80–400	60–400	60–400	60–120	60–120	80–450	80–400
Частота вращения, об/мин (n)	Максимальная	450	400	400	400	120	120	450	400

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-900	900-2777	2777-3250	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3220
Исходные данные								
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	19,05	29,53	19,05	19,05	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	3	12	10	10	7	5	5	5
Результаты проектирования								
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	2,4	9,6	8	8	5,6	4	4	4
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	2,4	7	8	8	5	4	4	4

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 2,4 тоннам, вследствие использования лопастного долота. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м	0-60	60-900	900-2777	2777-3250	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3220
Исходные данные								
Скорость, м/с (V_d)	3,4	2	2	1,5	1	1	1	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	295,3	190,5	190,5
Результаты проектирования								
Частота вращения n_1 , об/мин	133	97	129	150	65	100	100	100
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200	30-50	20-40	20-40	20-40
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин	60	100	130	150	50	40	40	40

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. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

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

Таблица 2.6 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-900	900-2777	2777-3250	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3220
Исходные данные								
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,2953	0,1905	0,1905	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,65	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,28	1,20	1,10	1,08	1,10	1,05	1,05	1,05
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	30	5	5	5	5
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бр}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0191	0,0143	0,0111	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064
Число насадок (n)	6	6	8	8	9	9	9	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,5	0,5	0,75	1	1	1	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,1	1,1	1,07	1,313	1,313	1,313	1,313	1,313
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{п}$)	2	2,1	2,25	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4
Результаты проектирования								
Расход, л/с, Q1	123	73	34	11	21	9	9	9
Расход, л/с, Q2	121	74	41	15	11	4	4	4
Расход, л/с, Q3	88	55	42	16	56	16	16	16
Расход, л/с, Q4	67	51	52	30	34	34	34	34
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	67-123	51-74	34-52	15-30	11-56	5-34	5-34	5-34
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	55	32	40	20	20	20

где Q₁ – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q₂ – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q₃ – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q₄ – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-900	900-2777	2777-3250	2398-2452	2820-2845	2860-2890	3180-3220
Исходные данные								
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	295,3	190,5	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})		49	24	69	78	78	49	39
Расчетный коэффициент, $H^*_{м/кН}$ (Q)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования								
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)	-	315	236	152	-	-	-	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)	-	3544	3046	2007	-	-	-	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_o)	-	197	148	95	-	-	-	-
Удельный момент долота, $H^*_{м/кН}$ ($M_{уд}$)	-	49	37	24	-	-	-	-

Для интервалов бурения 60-900 и 900-2777 метров (интервалы бурения под кондуктор и техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	60-900	240	8,487	2350	30-75	85-210	16,9	70-282
ДРУ-240РС	900-2777	240	8,487	2350	30-75	85-210	16,9	70-282
ДГР-165.7/8.49	2777-3250	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1–Б8.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

Табличное значение Q_{TK} для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{mk-400} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{104,2} = 1,28 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{139,5}{104,2} = 1,34 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	46,46	1,45	4,65	1,57	7,87	>10	>10
бурение	60	900	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	853,3	26,64	36,30	1,32	3,68	3,66	3,84
бурение	900	2777	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2725	85,07	95,76	1,72	1,61	1,39	1,45
бурение	2777	3250	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	3180	99,29	108,56	2,10	1,49	1,22	1,28

2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле (2.1):

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$)

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

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

1. Направление, интервал 0-60м:

$$\rho_{\text{бр напр}} = \frac{1,10 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1100 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

2. Кондуктор, интервал 60-900м:

$$\rho_{\text{бр кон}} = \frac{1,10 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1100 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

3. Техническая колонна, интервал 900-2777 м:

$$\rho_{\text{бр тк}} = \frac{1,05 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1850} = 1070 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

4. Эксплуатационная колонна, интервал 2777-3250м:

$$\rho_{\text{бр экс}} = \frac{1,05 \cdot 0,0123 \cdot 10^6}{9,81} = 1313 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Интервал под направление

Геологический разрез в интервале направления представлен супесями и песками с прослоями глин и суглинков. Соответственно данный интервал характеризуется большим количеством осыпей и обвалов. Кроме этого при бурении четвертичных отложений возможны поглощения бурового раствора. Среди прочих факторов, влияющих на выбор бурового раствора следует отнести наличие водоносных горизонтов с питьевой водой, загрязнение которой может привести к экологическим проблемам с одной стороны, а также к разжижению бурового раствора с другой.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, необходимо использовать буровой раствор, который по своим свойствам формирует стабилизирующую фильтрационную корку в зоне неустойчивых песков.

Для бурения верхних интервалов широко используется бентонитовый буровой раствор. Проникание твердой фазы промывочной жидкости в структуру горной породы приводит к структурированию стенок скважины и образованию на ее поверхности прочной глинистой корки, которая позволяет раствору обладать умеренной фильтрацией.

Состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.10. Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.10 – Состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	95,6	Барит
Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1	ФХЛС

Таблица 2.11 – Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	60-80
Водоотдача, см ³ / 30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Коррозия труб, взаимодействие глин, растворимость различных компонентов и эффективность добавок зависят от уровня pH и жесткости промывочной жидкости. Для поддержания необходимого уровня pH добавляют каустическую соду (NaOH). Каустическая сода является сильным основанием, которое, растворяясь в воде, диссоциирует на ионы натрия (Na⁺) и гидроксильную группу (OH⁻).

Повышение pH с помощью соды каустической приводит к осаждению ионов магния (Mg²⁺) и подавляет диссоциацию ионов кальция (Ca²⁺) в водах с повышенной жесткостью. Реагент также уменьшает коррозию и нейтрализует кислые газы, такие как диоксид углерода (CO₂) и сероводород (H₂S).

Регулирование жесткости воды при приготовлении раствора производится путем добавления кальцинированной соды (Na₂CO₃). Кальцинированная сода – слабое основание, которое растворимо в воде и при диссоциации образует ионы натрия (Na⁺), и ионы карбоната (CO₃²⁻) в растворе. Ионы кальция присутствует в воде для приготовления раствора, они могут привести к флокуляции бурового раствора, что может привести к увеличению реологии, гелеобразования и водоотдачи.

Интервал под кондуктор и техническую колонну

Породы, слагающие интервал под кондуктор и техническую колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор,

увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбураемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор и техническую колонну следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

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

Состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 2.12, а для технической колонны в таблице 2.14. Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор представлены в таблице 2.13, а для технической колонны в таблице 2.15.

Таблица 2.12 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВВ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НВ	0,12
Лубрекс	5
Барит	95,61

Таблица 2.13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВВ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НВ	0,12
Лубрекс	5
Барит	55,78

Таблица 2.15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Интервал под эксплуатационную колонну

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. При бурении в интервале под эксплуатационную колонну и интервале продуктивного пласта следует применить КСЛ/(биополимерный) буровой раствор.

Биополимерный буровой раствор, которые используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участках скважин. Технический результат – уменьшение количества и концентрации компонентов для приготовления бурового раствора при сохранении ингибирующих, смазочных, фильтрационных и противоприхватных свойств, а также повышение структурно-реологических

свойств и термостойкости, обеспечение солестойкости, снижение вредного влияния на окружающую среду.

В силу того, что KCL/(биополимерный) раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция, он подходит для бурения в интервале продуктивного пласта (под эксплуатационную колонну или хвостовик).

Состав KCL/(биополимерного) раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 2.16. Технологические свойства KCL/(биополимерного) раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.16 – Компонентный состав KCL/(биополимерного) раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Ксантановая смола Xantan Gum	Структурообразователь	Структурообразователь для безглинистой системы	3,4-3,6
Крахмал модифицированный	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Хлорид калия	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухание глинистых пород	60-100
Смазочная добавка «Лубрекс»	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Биоцидол	Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
APR	Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5
Мел	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100

Таблица 2.17 – Компонентный состав KCL/(биополимерного)

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,313
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.9.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.10.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 2.18, 2.19, 2.20.

Таблица 2.18 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,198	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	80,8	199,1
Под кондуктор									
60	900	БУРЕНИЕ	0,518	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	86,8	344,5
Под техническую колонну									
900	2777	БУРЕНИЕ	0,894	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	10	89,1	286,4
Под эксплуатационную колонну									
2777	3250	БУРЕНИЕ	1,854	0,112	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	79,6	157,2

Таблица 2.19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	80	23,04	46,08
60	900	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	120	34,56	69,12
900	2777	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	140	309,7	1	125	28	56
2777	3250	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	150	266,0	1	125	32	32

Таблица 2.20 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	55,5	43,2	0,0	2,2	0,1	10
60	900	БУРЕНИЕ	212,6	49,8	74,0	77,6	1,2	10
900	2777	БУРЕНИЕ	279,1	51,1	74,0	137,0	6,9	10
2777	3250	БУРЕНИЕ	243,8	49,1	90,0	69,6	25,2	10

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие:

- 2398-2452 м;
- 2820-2845 м;
- 2860-2890 м;
- 3180-3220 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.21 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.21 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2398-2452	СК1-178/100 "LONG".У	3-7	30-50	35-40
2820-2845 2860-2890 3180-3220	КИ 7.1. 172/100	2-5	20-40	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	670	Глубина скважины, м	3250
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	2627	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	530
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2167

2.3.1.1 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.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2, 2.3, 2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

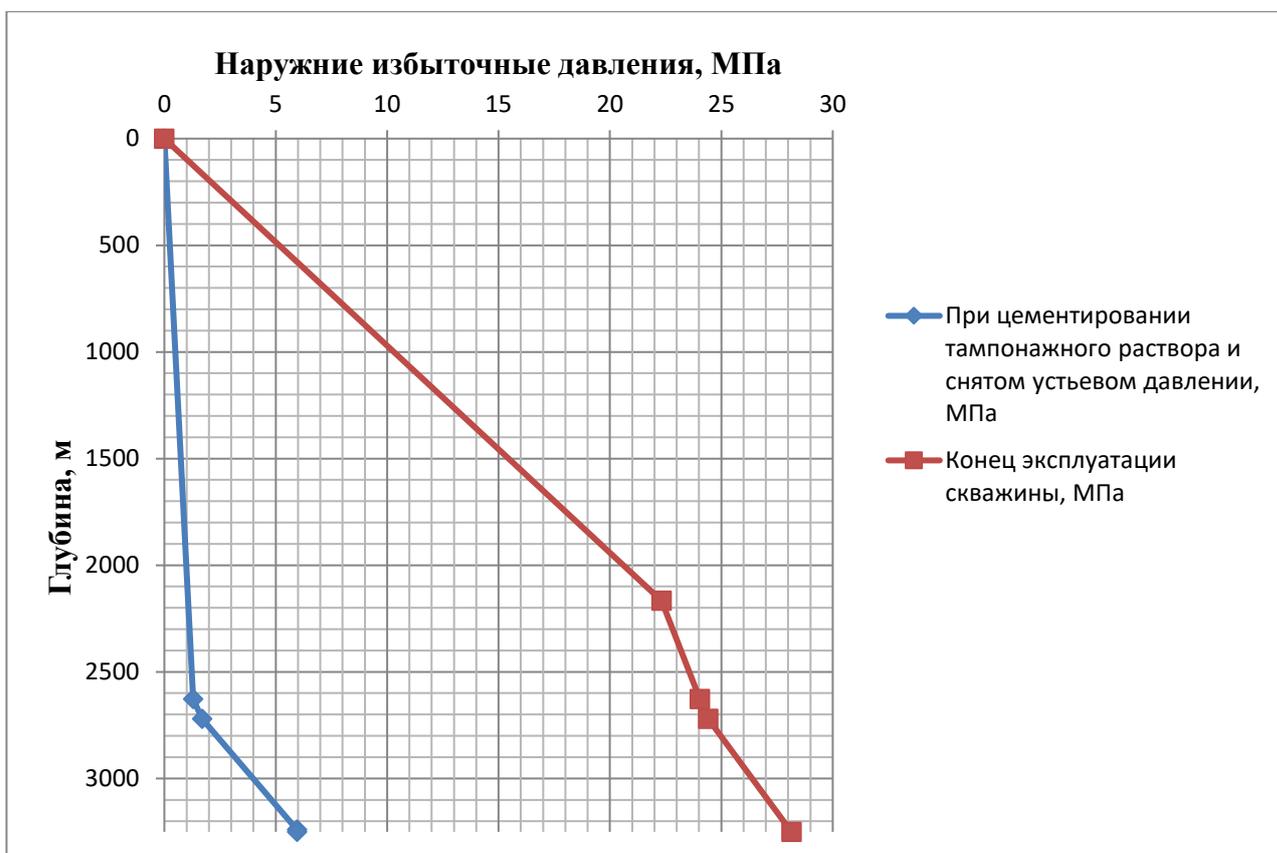


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

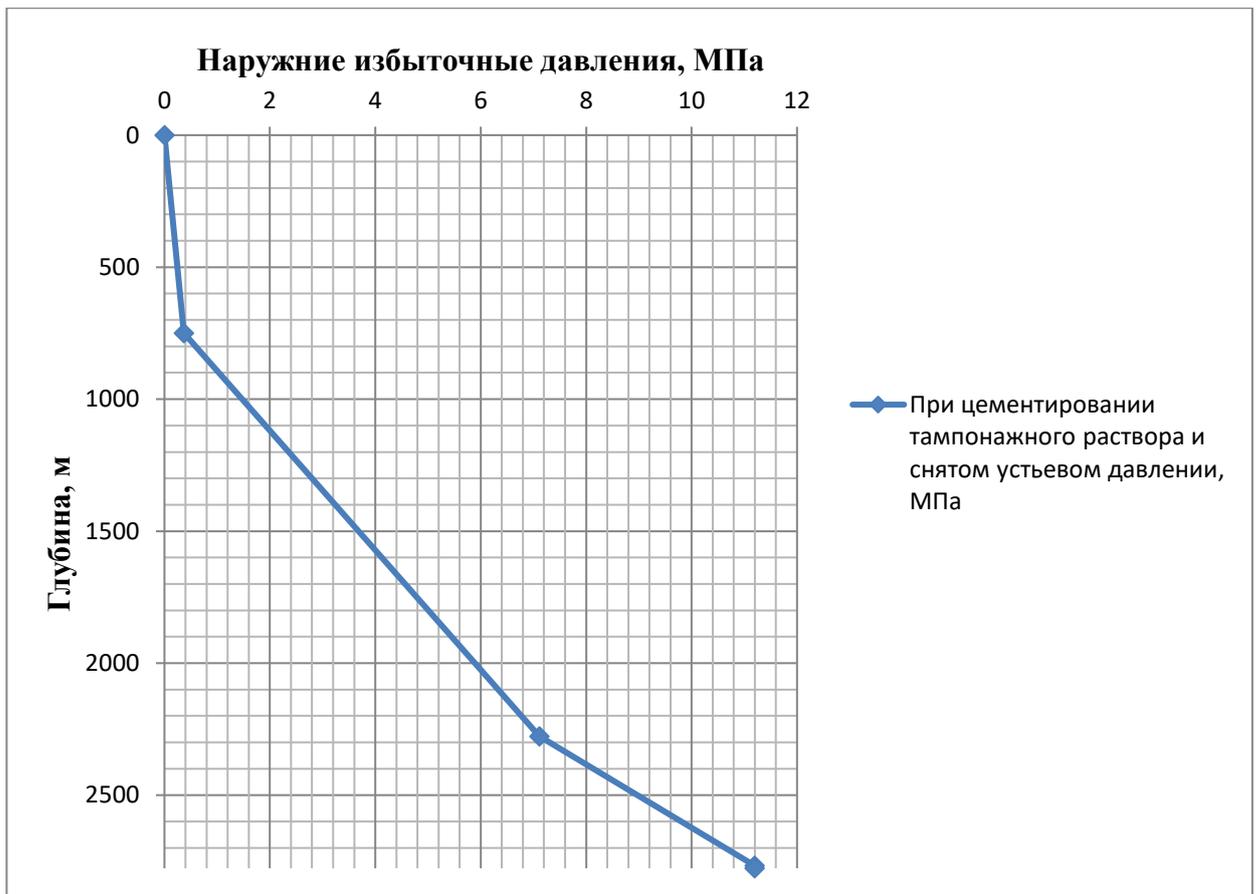


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны



Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.1.2 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.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5, 2.6 и 2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

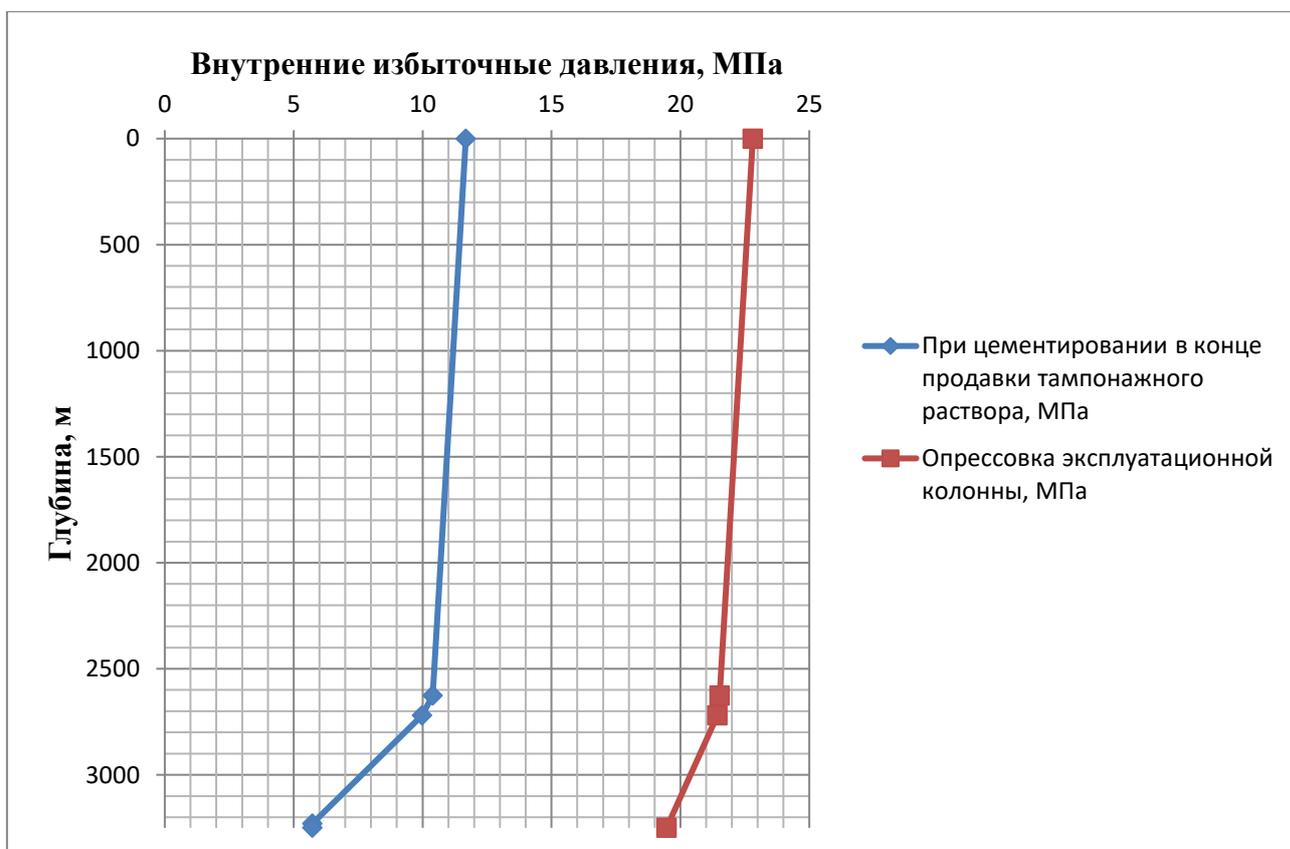


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

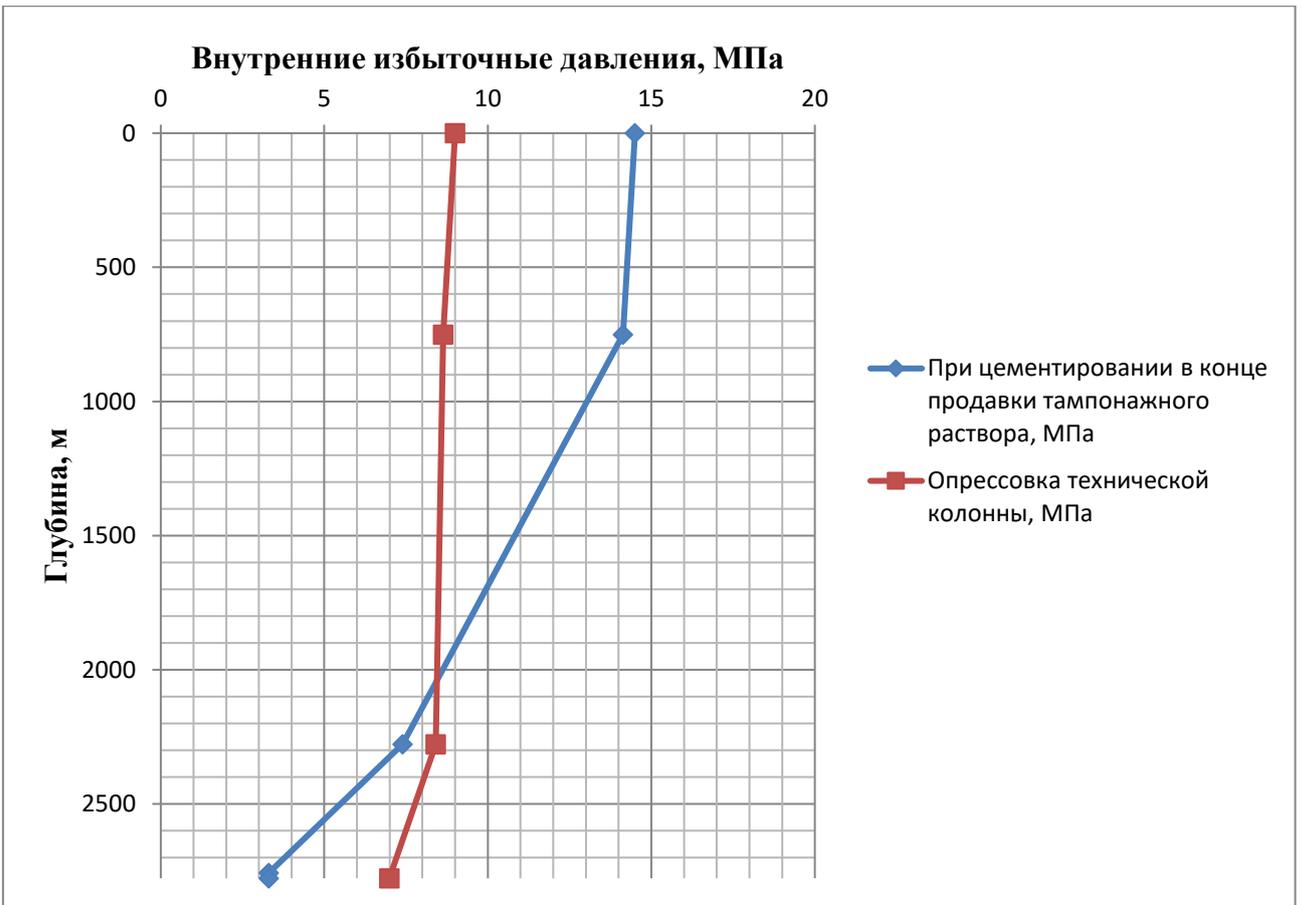


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны



Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	900	67,2	60480	60480	0-900
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	2777	52,6	146070,2	146070,2	0-2777
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,5	910	32,1	29211	91221	2340-3250
2	ОТТМ	Д	7,7	2340	26,5	62010		0-2340

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировки эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3250	3250	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3240	3240	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	2780	56	84
		2780	2820	1	
		2820	2850	3	
		2860	2890	3	
		2890	3180	8	
		3180	3220	4	
		2750	2810	6	
		3220	3250	3	
	ЦТ 146/190	2810	2900	9	15
		3170	3230	6	
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3240	3240	1	1
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3250	3250	1	1

Продолжение таблицы 2.24

1	2	3	4	5	6
Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2777	2777	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2767	2767	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	900	18	76
		900	2400	38	
		2400	2450	5	
		2450	2777	9	
	870	930	6		
ЦТ 245/295	2400	2450	5	5	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2767	2767	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	60	5	26
		60	900	21	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	60	4	4
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.4)$$

Поскольку $41,71 \leq 56,19$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.25.

Таблица 2.25 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	4,783	1030	0,96	МБП-СМ	67,2
			3,82	МБП-МВ	57,3
Продавочная жидкость	43,94	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	2,19	1450	1,91	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	1510
				НТФ	1
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,11	1850	5,02	ПЦТ-II-150	10813
				НТФ	3,33

2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.5)$$

$G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 1,5 / 10 = 0,15$ – 1 УС 6-30

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 10,8 / 13 = 0,8$ – 1 УС 6-30

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

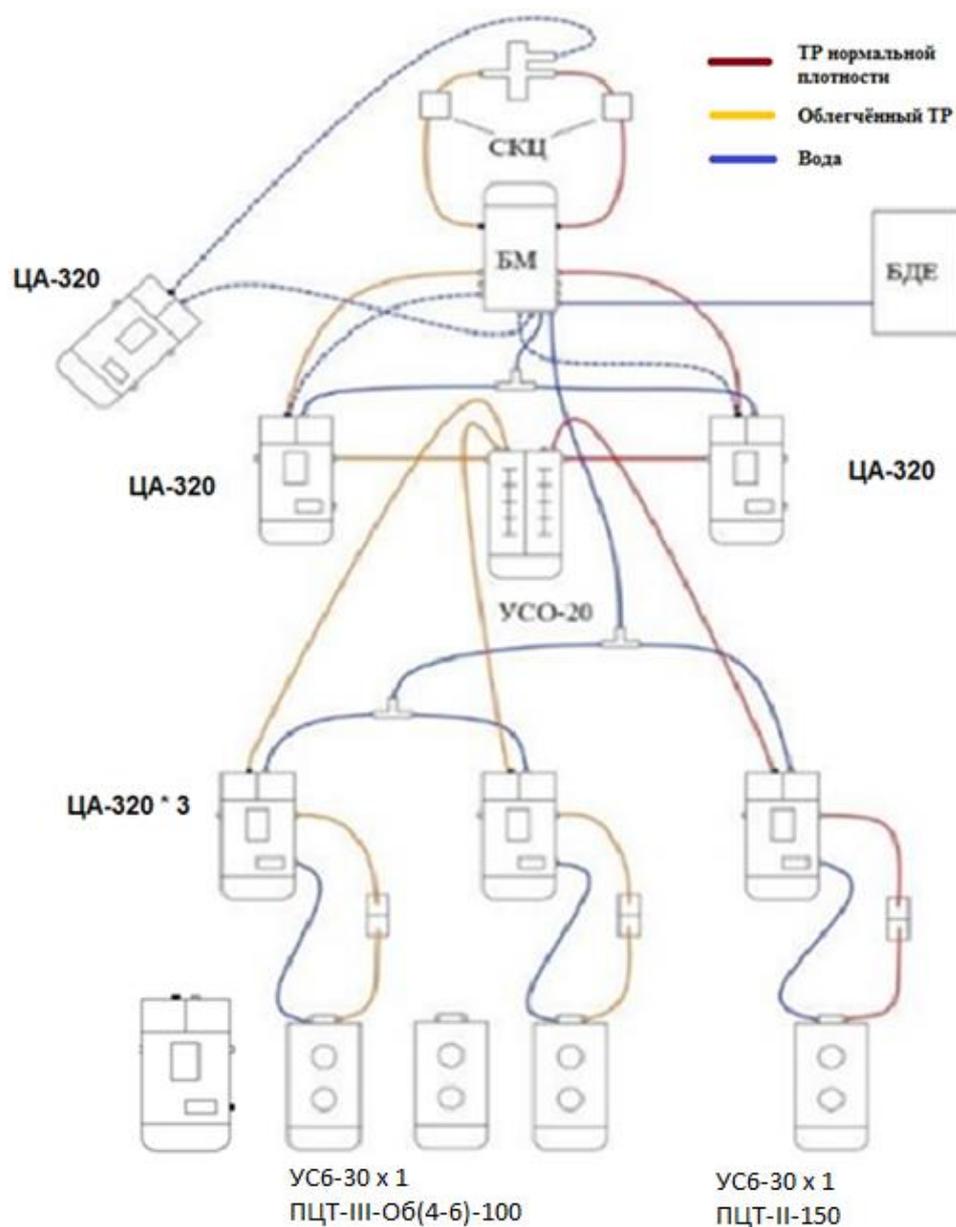


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроторонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида,

определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.4.2 Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.6)$$

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0125 \cdot 10^6}{9,81} = 1338 \text{ кг/м}^3.$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] при производстве работ по испытанию (освоению)

скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внЭК} = 2 * 42,94 = 85,88 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

Где $V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

При протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
40	НКТ	Кумулятивная	КПМ105 («Промперфоратор»)	20	1 (ограничено грузоподъемностью взрывной головки)

2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.27 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.27 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	108,80	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 108,8$
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	146,1	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 146,1$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	141,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/141,4 = 1,41 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ КРС ДЛЯ РАБОТЫ НА МОРЕ И ШЕЛЬФЕ

Обобщенные параметры разведочных скважин, требования качества, высоких скоростей и экономической эффективности бурения в сложных условиях моря позволяют сформулировать комплекс критериев, по которым следует оценивать типы буровых оснований с целью выбора наиболее рациональных.

Основными критериями эффективности этого комплекса являются мобильность основания, безопасность работы бурового персонала, соблюдение экологических требований, качество выполнения работ, коэффициент использования рабочего времени, техническая и экономическая эффективность. Эти критерии перечислены в порядке их важности и практической целесообразности рассмотрения при выборе рационального типа основания.

Если после оценки типов оснований по очередному критерию в качестве рационального остается один тип, то оценивать нерациональные типы оснований по остальным критериям не имеет смысла.

По оставшимся критериям выбранный тип основания можно оценивать с точки зрения его рациональных конструктивных и архитектурных форм, размеров, различной оснащенности оборудованием и т.п., что важно на стадии проектирования основания для работы в конкретных условиях моря.

Таков общий подход к выбору рационального типа бурового основания. В соответствии с ним ниже выполнена оценка известных типов оснований по основополагающим критериям.

3.1 Конструкция морских скважин

Под скважиной понимается цилиндрическая выработка, проведенная с поверхности с помощью комплекса специальных механизмов и имеющая очень небольшое, по сравнению с глубиной, поперечное сечение.

Скважины могут быть вертикальными, наклонно-направленными и горизонтальными. Начало скважины на дневной поверхности именуется устьем, а конец, находящийся во вскрытой толще – забоем. Стенки скважины образуют

ее ствол, который укрепляют спуском обсадных труб и их цементированием.

Бурение скважин осуществляется путем последовательного разрушения, горных пород и выноса их обломков на дневную поверхность.

В нефтегазовой отрасли скважины по своему назначению подразделяются: на опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные, инжекционные и поглощающие. Несмотря на различия в назначении, нередко функции скважин меняются, в зависимости от конкретных обстоятельств: например, эксплуатационные скважины переходят в разряд нагнетательных; разведочные могут стать эксплуатационными и т.д.

Подобные изменения обусловлены, прежде всего, экономическими и геолого-техническими соображениями, поскольку бурение скважин требует значительных затрат.

Под конструкцией скважины понимается комплект обсадных труб разного диаметра последовательно спущенных в скважину.

В целом конструкцию скважины образуют:

- направление;
- промежуточная (техническая) колонна;
- хвостовик;
- эксплуатационная колонна.

Направлением называется первая сверху колонна, которая предназначается для предотвращения размыва неустойчивых пород.

В морских скважинах направление спускают на глубину 100-350 м в зависимости от ее общей глубины, а в некоторых особо опасных случаях – до глубины 1000 м.

Кондуктор – следующая обсадная колонна, с помощью которой крепят ствол скважины и изолируют ее от верхних, водоносных горизонтов. Кондуктор спускают через направление. Диаметр кондуктора 273-426 мм, глубина спуска 1-3 км. В морских условиях кондуктор цементируется до устья скважины, чтобы повысить ее прочность.

Промежуточная колонна спускается через кондуктор, с ее помощью предотвращается поглощение бурового раствора и решаются другие технические вопросы. В некоторых случаях спускается несколько промежуточных колонн.

Хвостовик – укороченная промежуточная обсадная колонна, которая используется в многоколонных скважинах с целью экономии металла. Обычно хвостовик спускают так, чтобы его верхняя часть примерно на 50 м заходила в предыдущую, обсадную колонну.

В морских условиях подобную колонну используют довольно редко.

Эксплуатационная колонна спускается последней, и также, как и все предыдущие, обсадные колонны на море цементируется от проектной глубины до устья. Диаметры эксплуатационных колонн 114, 129, 141, 146, 168, 219 и 245 мм.

В нефтегазопромысловой практике обсадные колонны, включая и эксплуатационные, рассчитываются на прочность при выборе сортамента труб, а для герметизации резьбовых соединений используются различные смазки, рассчитанные на высокие температуры в пластах.

На рисунке В.1 в приложении В показана конструкция обычной скважины [5].

Таким образом, конструкция скважины определяется следующими основными параметрами: геологическим разрезом месторождения, ожидаемым дебитом скважины и физическими свойствами добываемых флюидов, диаметром эксплуатационной колонны, способами эксплуатации, дальнейшей возможностью возврата на вышележащий продуктивный горизонт или углубления скважины с той же целью. Наклонные скважины дополнительно характеризуются еще целым рядом параметров. По завершении работ по цементированию обсадные колонны обвязывают колонными головками различных конструкций, устанавливаемыми на устье скважины. Современные технологии бурения позволяют осваивать прибрежные месторождения, расположенные в 8-12 км от берега, с помощью горизонтальных скважин, устья

которых находятся на суше, а призабойная зона – в продуктивном пласте. На рисунке В.2 в приложении В представлен примерный профиль такой скважины [6]. Эти скважины бурятся с большим отходом от вертикали. Для их строительства необходима установка мощностью в 3 000 л.с., с номинальной глубиной бурения до 12 000 м.

3.2 Оборудование устья морских скважин

В зависимости от ожидаемых давлений и дебитов при закачивании морской скважины подбирается соответствующее устьевое оборудование. Необходимо также обеспечить безопасность работ и пребывание обслуживающего персонала на платформе, предотвратить загрязнение окружающей среды. Устья морских скважин, расположенных на стационарных платформах, оснащают: колонной головкой и фонтанной арматурой.

Колонной головкой обвязывают обсадные колонны. Наиболее универсальны клиновые головки (рисунок В.3, приложение В), состоящие из корпуса 4, навинчиваемого на верхний конец предыдущей, обсадной колонны; пьедестала 1, который устанавливают на фланец корпуса и крепят к последнему болтами; клиньев 2, при помощи которых подвешивают внутреннюю колонну: уплотнительных устройств 3 для обеспечения герметичности всех соединений. В теле корпуса и пьедестала имеются боковые отверстия 5, закрытые пробками.

После обвязки двух колонн в одно из таких отверстий ввинчивают кран высокого давления для контроля при помощи манометра за давлением в межколонном пространстве. При необходимости через этот кран отводят газ на факел. При обвязке колонн, перекрывающих газоносные либо нефтеносные пласты с повышенным коэффициентом аномальности, целесообразно в одно из отверстий вставить и приварить к корпусу патрубков с краном высокого давления, через который при необходимости можно было бы закачать в заколонное пространство промывочную жидкость для устранения газопроявления. Перед обвязкой обсадную колонну, которая с момента окончания цементирования остается подвешенной на крюке буровой установки, натягивают с расчетным усилием и при помощи клиньев подвешивают к головке, после чего на верхний

конец колонны навинчивают пьедестал и соединяют последний с фланцем корпуса головки.

В настоящее время сконструировано специальное оборудование (ктушка), позволяющее проведение технологических операций по установке противовыбросового оборудования и фонтанной арматуры рисунке В.4 в приложении В [7].

Фонтанная арматура на устье скважины позволяет:

- проводить работы по освоению и пуску в эксплуатацию фонтанной или компрессорной скважины;
- закачивать в скважину сжатый газ, жидкость и их смеси;
- направлять продукцию скважины в сборный манифольд для распределения по технологическим линиям;
- регулировать отбор из скважины;
- замерять забойное, устьевое, кольцевое и затрубное давления;
- проводить различные исследовательские операции и геолого-технические мероприятия;
- глушить скважину прокачкой жидкости глушения по прямой или обратной схеме либо закрыть ее на определенное время.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки, фонтанной елки, запорных устройств с ручным, дистанционным и автоматическим управлением и регулирующих устройств.

Трубная головка, устанавливаемая на колонную головку, предназначена для подвески одного или двух рядов подъемных труб, герметизации затрубного пространства контроля за давлением, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин.

Колонны подъемных труб подвешивают к фонтанной арматуре на резьбе трубной головки или на муфтовой подвеске.

Фонтанная елка, устанавливаемая на трубной головке, предназначена для транспортирования продукции скважины через манифольд на нефтегазопромысловое оборудование, для перекрытия или перевода потока

продукции скважины с одной струны на другую, регулирования режима эксплуатации проведения исследовательских ремонтных работ и технологических операций, измерения давления и температуры среды. Елка может быть тройниковой

Арматуру с двухструнной елкой применяют для тех скважин, на которых нежелательно перекрывать поток продукции при замене узлов и деталей.

При тройниковой двухструнной елке необходимо направлять продукцию скважины по верхней струне, при крестовой – по любой из струн.

По запасным струнам продукция скважины направляется в тех случаях, когда заменяют быстроизнашивающиеся детали дросселя, задвижки или ремонтируют рабочие струны. По требованию заказчика боковые струны могут быть оборудованы двумя запорными устройствами, одно из которых запасное, а второе – рабочее. Давление контролируют манометрами. Вентиль под манометр служит для его разобщения с рабочей полостью арматуры и снижения давления до атмосферного. На промежуточных фланцах боковых отводов предусматривают отверстия под карман для термометра.

Боковые струны арматуры оканчиваются ответными фланцами для приварки к линиям манифольда. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусмотрены отверстия для подачи в затрубное пространство и в ствол елки ингибиторов коррозии и гидратообразования. В качестве запорных устройств в арматуре применяются задвижки с двухпластинчатым шиберным затвором с уплотнением металл-по-металлу и с автоматической подачей смазки в затвор. В зависимости от типа арматура может быть укомплектована задвижками с ручным, дистанционным или автоматическим управлением. Задвижки с дистанционным и автоматическим управлением – пневмоприводные, с ручным дублером. Регулирующим устройством арматуры является регулируемый дроссель.

Малогабаритной универсальной устьевой арматурой оборудуются устья скважин фонтанных и газлифтных, а также эксплуатируемых погружными электроцентробежными и штанговыми насосами. Она обеспечивает

герметизацию устья, подвеску ряда подъемных колонн, контроль и регулирование режима эксплуатации скважин. Ее можно эксплуатировать в умеренном и холодном климатических районах. Арматура (рисунок В.5 в приложении В) состоит из фонтанной елки и трубной головки. Елка включает проходной трехходовой кран 1, который выполняет одновременно функции тройника, стволового и буферного запорных устройств, пробковый проходной кран 2, угловой регулируемый дроссель 3, переводник 4 [8].

Трубная головка включает корпус 5 и краны проходные. Внутри корпуса размещена трубная подвеска муфтового типа для подвешивания колонны лифтовых насосно-компрессорных труб, в которой предусмотрена прорезь для кабеля электроцентробежного насоса 6. Уплотнение узлов и деталей, установленных в корпусе трубной головки, обеспечивается плоскими прокладками 9 из нефтебензостойкой и хладостойкой резины. Прокладка состоит из двух половин и поджимается при помощи разъемного фланца 7. На буфере елки арматуры и на боковом отводе трубной головки установлены вентили 10 под манометры.

Отличительной особенностью этой трубной головки является то, что при переводе скважины на эксплуатацию погружным электроцентробежным насосом (ЭЦН) кабель не протаскивается через отверстие, а легко заводится в прорезь 8 трубной подвески. Это значительно упрощает и облегчает монтажные и демонтажные работы, связанные с переводом скважины на ЭЦН.

Для разрядки давления газа, который накапливается в межтрубном пространстве и оказывает противодействие на пласт, применено автоматическое регулирующее устройство давления в межтрубном пространстве.

Волгоградским ПО «Баррикады» создана для морских скважин на платформе фонтанная арматура АФК-65х21 (35), с условным проходом 65 мм на давления в 24 и 35 МПа (рисунок В.6, приложение В), которая рекомендуется для работы в умеренном и холода климатических районах, при температурах воздуха от минус 60 до плюс 60 °С рассчитана на нефть, газ с содержанием пластовой воды, углекислого газа и сероводорода до 1% по объему [9].

Арматура обеспечивает:

- достаточную безопасность ручного привода, позволяющего работать без чрезмерных усилий и производить при необходимости замену уплотнения штока под рабочим давлением;
- доступность запорного элемента для ремонта и простоту обслуживания в промышленных условиях;
- исполнение присоединительных размеров фланцевых катушек по действующим стандартам, взаимозаменяемость и стыковку арматуры с широким диапазоном отечественного и импортного оборудования.

Определенный выбор заказчиком вариантов компоновки и исполнения фонтанной елки и арматуры позволяет:

- использовать арматуру меньших габаритов и массы;
- обеспечивать работу под штанговый или другой способ эксплуатации;
- выполнять необходимые технологические операции;
- заменять задвижки в боковых отводах трубной головки или фонтанную елку под давлением в скважине;
- возможность работы несколькими типоразмерами НКТ через переходники.

Контроль за колебаниями уровня жидкости в стволе скважины может быть установлен обычным эхолотом. Так, фирмой «Мобил» разработан автоматический прибор для замера уровня жидкости, который автоматически посылает звуковые сигналы в скважину, фиксирует ответные сигналы и производит расчет уровня жидкости.

С целью создания звукового импульса в затрубном пространстве применяются соленоидный клапан и камера расширения, которая находится под давлением.

В США ведутся работы по осуществлению контроля как расхода, так и давления жидкости. Подача насоса определяется обычными расходомерами. Контроль за давлением на выкидной линии ведется на каждой скважине во время

всего насосного цикла. Когда жидкость попадет в выкидную линию, давление на устье будет выше нормы, если же плунжер насоса опускается вниз, давление в линии ниже нормы.

Период, когда давление выше среднего, фиксируется таймером и передается на интегратор. Таймер накапливает это время и фиксирует его на специальном циферблате, установленном на интеграторе, за интервал времени, равный 60 с.

Чтобы зафиксировать ненормальные условия работы насосной установки, интегратор сравнивает каждую минуту фактической работы установки с минутой ее нормальной работы, и если имеются отклонения, посылает команду на выключение.

Установка спроектирована таким образом, чтобы при необходимости быть примененной для любой другой регулируемой функции с передачей сигнала на расстояние в системе с центральными станциями, оборудованными вычислительными машинами [10].

3.3 Внутрискважинное оборудование

Эксплуатация скважин на всех этапах разработки месторождения осуществляя с помощью НКТ, выбор диаметра которых определяется объемом добываемой продукции, обеспечивающих ее подъем от забоя до устья, включая и фонтанную колонну, а если еще устанавливается пакер в нижней части скважины и высоким давлением.

Трубы по мере их износа извлекают из скважины и заменяют. Соединяются они между собой с помощью резьбовых соединений и соединительных муфт, т.к. имеют наружную резьбу.

В условиях коррозионной среды и содержания парафинистых соединений внутренняя поверхность труб защищается соответствующими покрытиями, которые устойчивы к истиранию и другим различным воздействиям, для снижения скорости коррозии и предупреждения адгезии парафино-смолистых отложений.

Другим важным видом внутрискважинного оборудования являются пакеры – специальные уплотнительные средства, используемые для защиты обсадной колонны от чрезмерно высокого давления, для разобщения продуктивных пластов при одновременной раздельной эксплуатации, для гидроразрыва пластов, для перекрытия обнаруженных дефектов в эксплуатационной колонне и т.д.

Пакеры подразделяются на механические и гидравлические, а по способу установки в скважине – с опорой и без опоры на забой. Основным узлом всех типов пакеров является уплотнительный элемент из специальной нефтестойкой резины: при распираии различными способами она расширяется и перекрывает кольцевое сечение, образованное обсадной колонной и НКТ.

Выбор типа и конструкции пакера определяется геолого-техническими характеристиками месторождения. На морских месторождениях широкое распространение получили пакеры фирм «Камко», «Отис» и «Бейкер» благодаря простоте управления, надежности и долговечности, что особенно важно для глубоких скважин. Их использованию способствует еще и то, что не возникает необходимости в демонтаже устьевого фонтанной арматуры.

Следующий важный элемент внутрискважинного оборудования – скважинные камеры для размещения газлифтных клапанов: по завершении фонтанного периода эксплуатации очень часто переходят на газлифт, без замены основного скважинного оборудования. Газлифтные клапаны – устройства, автоматически разобщающие трубное и затрубное пространства, предназначены также для снижения пускового давления нагнетаемого газа в колонну подъемных труб.

Для герметичного перекрытия ствола фонтанных нефтяных и газовых скважин при аварийных ситуациях и разгерметизации устья морских скважин широко используются комплексы управляемых клапанов-отсекателей, которые позволяют:

- вести на платформе одновременно бурение и эксплуатацию;
- предотвращать аварии при повышении давления;

- осуществлять ремонт скважин;
- управлять работой скважин, в том числе осваивать и глушить скважины, подавать химреагенты и т.д.

Кроме того, на платформах устанавливается комплекс оборудования и инструментов, которые позволяют осуществлять необходимые мероприятия по ремонту без подъема НКТ, путем спуска в последние на тросе или канате соответствующих средств. Этот комплекс, чаще всего полустационарного типа, получил наименование канатной техники и включает в себя лебедку с гидроприводом, устьевое оборудование и комплект инструментов.

На платформах все скважины оснащаются специальными приспособлениями, взаимодействующими с канатной техникой, все операции которой выполняются преимущественно в НКТ. Через них спускаются с помощью канатной техники разного рода ниппели: посадочные, проходные, непроходные, циркуляционные и т.д. Все эти ниппели, клапаны, фиксаторы, патрубки и разного рода соединения в основном являются составной частью спускаемого через трубы оборудования, предназначенного для широкого фронта многообразных работ, выполняемых на скважинах.

В случаях, когда предусматривается демонтаж бурового комплекса на платформе после завершения бурения расчетного числа скважин, необходимо предусматривать на освобождаемом месте установку соответствующего оборудования подземного и капитального ремонта скважин, включая и комплекс канатной техники.

Итак, в состав комплекса внутрискважинного оборудования входят:

- башмачная воронка;
- патрубков;
- посадочный ниппель;
- перфорированный патрубок;
- срезной клапан;
- патрубков;
- посадочный ниппель для установки приемного клапана;

- патрубок;
- пакер гидравлического или гидростатического типа;
- циркуляционный клапан механического действия с посадочным ниппелем;
- разъединитель колонны НКТ с посадочным ниппелем;
- циркуляционный клапан гидравлического действия;
- скважинные камеры;
- циркуляционный клапан механического действия;
- посадочный ниппель для клапана-отсекателя;
- трубка управления клапаном-отсекателем и пояс для её крепления к колонне НКТ.

В целом же подобные комплексы (рисунки В.7 и В.8, приложение В), предназначенные для бурения с платформы фонтанных и газлифтных скважин, а также их безопасной эксплуатации, должны обеспечивать:

- герметичное закрытие ствола скважины в случае разгерметизации устья, при отклонении параметров работы скважины от заданных значений и при возникновении пожара;
- управление работой скважины;
- проведение исследования скважины глубинными приборами;
- проведение подземных ремонтов без подъема насосно-компрессорных труб с помощью специальной канатной техники;
- подъем внутрискважинного оборудования (исключая пакер) без предварительного глушения скважины;
- перевод скважины после окончания периода фонтанирования на газлифтный способ эксплуатации без замены основного внутрискважинного оборудования;
- автоматический пуск газлифтных скважин;
- проведение комплекса внутрискважинных операций специальной канатной техникой.

Выбор оборудования и других составных частей комплекса определяют:

- пластовое и устьевое давления;
- давление нагнетания газа (при газлифте) и инъекции;
- дебит жидкости (нефти, воды) и газа;
- плотность нефти, воды и газа;
- вязкость нефти;
- содержание смол, мехпримесей, CO₂, O₂, H₂S, S;
- соленость пластовой воды;
- воздействие кислот и ингибиторов;
- температура продукции (на устье и забое);
- глубина скважины;
- конструкция эксплуатационной колонны;
- максимальный угол наклона скважины;
- глубина (интервал) резкого набора кривизны;
- плотность бурового раствора.

3.4 Особенности освоения морских скважин

По завершении бурения проводят комплекс работ, обеспечивающих промышленный приток нефти или газа в скважину, который принято называть опробованием разведочной скважины или освоение эксплуатационной.

В процессе бурения и проходки различных по своим свойствам пластов используются различные буровые растворы, обладающие многообразными физико-химическими характеристиками. Поскольку конечной целью строительства скважин является добыча углеводородов с максимальной степенью их извлечения из продуктивного пласта, то необходимо четко и своевременно использовать буровые жидкости с известными свойствами, способствующими решению этой сложной задачи без загрязнения призабойной зоны.

Процесс бурения, связанный с необходимой циркуляцией бурового раствора значительно ухудшает естественную проницаемость продуктивной толщи. Освоение скважин призвано восстановить и по возможности улучшить эту проницаемость, осуществляется, прежде всего, путем снижения

противодавления столба жидкости и создания депрессии между пластовым и забойным давлением. Это и способствует притоку на забой пробуренной скважины добываемой продукции.

Процесс освоения скважин характеризуется непрерывным изменением плотности вертикального столба жидкости в скважине, что требует такого подбора плотности закачиваемого раствора, который, с одной стороны, не внедрялся бы в продуктивный пласт, с другой не допускал бы превышения газонасыщенности восходящего столба которое может повлечь за собой неуправляемое фонтанирование.

В технологии освоения скважин существует несколько способов вызова притока в результате которого постепенно очищается призабойная зона и нарастает добыча:

- снижение противодавления столба жидкости в скважине путем замены тяжелого бурового раствора на жидкость меньшей плотности, вплоть до использования специального бурового раствора, а иногда нефти;
- закачка газа на забой, в результате которой при том же уровне столба жидкости снижается его плотность;
- снижение самого уровня жидкости в скважине путем свабирования – «тартания», т.е. извлечения части жидкости с помощью желонки;
- в новых скважинах с ожидаемой фонтанной добычей снижением уровня жидкости путем поршневания, метод, широко используемый за рубежом в практике освоения морских скважин.

Нередко перечисленные способы используются совместно, что значительно ускоряет процесс.

Освоение морских скважин имеет свои характерные особенности, обусловленные ограниченностью площади платформы, наличием многочисленного персонала на платформе, быстро ухудшающимися погодными условиями, техническими ограничениями по наличию буровых растворов разных плотностей и т.д.

Кроме того, платформа должна быть обеспечена штатными противопожарными средствами, поскольку при освоении скважины нередки пожароопасные ситуации, для ликвидации которых погодные условия не всегда могут позволить приблизиться специальным противопожарным судам.

Далеко не полный перечень подобных обстоятельств требует особо надежной технологии освоения морских скважин и высококвалифицированного персонала.

Прежде всего, в морских условиях очень часто используется для освоения и последующей эксплуатации двухрядный лифт, который комплектуется из НКТ разного диаметра. Лифт позволяет более плавно изменять противодавление на пласт, причем первый ряд лифта – телескопический, т.е. выше располагается труба большего диаметра.

Вместе с тем, на скважинах с высоким пластовым давлением производят пакеровку затрубного пространства между эксплуатационной колонной и первым рядом двухрядного лифта. Обычно пакеры рассчитываются на большой перепад давления, при котором используются высокопрочные обсадные трубы; после пакеровки их надежность проверяется опрессовкой.

Современная технология каротажа, оснащенная телеметрическими приборами и компьютерными средствами, позволяет получить изображение ствола скважины и прискважинной зоны в реальном времени в процессе информации и наблюдать пласт во время формирования зоны проникновения, что особенно важно в работах по интенсификации скважин, т.е. в операциях, преследующих повышение объемов добычи. А в целом информация по ряду скважин, в особенности, расположенных по контуру нефтегазоносности, позволяет сформировать представление о продуктивности пласта для более целенаправленного осуществления разработки месторождения [11].

3.5 Капитальный ремонт скважин

Современная технология разработки месторождений как морских, так и на суше не обеспечивает долговечности скважины и спущенного в нее оборудования в течение всего срока эксплуатации. С различной частотой

отказывает оборудование, повреждается ствол скважины, нарушается изоляция, идет процесс «старения» скважины, что требует с нарастающей периодичностью останавливать эксплуатацию и производить восстановительные работы или же замену оборудования.

Весь комплекс работ по восстановлению работоспособности скважины принято называть капитальным или подземным ремонтом скважины, причем, если на суше эти работы выполняются специализированными бригадами, то в море – преимущественно буровым персоналом, поскольку после завершения разбуривания намеченного фонда скважин буровое оборудование зачастую остается на платформе до конца эксплуатации объекта в целом.

Наряду с капитальным ремонтом, производимым в плановом порядке, возникает необходимость и текущего ремонта скважин, неизбежного при их длительной и непрерывной эксплуатации.

Кроме того, ремонт скважин возможен и в процессе бурения, вследствие различного рода аварий: падения в скважину посторонних предметов, поломки или обрыв бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, прихват инструмента и т.п.

На платформе все виды ремонта скважин максимально механизированы, хотя доля тяжелого ручного труда неизбежна в силу целого ряда непредвиденных обстоятельств, а также сложности многооперационных процессов, не всегда выполняемых в строгой последовательности. И тем не менее комплекс технических средств, используемых при ремонтных работах, весьма велик по номенклатуре и функциональному назначению, отличаясь большим многообразием типоразмеров и характеристиками. Необходимо отметить, что в силу конструктивного исполнения самой скважины технологии бурения и различных комплектов оборудования, спускаемых в нее, наиболее трудоемкой частью ремонта являются спуско-подъемные операции, специфичные только для нефтегазовой отрасли.

Выполняются они с помощью лебедок и талевой системы, установленных совместно с буровой вышкой, спайдеров, элеваторов со штропами, автоматов

для свинчивания и развинчивания НКТ, а также цепных, шарнирных и штанговых ключей, используемых при работах вручную.

Кроме того, на платформе предусматривается комплект ловильного инструмента для извлечения оборвавшихся труб, долот и т.п., в который входят труболочки метчики, колокола, фрезеры различных конфигураций.

В целом же все виды ремонта морских скважин – эксплуатационных и нагнетательных, и скважин, пробуренных на суше, совершенно аналогичны. И принципиальным отличием последних является то, что на платформе предусматривается по возможности весь необходимый комплекс штатного оборудования и специалистов способных выполнять соответствующие виды ремонтных работ, прибегая к помощи иных специалистов лишь в отдельных, исключительных случаях, не предусмотренных штатными ситуациями.

Особо следует отметить, что ремонт скважин с подводным заканчиваем осуществляется со специализированных судов, и его технология отличается от технологии ремонта скважин с надводным устьем. Для подводных скважин разработан специальный комплекс технических средств.

Но поскольку в целом технологически капитальный ремонт морских скважин существенно не отличается от «сухопутных», ниже рассмотрены лишь некоторые операции.

3.5.1 Возвратные работы

Работы по переводу скважин с одного эксплуатируемого объекта на другой, залегающий выше или ниже пласта, разработка которого нецелесообразна по определенным причинам – возвратные работы – проводятся на многопластовых нефтегазовых месторождениях для более полного охвата разработкой всех залежей более рационального использования фонда действующих скважин.

Возврат скважины на другие залежи по техническим причинам допускается в случаях:

- если нет возможности осуществить изоляцию притока посторонних вод;

- дальнейшая эксплуатация затруднена из-за дефектов в обсадной колонне и невозможности их устранения;
- в скважине произошли сложные аварии, ликвидация которых невозможна или экономически нецелесообразна.

Одна из главных причин возврата скважин на эксплуатацию другого пласта – истощение разрабатываемого пласта, когда суточный ее дебит достигает предела рентабельности.

Эксплуатируемый горизонт разобщают с вновь вводимым монолитным цементным мостом. При этом основное внимание уделяют изоляции оставляемого горизонта от проникновения воды (в особенности, если она высоконапорная, а возвратный пласт расположен на небольшом расстоянии от оставляемого объекта). В таких случаях при возвратных работах нагнетают цементный раствор под давлением через отверстия фильтра. Если же возвратный объект значительно удален от оставляемого пласта, цементный стакан можно создавать при нагнетании раствора без давления.

При возвратных работах, после установления цементного стакана на заданной глубине, скважину обязательно испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня жидкости.

Работы по возврату на нижележащий пласт проводят сравнительно редко, обычно в случаях, когда соседние скважины, с помощью которых должны извлечь нефть из намечаемого к возврату объекта, выбыли из эксплуатации по тем или иным геолого-техническим причинам. Действия сводятся, в основном, к следующему. Ствол скважины и забой обследуют конусной свинцовой печатью для установления исправности эксплуатационной колонны и чистоты забоя, после чего оставляемый пласт цементируют под давлением через отверстия фильтра. Затем цементный стакан разбуривают до необходимой глубины и испытывают колонну на герметичность. На практике чаще всего приходится эту операцию повторять неоднократно, с заливкой нескольких пластов и разбуриванием нескольких цементных стаканов.

В вертикальных скважинах возврат на нижележащий объект осуществляют зарезкой и бурением второго ствола.

3.5.2 Ликвидация и консервация разведочных скважин, пробуренных с плавучих буровых установок

Согласно существующему положению, все скважины, пробуренные для разведки и разработки месторождений нефти и газа и для других целей, при ликвидации и при списании затрат на их сооружение делят на пять категорий. К первой категории относят поисковые и разведочные скважины, заложенные с целью поисков, разведки и оконтуривания месторождений полезных ископаемых, скважины, давшие притоки нефти и газа, но эксплуатация которых для промышленной разработки месторождения нерентабельна и использование их не предусмотрено проектом разработки.

Ко второй категории – эксплуатационные скважины, пробуренные с целью добычи нефти и газа и оказавшиеся сухими или водяными, а также выполнившие свое назначение. К этой же категории относят скважины нагнетательные, наблюдательные, эксплуатационные, пробуренные для добычи минеральных, геотермальных и других вод, а также для сброса промысловых вод и других промышленных отходов.

К третьей категории – все скважины, подлежащие ликвидации по техническим причинам, а также скважины, пробуренные для глушения открытых фонтанов, возникших при строительстве или эксплуатации, которые после выполнения своего назначения не могут быть использованы для других целей.

К четвертой категории – скважины, числящиеся в основных фондах предприятий после полного обводнения пластовой водой продуктивного горизонта

И к пятой категории – скважины, законсервированные в ожидании организации промысла, в том числе зачисленные в состав основных фондов если консервация превышает 10 лет, а ввод этих площадей в разработку на ближайшие 5-7 лет планами газо- и нефтегазодобывающих организаций не

предусматривается; использование которых в качестве эксплуатационных невозможно из-за несоответствия условиям эксплуатации – конструкции скважины, диаметра и коррозионностойкости эксплуатационной колонны, цементирования колонн.

При ликвидации и консервации скважин с подводным расположением устья план должен быть согласован также с соответствующей гидрографической службой флота, рыбнадзором и бассейновой инспекцией.

В ликвидируемых скважинах в определенном порядке устанавливаются цементные мосты и определенным образом оборудуется устье скважины. Скважины заполняются жидкостью с плотностью, позволяющей создать на забое давление, превышающее на 15% пластовое.

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны в интервалах залегания слабых нефтегазоводонасыщенных объектов устанавливают цементные мосты, высота каждого из которых равна толщине пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего продуктивного пласта цементный мост устанавливают на высоту не менее 50 м.

Скважину консервируют таким образом, чтобы была обеспечена возможность повторного ввода ее в эксплуатацию или проведения в ней ремонтных и других работ. Нельзя консервировать скважины с межколонными пропусками газа; консервация такой скважины допускается только после ликвидации пропуска газа.

На платформе, где находятся законсервированные скважины, необходимо установить надзор в таком же порядке и объеме, как и за МСП, на которой расположены эксплуатационные или бурящиеся скважины. По скважинам, находящимся в консервации, не реже одного раза в месяц должно проверяться состояние наземного оборудования и давление на устье, с соответствующей записью в специальном журнале.

При пропусках на устье или грифонообразованиях необходимо немедленно сообщить об этом руководству для принятия мер по их ликвидации.

Для предотвращения замерзания устье и верхняя часть колонны всех консервируемых скважин на глубину 30 м заполняются незамерзающей жидкостью.

Оборудование надводного устья консервируемой скважины для предохранения от коррозии смазывается солидолом, укрывается толем и т.п.

Каждая консервируемая скважина насосным способом должна быть оборудована фонтанной арматурой. При надводном расположении устья штурвалы задвижек необходимо снять, коммуникации арматуры отсоединить, внешние фланцы задвижек арматуры оборудовать фланцевыми заглушками, манометры снять и установить заглушки. При консервации насосных скважин скважинное оборудование извлекают, а устье герметизируют задвижкой, установленной на колонный фланец.

При консервации скважин с пластовым давлением, не превышающим гидростатическое, необходимо на срок до одного года заглушить скважину и заполнить ее промывочной жидкостью такой плотности, чтобы создать гидростатическое давление на 5-10% выше пластового. Промывочная жидкость должна быть обработана поверхностно-активными веществами (ПАВ) для сохранения проницаемости пород призабойной зоны. При поглощении необходимо произвести работы по намыву песчаной пробки в зону фильтра, поднять НКТ на 50-60 м выше интервала перфорации.

При консервации на любой срок скважины с пластовыми давлениями, превышающими гидростатическое, необходимо: заглушить скважину и заполнить ее буровым раствором, обработанным ПАВ, для создания гидростатического давления на 10-15 % выше пластового; установить цементный мост высотой 25 м на расстоянии 20-30 м выше верхних отверстий фильтра, поднять НКТ на 50-60 м выше верхнего уровня цементного моста; промыть скважину и довести параметры бурового раствора до заданных.

По плану, согласованному и утвержденному организациями, ранее принявшими план консервации скважин, должна проводиться и их расконсервация.

В плане работ должны быть утверждены следующие основные положения.

При расконсервации насосных скважин необходимо измерить давление в скважине, и, если оно есть, снизить его и освоить скважину.

При расконсервации скважин с пластовыми давлениями, не превышающими гидростатическое, в срок до одного года необходимо: расконсервировать арматуру, присоединить коммуникации и проверить состояние штуцеров; проверить давление в межколонном, межтрубном, трубном и затрубном пространствах скважины; промыть скважину жидкостью в количестве, превышающем объем скважины, и вновь проверить давление; освоить скважину.

При расконсервации скважин с пластовыми давлениями, не превышающими гидростатическое, в срок более одного года необходимо: расконсервировать арматуру, присоединить коммуникации и проверить состояние штуцеров; измерить давление в скважине, установить на устье герметизирующее устройство, спустить бурильные трубы и разбурить цементный мост; освоить скважину.

При расконсервации скважин, законсервированных на любой срок, с пластовыми давлениями, превышающими гидростатическое, необходимо: расконсервировать арматуру, присоединить коммуникации и проверить состояние штуцеров; проверить давление в межколонном, межтрубном, трубном и затрубном пространствах скважины; промыть скважину жидкостью в количестве, превышающем объем скважины, и вновь проверить давление; установить на устье превенторы, спусти бурильные трубы, разбурить цементный мост, освоить скважину [12].

3.6 Заключение

Освоение нефтяных и газовых месторождений шельфа требует проведения детальных инженерно-геологических изысканий, необходимых для сооружения морских буровых платформ и прокладки подводных трубопроводов. Важнейшей составной частью изысканий являются буровые работы, результаты

которых дают возможность правильно интерпретировать информацию, полученную при геофизических исследованиях дна, и, в конечном итоге, определить геологическое строение осваиваемого участка шельфа. Буровые работы включают бурение мелких скважин глубиной 4-6 м (пробоотбор) и бурение инженерно-геологических скважин, глубина которых определяется условиями залегания пород минерального дна, скрытого под отложениями неустойчивых пород (илы, пески и т.д.), и обычно не превышает 25-30 м.

До настоящего времени для проведения всего комплекса буровых работ использовались специализированные буровые суда с высокой стоимостью эксплуатации (не менее 7000-8000 у. е. в сутки). Учитывая, что количество специализированных буровых судов в странах СНГ крайне ограничено, то их владельцы являлись монополистами на рынке морского инженерно-геологического бурения, а, следовательно, диктовали ценовую политику и устанавливали сроки выполнения работ.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ОАО «Новосибирскнефтегаз»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Предприятие ОАО «Новосибирскнефтегаз» занимается добычей сырой нефти и нефтяного (попутного) газа, производством нефтепродуктов и разведочным бурением. Промышленную добычу нефти компания ведёт с 2000 года. К 2016-му году на месторождениях, разрабатываемых предприятием, было добыто 16 миллионов тонн нефти.

Основные работы предприятие проводит на Верх-Тарском нефтяном месторождении. Верх-Тарское месторождение расположено на севере Новосибирской области и располагает извлекаемыми запасами в размере 16,710 млн т нефти, что составляет порядка 60% всех нефтяных запасов области. Предприятие также владеет лицензиями на пять лицензионных участков в Новосибирской области (Межовский, Восточно-Межовский, Ракитинский, Чековский и Бочкаревский), три в Омской области (Баклянский, Литковский, Кутисский) и два лицензионных участка в Иркутской области (Нотайский, Ульканский).

Добыча нефти на лицензионных участках ведется в соответствии с классическими стадиями разработки нефтяных месторождений. Сегодняшний этап в развитии нефтепромысла – после цикла, связанного с сокращением размеров нефтедобычи, стабилизация объёмов добываемых углеводородов. Перспективы ресурсы лицензионных участков исчисляются в 20 миллионов тонн нефти, остаточные запасы на разрабатываемых нефтяных месторождениях составляют 19 миллионов тонн, которые располагаются в пластах юрских отложений.

Все годы компания стремилась повышать уровень предприятия, делая ставку на профессионализм своих сотрудников, укрепление партнерских отношений с участниками рынка, используя прогрессивные информационные

технологии. В своей работе компания использует многолетний опыт работы, инновации и индивидуальный подход.

За время работы накоплен значительный положительный опыт, создана команда профессионалов, разработаны и получили широкое распространение современные технологии ведения бизнеса.

4.1.1 Организационная структура предприятия

Организационная структура управления ОАО «Новосибирскнефтегаз» линейно- функциональная, базирующаяся, с одной стороны, на линейных полномочиях, с другой – на принципе функциональной департаментализации (процесс деления организации на отдельные элементы, каждый из которых имеет свою четко определенную, конкретную задачу и обязанности).

В структуру управления предприятием входит общее собрание акционеров, совет директоров и единоличный исполнительный орган – генеральный директор.

Высшим органом управления ОАО «Новосибирскнефтегаз» является общее собрание акционеров.

Общее руководство деятельностью предприятия осуществляет совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

Руководство текущей деятельностью ОАО «Новосибирскнефтегаз» осуществляется генеральным директором в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор назначается советом директоров сроком на 3 года. Генеральный директор подотчетен совету директоров и общему собранию акционеров.

Организационная структура ОАО «Новосибирскнефтегаз» на рисунке В.1 в приложении В.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ и при составлении нормативной карты. Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих [13].

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток. Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [14].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [15]. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 219,6 часов или 9,2 суток.

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтегазовом месторождении приведена в таблице В.1 в приложении В.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (1):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3250}{243,21} = 21,38 \text{ м/ч}, \quad (1)$$

где H – длина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (2):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{\text{СПО}}} = \frac{3250}{243,21 + 91,2} = 13,36 \text{ м/ч}, \quad (2)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле (3):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3250 \cdot 720}{551,24} = 4242,67 \text{ м/ст. мес}, \quad (3)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

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

буровой мастер	1 чел.
помощник бурового мастера	3 чел.
бурильщик 6 разряда	4 чел.
бурильщик 5 разряда	4 чел.
помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
электромонтёр 5 разряда	4 чел.
слесарь 5 разряда	2 чел.
лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 551,54 часов или 22,98 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 219,6 часов или 9,2 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтегазовом месторождении приведен в таблице 4.1. Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомонтаж	45													
2.Бурение	22,98													
3.Испытание	9,2													

4.4 Сметная стоимость строительства скважины

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [16], в части II – на строительные и монтажные работы [17], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [18].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [19] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах В.2 и В.3 в приложении В.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 74,116 [20, 21].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице В.4 в приложении В.

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

$$C_c^{1M} = \frac{C_{CM} - \Pi}{H} = \frac{124\,589\,313,24 - 4\,561\,898,87}{3250} = 36\,931,5 \text{ руб/м.}$$

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [22] относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

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 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются ТК РФ [23]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [24]. Глава 47 ТК РФ определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации [23].

В статье 298 ТК РФ вводятся ограничения на работы вахтовым методом. Согласно этой статье к работе не могут привлекаться работники в возрасте до 18

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.

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

Работа буровой бригады выполняется стоя. Рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [26] следующим образом:

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [27].

5.2 Производственная безопасность

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для анализа факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [28].

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице Г.1 в приложении Г.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого должны соответствовать климатическому региону. Также в зависимости от температуры воздуха, скорости ветра и вида выполняемых работ определяется допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытой территории [29, 30].

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [31].

Превышение уровней шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования, он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [32]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [33] и ГОСТ 12.1.029-80 [34] соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

Превышение уровней вибрации. Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на

рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,4 \text{ м/с}^2$ для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [35].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 [36]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: СИЗ и коллективные средства защиты. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 [37]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 [38]. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан CH_4 (содержится в попутном газе) – 300 мг/м^3 ; нефть – 10 мг/м^3 ; сероводород H_2S в присутствии углеводородов ($\text{C}_1\text{--C}_5$) – 3 мг/м^3 ; сернистый газ (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 ; оксид углерода (СО) (4 класс опасности) – 20 мг/м^3 [38].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 [39]. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [4] и приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Требования к освещению производственного объекта

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

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Данный фактор возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно ПБНПП [4].

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 [40] должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Электрический ток. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [41], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [42]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением; применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки; применение изолирующих, СИЗ при обслуживании электроустановок; допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Пожаро- и взрывоопасность. Пожары возникают вследствие открытого огня с огнеопасными веществами, в результате ГНВП и пр. Пожар опасен для человека в первую очередь вследствие теплового воздействия, а также выделением продуктов горения. Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования ППБО-85 [43].

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года) [44], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.);

багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Падение объектов на работающего. Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, вплоть до летального исхода. Мероприятия, направленные на предотвращение возникновения данного фактора, регламентируются ПБНГП [4].

Расположение рабочего места на значительной высоте. Возникает в процессе вышкомонтажных работ и спускоподъемных операций (СПО). Может стать причиной возникновения механических травм, например, переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [4].

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [45] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

5.3 Экологическая безопасность

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

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и

мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39-133-94 [46].

Защита атмосферы. Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте, а также выбросы с факелов. Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.3532-18 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике [47].

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

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

Защита гидросферы. Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Защита литосферы. На этапе строительного-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах [48].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при СПО; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа и их смеси. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине [49].

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой [49].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250 метров на нефтяном месторождении.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на информации о механических свойствах пород были выбраны лопастное долото под направление и PDC долота для остальных интервалов.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-35-146x245x324 К1, ОП6-350/80x21, АФ1-80/65x35.

Были рассмотрены вопросы КРС на шельфе и на море. Удаленность от суши, чувствительность флоры и фауны к возможным загрязнениям предъявляет повышенные требования к технике и технологиям капитального ремонта и оборудования устья скважин. Следование специально установленным рамкам относительно скважин, расположенных в морских условиях, позволяет

осуществлять беспрепятственную добычу углеводородов без причинения вреда окружающей среде и персоналу.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
5. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: учебное пособие для вузов / Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В., Рабинович А.М. / М: Недра, 1987.
6. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов/ Бойко В.С. / М.: Недра, 1990.
7. Разработка нефтяных и газовых месторождений, учебное пособие / Покрепин Б.В. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Гиматудинов Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. / М.: Недра, 1983.
8. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский Ф.Д. / М: Недра, 1979.

9. Система технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности / Усачева Г.Н., Кузнецова Э.А., Королева Л.М. / М., ВНИИОЭНГ, 1982.

10. Техника и технология бурения восстающих скважин / Колосов Д.П., Глухов И.Ф. / М.: Недра, 1988.

11. Технологические основы технологии / И.М. Глущенко. / М.: Металлургия, 1990.

12. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / Муравьев В.М. / М.: Недра, 1978.

13. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.

14. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html.

15. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

17. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

18. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

19. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

20. Индексы изменения сметной стоимости строительного-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/.

21. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительного-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148>.

22. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

23. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.

24. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

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

26. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

27. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

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

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

30. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

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

32. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

33. ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.

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

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

36. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

37. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование

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

39. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

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

41. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

42. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

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

44. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

45. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.

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

47. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

48. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

49. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции».

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

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

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q – N1	-	-	1,30
50	120	туртасская свита	P3 tr	-	-	1,20
120	180	новомихайловская свита	P3 nm	-	-	1,20
180	270	атлымская свита	P3 at	-	-	1,20
270	450	тавдинская свита	P3-2 tv	-	-	1,20
450	670	люлинворская свита	P2 ll	-	-	1,20
670	810	талицкая свита	P1 tl	-	-	1,20
810	875	ганькинская свита	P1-K2 gn	-	30	1,20
875	1060	березовская свита	K2 br	-	30	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K2 kz	-	30	1,10
1097	1380	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2 uv	-	30	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K2-1 hm	-	30	1,10
1670	1970	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1 vk	1	00	1,10
1970	2020	кошайская свита	K1 csh	1	00	1,10
2020	2777	фроловская свита АС1-9 (кровля - отражающий горизонт М)	K1 fr	1	00	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю0 (кровля - отражающий горизонт Б)	K1-J3 bg	1	00	1,10
2800	2820	абалакская свита Ю1	J3-2 ab	1	30	1,10
2820	3140	тюменская свита Ю2-9	J2 tm	1	30	1,05
3140	3210	горелая свита Ю10	J2-J1 gr	1	30	1,05
3210	3220	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	К.В.-Pz	1	30	1,05

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q – N1	0	50	Пески, супеси, суглинки, алевролиты и глины
P3 tr	50	120	Алевролиты глинистые, алевролиты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевролитовые, подчиненные прослойки песков
P3 nm	120	180	Глины алевролитистые, коричневато-серые, алевролиты, пески мелкозернистые
P3 at	180	270	Пески кварцево-полевошпатовые, кварцевые, с прослоями глин, алевролитов.
P3-2 tv	270	450	Глины зеленые и зеленовато-серые, листоватистые, алевролитистые с пропластками алевролитов и линзочками бурых углей. Единичные фораминиферы и радиолярии. Комплекс спор и пыльцы
P2 II	450	670	Глины алевролитистые, морские, диатомовые, опоковидные. Охарактеризована комплексами диатомовых водорослей. Диатомиты светло-серые, белые, легкие. Фораминиферы, комплексы радиолярий, комплекс спор и пыльцы. Глины опоковидные и опоки с прослойками глауконитовых песчаников.
P1 tl	670	810	Глины темно-серые, бурые, алевролитовые, с прослоями тонкозернистых песчаников и алевролитов. Фораминиферы, остатки моллюсков, радиолярии, диатомовые водоросли, силикофлагеллаты. Глины темно-серые, алевролитистые, местами опоковидные.
P1-K2 gn	810	875	Глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита.
K2 br	875	1060	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевролитистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирита. Комплексы фораминифер и радиолярий. Фауна, споро-пыльцевые комплексы
K2 kz	1060	1097	Глины серые, зеленовато-серые, участками глауконитовые. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб.
K2 uv	1097	1380	Алевролиты серые и светло-серые, с прослоями глин, песков, песчаников и известняков. Обугленные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, янтарь. Редкие фораминиферы.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K2-1 hm	1380	1670	Глины серые и темно-серые, с прослоями алевритов и алевролитов, с намывами растительного детрита и чешуек слюды на поверхностях наслоения, остатки раковин-двустворок и редкие прослои известняков.
K1 vk	1670	1970	Песчаники и алевролиты слабосцементированные, с прослоями алевритовых глин. Много углистого детрита. Пески и песчаники серые и светло-серые, алевриты и алевролиты, с прослоями и многочисленными гнездами темно-серых глин. Много обугленного растительного детрита на поверхностях наслоения. Изредка прослои известняков и известковых мергелей.
K1 csh	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевритов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит.
K1 fr	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевролитовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевритовых. Встречаются прослои глинистых известняков. На поверхностях наслоения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевритов и мелкозернистых песчаников.
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты плитчатые, прослоями битуминозные, со стяжениями пирита и отпечатками морской фауны.
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты с включениями пирита, глауконита
J2 tm	2820	3140	Грубое и более тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, с некоторым преобладанием последних. Редкие прослои углей.
J2-J1 gr	3140	3210	Битуминозные аргиллиты темно-серые до черных, с остатками углистого детрита. Песчаники, гравелиты, конгломераты серые, светло-серые, буровато-серые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.
K.B.-Pz	3210	3220	Аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки, доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
Q – N1	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 -	7 60	1-2 -	-	1,1 – 4,5	I – II	M
P3 tr – P1 tl	50	810	Песчаники Алевролиты Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	-	1,1 – 4,5	II	M, MC
P1-K2 gn – K2 uv	810	1380	Глины Алевролиты Песчаники	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	-	1,1 – 6	II – IV	MC
K2-1 hm – K1-J3 bg	1380	2777	Алевролиты Песчаники Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	-	1,1 – 4,5	II – IV	MC
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	непрониц.	95	До 5	-	1,1 – 4,5	III	C
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	-	1,1 – 4,5	III	C
J2 tm	2820	3140	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2600 2200 2200	15 До 15	непрониц. 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	-	1,1 – 4,5	IV-VIII	C
J2-J1 gr	3140	3210	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	- До 13	непрониц. До 1	100 10	4 4	-	1,1 – 4,5	VI – VIII	C
K.B.-Pz	3210	3220	Глины Песчаники Алевролиты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	VII – VIII	C

Таблица А.4 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
Палеоген-четвертичный водоносный комплекс							
0	280	поровый	1000	до 400	Хлоридно-натриевый	0,1-0,35	да
Альб-сеноманский водоносный комплекс							
1120	1620	поровый	1005	до 100	Хлоридно-кальциевый	6,5-11,4	нет
Аптский водоносный комплекс							
1680	1980	поровый	1007	до 200	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый	7,2-14,5	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2090	2200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальциевый	9,7-12,3	нет
Юрский водоносный комплекс							
2990	3100	поровый	1004	до 100	Гидрокарбонатно-натриевый	7,3-15,0	нет

Таблица А.5 – Осложнения при бурении

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
От (верх)	До (низ)	
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости.
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования.
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления (Ka = 1,00-1,02).
2750	3220	Газонефтепроявления (Ka = 1,25-1,30). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений ,бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz).

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	60	ВС 490 Р Сп	180	0,5
		КЛС 490 МС	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	2568	12
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	1370	44
Σ			4914	60

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-900 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
60	900	БИТ 393,7 В 419 ТСР	130	0,45
		КЛС 390 МС	261	0,85
		Переводник П-171/152	60	0,517
		ДРУ-240РС	2350	8,487
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		КЛС 390 МС	261	0,85
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		ПК-127х9,19 Е	26566,75	851
Σ			33634,75	900

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (900-2777 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
900	2777	БИТ 295,3 ВТ 613	85	0,4
		К 295 С	158	0,67
		ДРУ-240РС	2350	8,487
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 С	158	0,67
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		ПК-127х9,19 Е	84992,05	2722
Σ			96069	2777

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2777-3250 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2777	3250	БИТ 190,5 ВТ 513	28	0,35
		2-КС190 СТ	67	0,55
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-165РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 165РС	98	0,93
		Переводник П-122/133	60	0,517
		УБТС2-165	8160	60
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	99206	3178
Σ			108800	3250

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2398-2452 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2398	2452	БИТ 295,3/100 В 913.01	45	0,22
		СК1-178/100 "LONG".У	2130	24
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	4680	30
		ПК-127х9,19 Е	74843	2397
Σ			81738	2452

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (2820-2845 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2820	2845	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,165
		КИ 7.1. 172/100	1680	24
		Переводник П-122/133	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	87098	2790
Σ			92983	2845

Таблица Б.7 – КНБК для отбора керна (2860-2890 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2860	2890	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,165
		КИ 7.1. 172/100	1680	24
		Переводник П-122/133	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	88503	2835
Σ			94388	2890

Таблица Б.8 – КНБК для отбора керна (3180-3220 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3180	3220	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,165
		КИ 7.1. 172/100	1680	24
		Переводник П-122/133	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-133/122	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	98805	3165
Σ			104690	3220

Таблица Б.9 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	490	-	1,29	14,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 9,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 59,6
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 69,5
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	900	840	393,7	406	1,2	130,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 3,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 79,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 175,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 261,6
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 361,6
Тех. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
900	2000	1100	295,3	303,9	1,1	148,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 55,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 301,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 363,1
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 365,5
Экс. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
2000	3250	1250	215,9	224,5	1,08	128,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 33,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,0
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 262,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 304,3
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 385,8

Таблица Б.10 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	69,5	2,8	361,6	14,5	365,5	14,6	173,6	6,9	970,2	39
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	69,5	2,8	361,6	14,5	365,5	14,6	385,8	15,4	1182,4	48
Глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	3473,5	3,5	4339,6	4,3	4385,9	4,4			12199,0	13
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	69,5	2,8							69,5	3
Комплексный ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	20			361,6	18,1	365,5	18,3			727,1	37
ПАЦ ВВ	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			144,7	5,8	146,2	5,8			290,9	12
ПАЦ НВ	Низковязкий понизитель фильтрации	25			43,4	1,7	43,9	1,8			87,3	4
Смазочная добавка «Лубрекс»	Смазочная добавка	170			1808,2	10,6	1827,5	10,7	2700,4	15,9	6336,1	38
Барит	Утяжелитель	1000	6642,4	6,6	34578,2	34,6	20385,9	20,4			61606,5	62
DUOVIS	Структурообразователь биополимерный	25							1350,2	54,0	1350,2	55
Модифицированный крахмал	Понизитель вязкости	25							6558,2	262,3	6558,2	263
Хлорид калия	Ингибитор	1000							30862,0	30,9	30862,0	31
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	170							173,6	1,0	173,6	2
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	170							173,6	1,0	173,6	2
Мел	Утяжелитель, коагулянт	1000							18218,27	18,22	18218,27	19

Приложение В

Буровые установки КРС для работы на море и шельфе

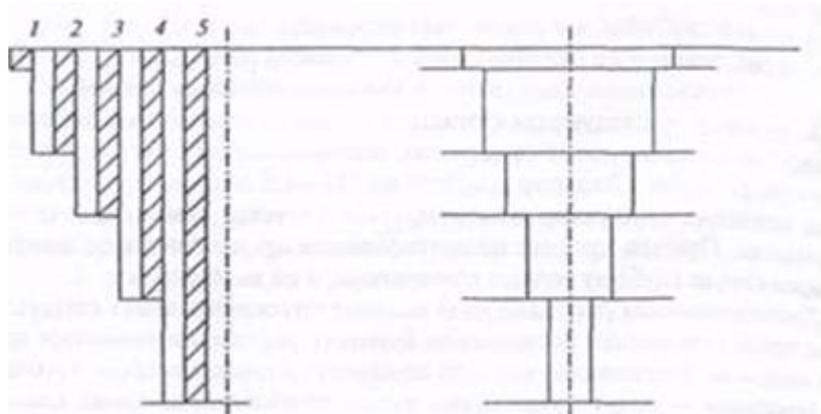


Рисунок В.1 – Конструкция скважины и соответствующего ей ствола: 1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна; 4 – хвостовик; 5 – эксплуатационная колонна

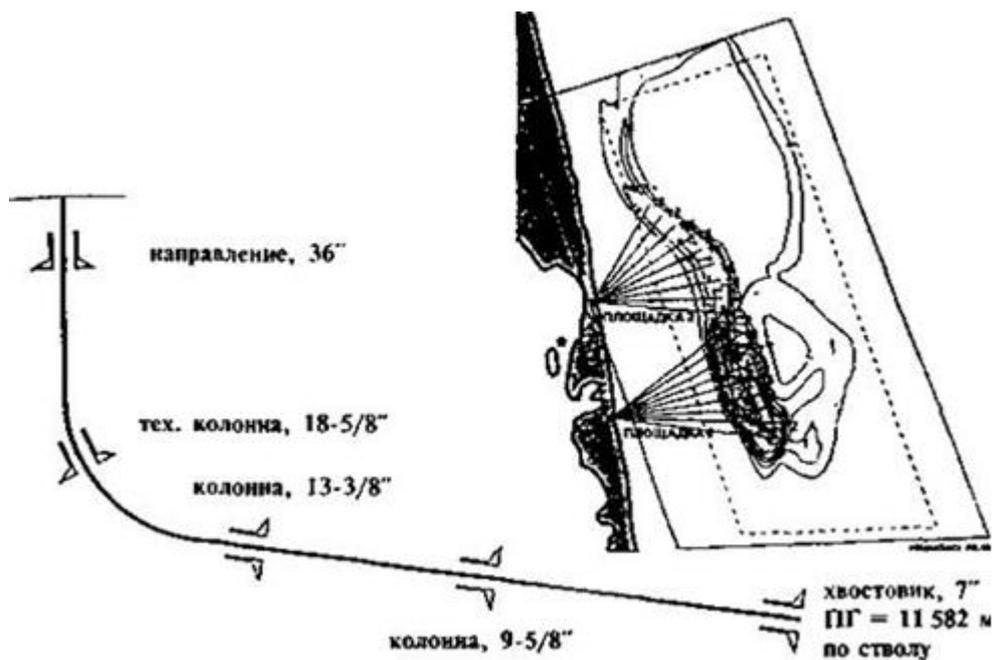


Рисунок В.2 – Профиль горизонтальной скважины на месторождении Одопту-море

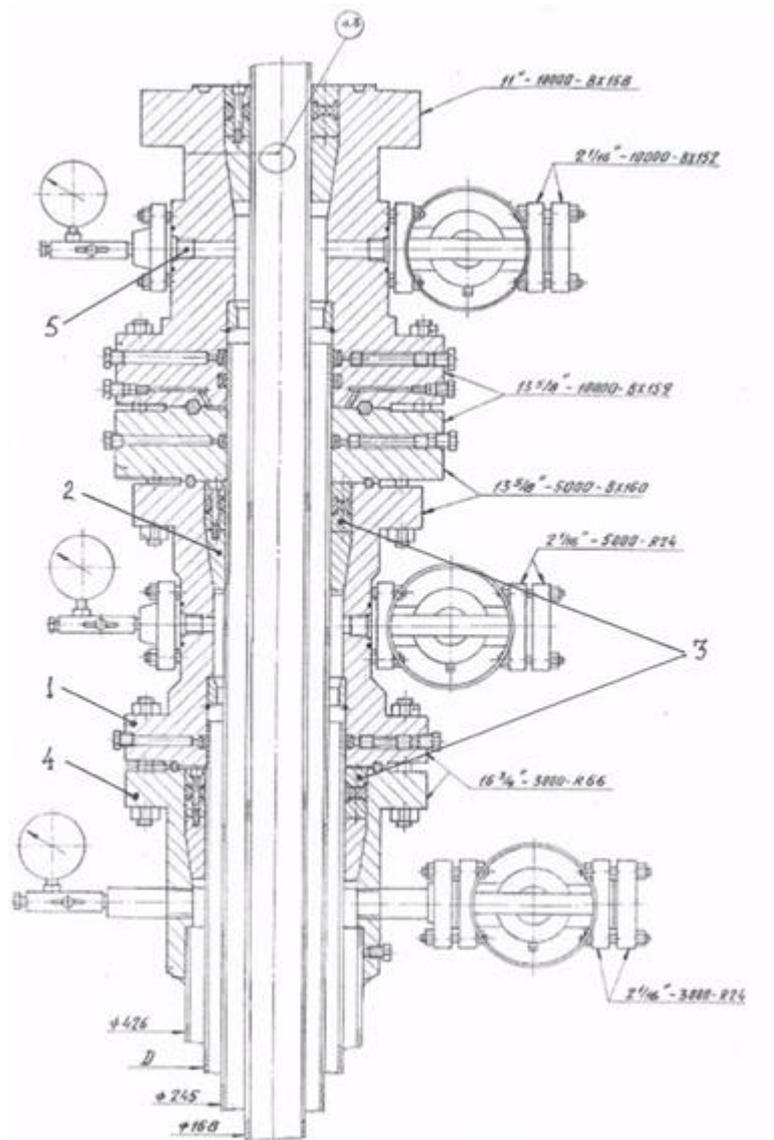


Рисунок В.3 – Фонтанная арматура

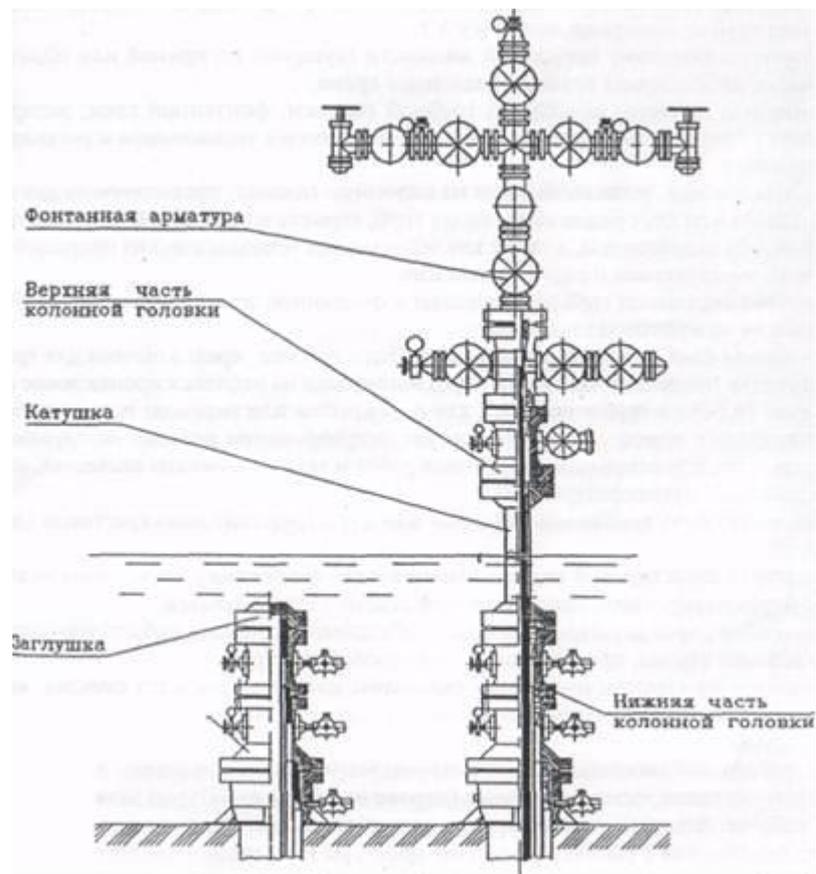


Рисунок В.4 – Схема оборудования устья скважины

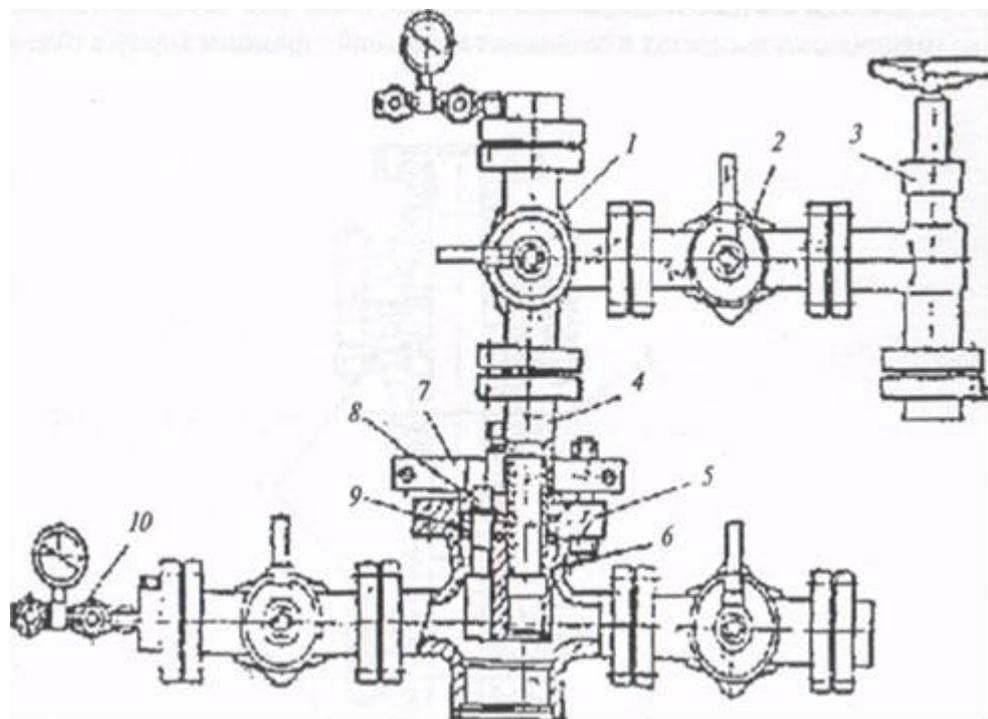


Рисунок В.5 – Арматура устья универсальная малогабаритная для эксплуатации нефтяных скважин

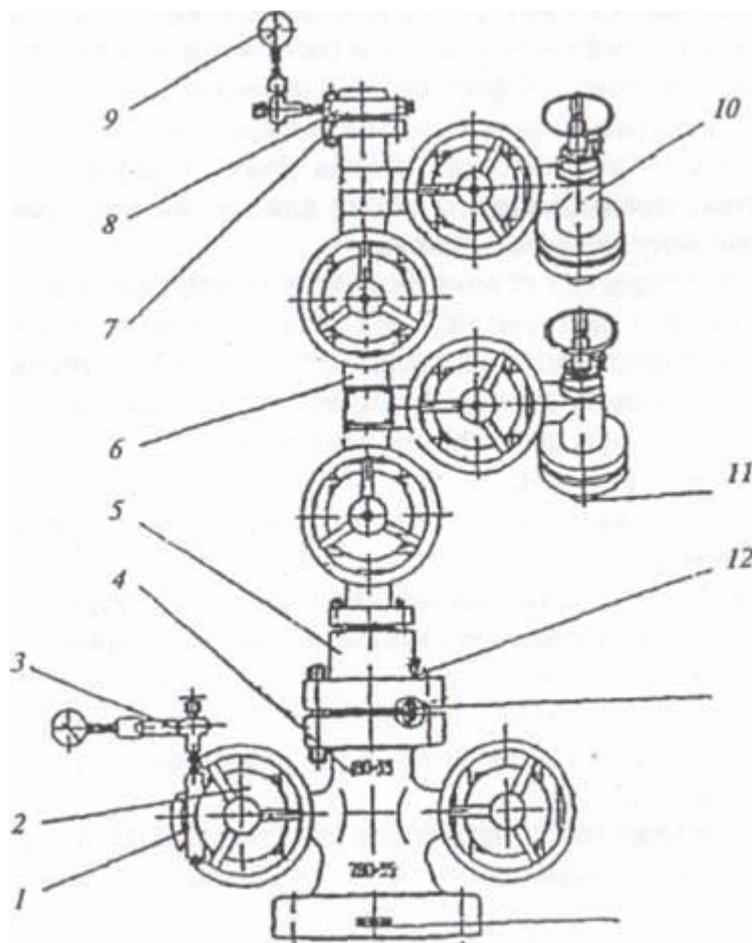


Рисунок В.6 – Арматура фонтанная АФК-65x21 (35): 1 – фланец; 2 – задвижка ЗМБ-65x21 (30); 3 – разделитель; 4 – крестовина; 5 – переводник; 6 – тройник; 7 – прокладка (107,9); 8 – фланец; 9 – манометр; 10 – регулируемый дроссель; 11 – ответный фланец; 12 – кабельный ввод; 13 – прокладка (211); 14 – клапан

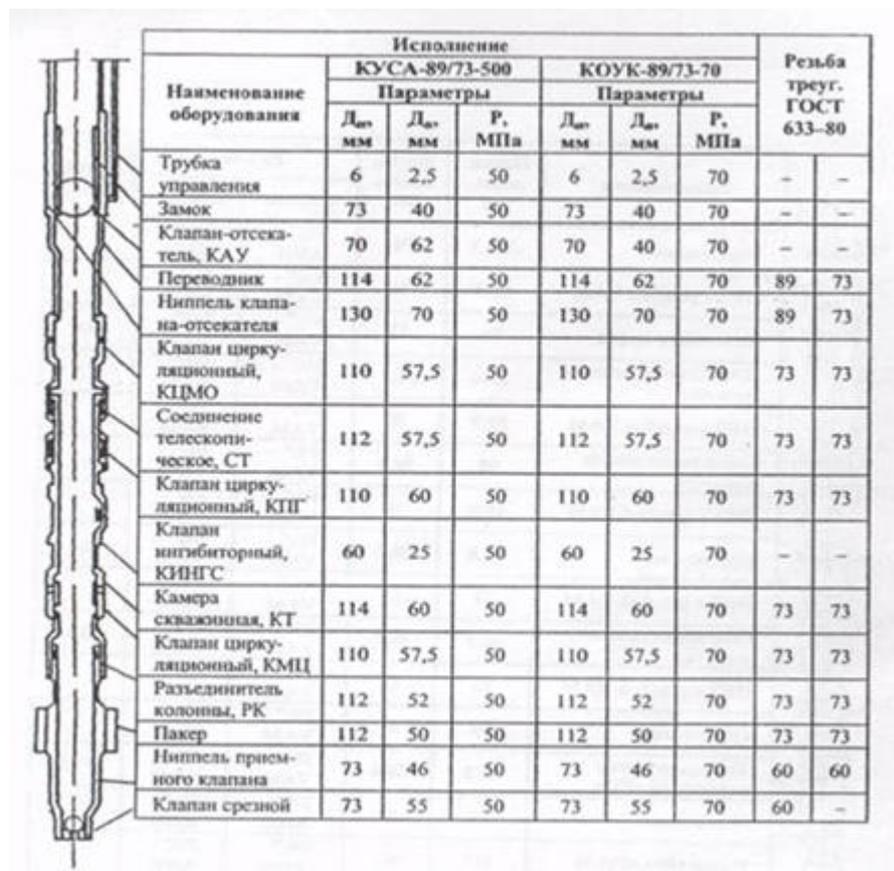


Рисунок В.7 – Схема внутрискважинного оборудования ОКБ «Нефтемаш»

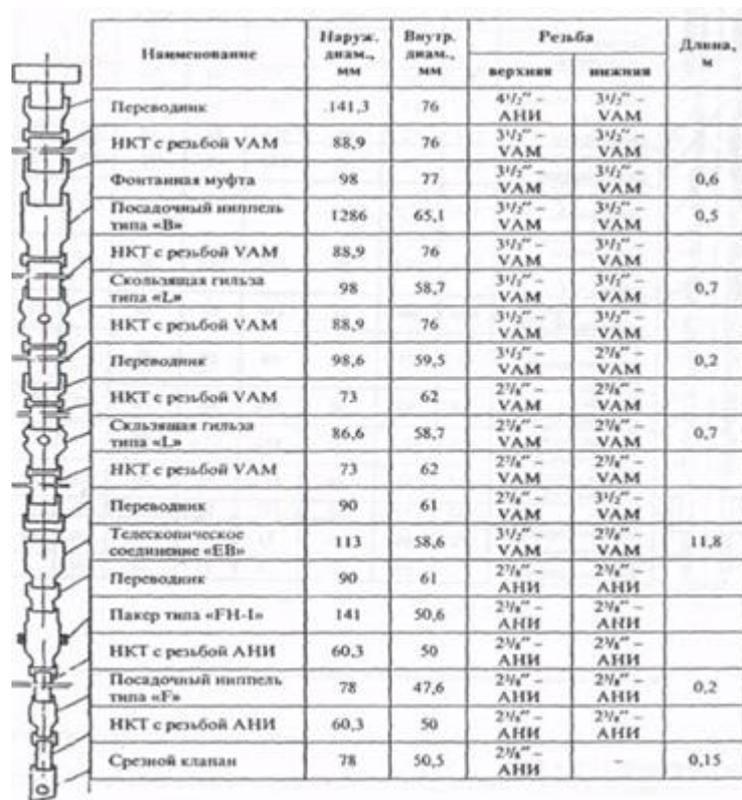


Рисунок В.8 – Схема внутрискважинного оборудования фирмы «Бейкер»

Приложение Г

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

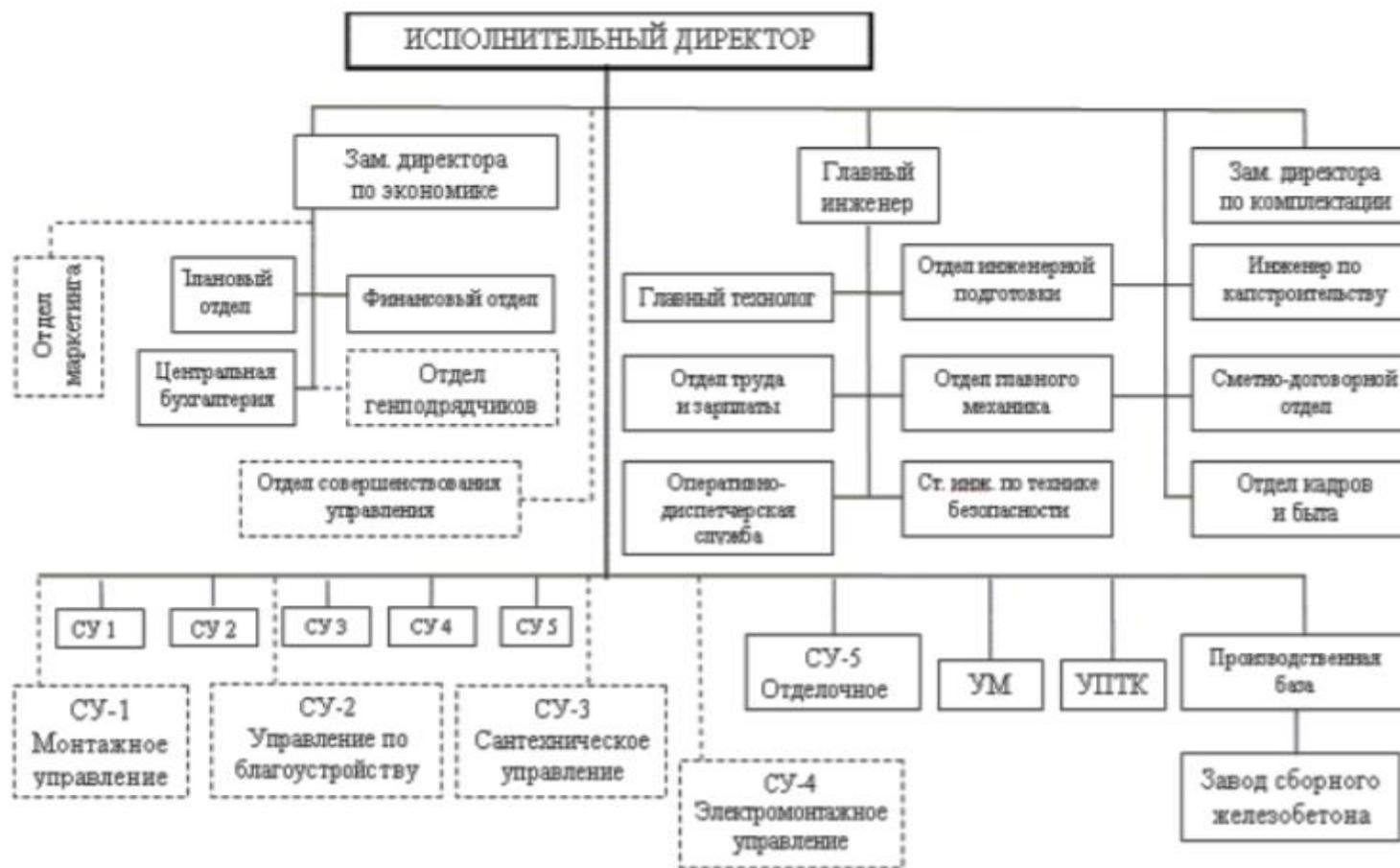


Рисунок Г.1 – Организационная структура ОАО «Новосибирскнефтегаз»

Таблица Г.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	ВС 490 Р Сп	0	60	800	0,017	60	0,08	1,02	0,10	1,12
Промывка (ЕНВ)										0,02
Наращивание (ЕНВ)										0,30
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,22
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										14,02
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,70
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										14,82
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСП	60	900	2900	0,025	840	0,29	21	1,73	22,73
Промывка (ЕНВ)										0,31
Наращивание (ЕНВ)										3,33
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										40,10
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Итого:										71,49
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,57
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										75,57
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 613	900	2398	4000	0,04	1498	0,37	59,92	6,03	65,95
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 295,3/100 В 913.01	2398	2452	400	0,25	54	0,14	13,5	6,20	19,70
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 613	2452	2777	4000	0,04	325	0,08	13	7,72	20,72
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,79
Наращивание (ЕНВ)										10,20
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										55,59
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										192,63
Ремонтные работы (ЕНВ)										9,63
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										203,27
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	2777	2820	5000	0,065	43	0,01	2,795	7,87	10,67
Привязочный каротаж										2,11

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2820	2845	400	0,2	25	0,06	5	7,91	12,91
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	2845	2860	5000	0,065	15	0,00	0,975	8,05	9,03
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2860	2890	400	0,2	30	0,08	6	8,19	14,19
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	2890	3180	5000	0,065	290	0,06	18,85	9,21	28,06
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	3180	3220	400	0,2	40	0,10	8	18,7	26,70
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	3220	3250	5000	0,065	30	0,01	1,95	9,49	11,44
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,98
Нарращивание (ЕНВ)										6,84
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										56,43
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										232,61
Ремонтные работы (ЕНВ)										18,61
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										257,89
Итого по колоннам:										551,54

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭЖ	
			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	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	20,7	1,5	204,2	6,2	850,3	8,4	1160,0
Социальные отчисления, 30,4%						6,3		62,1		258,5		352,6
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,2	1,5	21,3	6,2	88,6	8,4	120,9
Социальные отчисления, 30,4%						0,7		6,5		26,9		36,7
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	37,9	1,5	373,6	6,2	1555,8	8,4	2122,6
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	215,0	1,5	2117,3	6,2	8817,2	8,4	12029,0
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,5	331,9	6,2	1382,0	7,6	1707,5
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,5	136,9	6,2	570,1	7,6	704,5
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,5	13,2	6,2	54,8	8,4	74,7
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,5	11,1	6,2	46,4	8,4	63,3
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,5	220,9	6,2	919,7	8,4	1254,8
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	5,1	1,5	50,1	6,2	208,7	8,4	284,7
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	15,1	1,5	148,3	6,2	617,8	8,4	842,8
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,5	8,2	6,2	34,0	8,4	46,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	25,4	1,5	250,1	0,3	53,9	8,4	1421,1
NaOH	т	4,59			0,1	0,3	0,4	1,7	0,4	1,7	0,2	0,8
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,4	0,4	7,4	0,4	7,5	0,4	7,9

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Глина ПММБ	т	6,08			3,5	21,1	4,3	26,4	4,4	26,7			
ФХЛС	т	44,89			0,1	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0			
ПАВ	т	834,55					0,4	301,8	0,4	305,0			
ПАЦ ВВ	т	438,14					0,1	63,4	0,1	64,1			
ПАЦ НВ	т	344,28					0,0	14,9	0,0	15,1			
Смазочная добавка «Лубрекс»	т	67,32					1,8	121,7	1,8	123,0	2,7	181,8	
Барит	т	15,24			6,6	101,2	34,6	527,0	20,4	310,7			
DUOVIS	т	782,26									1,4	1056,2	
Модифицированный крахмал	т	344,28									6,6	2257,9	
Хлорид калия	т	834,55									30,9	25755	
Бактерицид	т	101,99									0,2	17,7	
Пенегаситель	т	782,26									0,2	135,8	
Мел	т	53,68									18,2	978,0	
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8749,8		501,8		5019,9		16338,5		52613,5		
Затраты, зависящие от объема работ													
ВС 490 Р Сп	шт	1985,7			0,1	148,9							
БИТ 393,7 В 419 ТСП	шт	2965,3					0,3	858,9					
БИТ 295,3 ВТ 613	шт	5687,1							0,4	2129,8			
БИТ 295,3/100 В 913.01	шт	6578,5							0,1	888,1			
БИТ 190,5 ВТ 513	шт	6811,5									0,08	514,9	
БИТ 190,5/100 В 913	шт	7552,1									0,24	1793,6	
Калибратор КЛС 490 МС	шт	860,47			0,2	172,1							
Калибратор КЛС 390 М	шт	537,21					0,3	155,6					
Калибратор К 295 С	шт	399,85							0,4	149,7			
Калибратор 2-КС190 СТ	шт	251,69									0,08	19,0	
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		321,0215		1014,52		3167,7		2327,6		
Итого по колоннам, руб			8749,752		822,8581		6034,392		19506,1		54941,1		
Всего по сметному расчету, руб												173277,6	

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	60,4	1,7	215,8	2,3	299,2	2,4	303,7
Социальные отчисления, 30,4%				18,3		65,6		90,9		92,3
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,4	1,7	19,4	2,3	26,9	2,4	27,3
Социальные отчисления, 30,4%				1,6		5,9		8,2		8,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,5	1,7	12,6	2,3	17,5	2,4	17,7
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	118,2	1,7	422,5	2,3	585,7	2,4	594,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	669,7	1,7	2394,5	2,3	3319,5	2,4	3369,2
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	64,9	1,7	232,1	2,3	321,7	2,4	326,6
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,2	1,7	14,9	2,3	20,6	2,4	20,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	79,1	1,7	282,9	2,3	392,2	2,4	398,0
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,6	1,7	30,7	2,3	42,6	2,4	43,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	15,9	1,7	56,7	2,3	78,6	2,4	79,8
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
Башмак колонный БК-426	шт	142,57	1,0	142,6						
Башмак колонный БК-339	шт	74,77			1,0	74,8				
Башмак колонный БК-245	шт	56,93					1,0	56,9		
Башмак колонный БК-168	шт	80,7							1,0	80,7
Центратор ЦПЦ-426/390	шт	41,8	4,0	167,2						
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6			24,0	830,4				
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4					48,0	931,2		
Центратор ЦПЦ-146/191	шт	16,5							73,0	1204,5
ЦОКД-426	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦОКД-339	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-146	шт	101							1,0	101,0
Продавочная пробка ПП-426-490	шт	126,4	1,0	126,4						
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15			1,0	59,2				

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12					1,0	30,1		
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	21,5							1,0	21,5
Головка цементирующая ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	2550			1,0	2550,0				
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементирующая ГЦУ-146	шт	1936							1,0	1936,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4795,6		7528,8		8842,8		8789,4	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x10 Д	м	37,21	60,0	2232,6						
Обсадные трубы 339x8,5 Д	м	28,53			900,0	25677				
Обсадные трубы 245x8,9 Д	м	22,3					2398,0	53475,4		
Обсадные трубы 146x9,5; 146x7,7 Д	м	13,1							3250,0	42575
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150	т	29,95					3,7	110,2	10,8	323,5
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32					37,2	1191,0	1,5	48,3
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2887,4		27763,47		57133,7		45291,925	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			133076,5							
Всего по сметному расчету, руб			163033,1							

Таблица Г.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	88 893	7 011 930,86
	Итого по главе 1	88 893	7 011 930,86
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	76 377	6 024 663,59
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	895 373,69
	Итого по главе 2	87 728	6 920 037,28
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	173 278	13 668 238,89
3.2	Крепление скважины	163 033	12 860 151,50
	Итого по главе 3	336 311	26 528 390,39
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	8 817	695 487,60
	Итого по главе 4	8 817	695 487,60
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	37 964	2 994 626,58
	Итого по главе 5	37 964	2 994 626,58
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	9 538	752 326,28
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	706	55 727,87
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 561 253,08
	Итого по главе 6	42 714	3 369 307,23
	ИТОГО прямых затрат	602 427	47 519 779,94
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	120 485	9 503 955,99
	Итого по главе 7	120 485	9 503 955,99
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	57 833	4 561 898,87
	Итого по главе 8	57 833	4 561 898,87
	ИТОГО по главам 1-8	780 745	61 585 634,80
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	191 283	15 088 480,53

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	34 353	2 709 767,93
9.3	Северные надбавки 2,98%	23 266	1 835 251,92
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	11 250 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	2 950 000,00
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	45 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	36 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	248 902	39 036 840,37
	ИТОГО по гл 1-9	1 029 647	100 622 475,17
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 561	123 171,27
	Итого по главе 10	1 561	123 171,27
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	51 560	4 838 517,32
	Итого по главе 12	51 560	4 838 517,32
ИТОГО		1 028 247	1 082 768
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			105 584 163,76
НДС			19 005 149,48
ВСЕГО с учетом НДС			124 589 313,24

Приложение Д

Социальная ответственность

Таблица Д.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Заканчивание	Эксплуатация	
1. Неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СНиП 2.04.05-91 [8] СанПиН 2.2.4.548-96 [9] МР 2.2.7.2129-06 [10]
2. Превышение уровня шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 [11] ГОСТ Р 12.4.213-99 [12] ГОСТ 12.1.029-80 [13] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [14]
3. Повышенная запыленность и загазованность	+	+	-	ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [15] ГОСТ 12.1.007-76 [16]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	-	-	СП 52.13330.2011 [17] Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [18]
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	РД 10-525-03 [19]
6. Поражение электрическим током	+	+	+	ПУЭ [20] Приказ Минтруда №328н [21]
7. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ППБО-85 [22] ПП РФ №390 [23]
8. Падение объектов на работающего	+	+	-	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [18]
9. Падение работающего с высоты	+	+	-	ГОСТ Р 12.3.050-2017 [24]