

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 3130 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3130)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Лебедев Дмитрий Олегович		

Руководитель ВКР

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

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	Лебедев Дмитрий Олегович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 метров на газовом месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазовом 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; • Вертикальная центрифуга бурового раствора.
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	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. Вертикальная центрифуга бурового раствора	
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	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Лебедев Дмитрий Олегович		

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: 05.06.2021

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2021	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2021	3. Вертикальная центрифуга бурового раствора	15
24.04.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2021	5. Социальная ответственность	15
28.05.2021	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	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	Лебедев Дмитрий Олегович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с пециальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Страховые взносы 30,4%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НИИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НИИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НИИ	2. 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	Лебедев Дмитрий Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Лебедев Дмитрий Олегович

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 3130 метров на нефтегазовом месторождении (Томская 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 нефтегазовом месторождении (Томская 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"> – Федеральные законы и постановления правительства; – «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 эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – 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> <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> <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС, 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	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БББ	Лебедев Дмитрий Олегович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 12 рисунков, 51 таблицу, 28 источников литературы и 3 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, наклонно-направленное бурение.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3130 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. История развития инструмента для наклонно-направленного бурения
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;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

БН – буровой насос;

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.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ...	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Проектирование конструкции скважины	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.2.1 Выбор способа бурения.....	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.2.2 Выбор калибратора	24
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	25
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	27
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	29
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны	30
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	32
2.2.8.1 Интервал бурения под направление.....	32
2.2.8.2 Интервалы бурения под кондуктор и техническую колонну.....	33
2.2.8.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну	34
2.2.8.4 Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения	34
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	36
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	40
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины	40
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	40
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	41
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	45
2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	45

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	47
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования	47
2.3.3.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	47
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	48
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	49
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин	49
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения	50
2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	51
2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя	52
2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры	53
2.4 Выбор буровой установки	54
3 ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ	55
3.1 Развитие телеметрии	55
3.2 Развитие отклоняющих устройств	57
3.3 Виды компоновок для ННБ	58
3.3.1 Стандартная компоновка с кривым переводником	59
3.3.2 Стандартная компоновка с ГЗД с углом перегиба и MWD	60
3.3.3 Компоновка с роторно-управляемой системой	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1 Организационная структура управления предприятием	64
4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ..	65
4.3 Линейный календарный график выполнения работ	67
4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда	70
5.2 Производственная безопасность	71
5.3 Экологическая безопасность	78
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
5.5 Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
Список использованной литературы	82

Приложение А	86
Приложение Б.....	98
Приложение В	105

ВВЕДЕНИЕ

Бурение разведочных скважин производится на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью, с целью получения информации о геологическом разрезе и продуктивных пластах. На этапе разведочного бурения получают исходные данные для составления или уточнения технологической схемы разработки месторождения. Так же разведочные скважины бурят для доразведки разрабатываемых объектов, и разведки второстепенных горизонтов и участков месторождений.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками и переслаивающимися аргиллитами и алевролитами. Породы преимущественно средней твердости, в нижнем интервале скважины, при приближении к продуктивному пласту, появляются твердые горные породы.

В геологическом разрезе присутствует два продуктивных пласта: нефтенасыщенный пласт Ю₁¹ 2635 – 2645 м, и нефтенасыщенный пласт М₁¹ 3050 – 3100 м с газовой шапкой в интервале 3050-3069 м.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3130 м на нефтегазовом месторождении с учетом горно–геологических условий.

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, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины и геокриологическая характеристика разреза скважин. Данные представлены в приложении А1–А4. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала
			Пластового, кгс/см ² на м		Гидроразрыва пород, кгс/см ² на м		Горного, кгс/см ² на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	градус
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q – K ₂ kz	0	715	0	0,100	0,200	0,200	0	0,220	23
K ₁₋₂ pk	715	1560	0,100	0,100	0,190	0,190	0,220	0,230	53
K ₁ al	1560	1605	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	55
K ₁ kls - J ₃ vs	1605	2726	0,100	0,100	0,160	0,160	0,230	0,240	93
J ₁₋₂ tm - J ₁ tg	2726	3050	0,101	0,101	0,160	0,160	0,240	0,240	104
Pz	3050	3100	0,105	0,105	0,160	0,160	0,250	0,250	107

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности и газоносности месторождения представлены в таблице 1.2 и 1.3. Характеристики водоносности представлены в приложении А.5.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, обвалы и осыпи стенок скважины, прихватопасные зоны, нефтегазоводопроявление представлены в приложениях А6–А9.

Таблица 1.2 – Характеристика нефтеносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, д/сПз	Содержание серы, %	Содержание парафина %	Сводный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газосодержание, нм ³ /м ³	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа г/см ³	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J ₁₋₂ tm (Ю ₁ ¹)	2635	2645	Поровый	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	10	126,5	н/обн.	1	-	-	13,3
Pz (M1)	3050	3100	порово-трещинновато-каверновый	0,688	0,875	0,0422	0,49	8,13	100	106,2	н/обн.	2,303	0,689	0,99	31,7

Таблица 1.3 – Характеристика газоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Содержание, % по объему		Состояние (газ, конденсат)	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³	Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)		сероводорода	углекислого газа						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pz	3050	3069	порово - трещинновато - каверновый	-	2,303	газ, конденсат	0,779	0,943	96-503	0.732- 0.845	-

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 в ней планируются работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

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

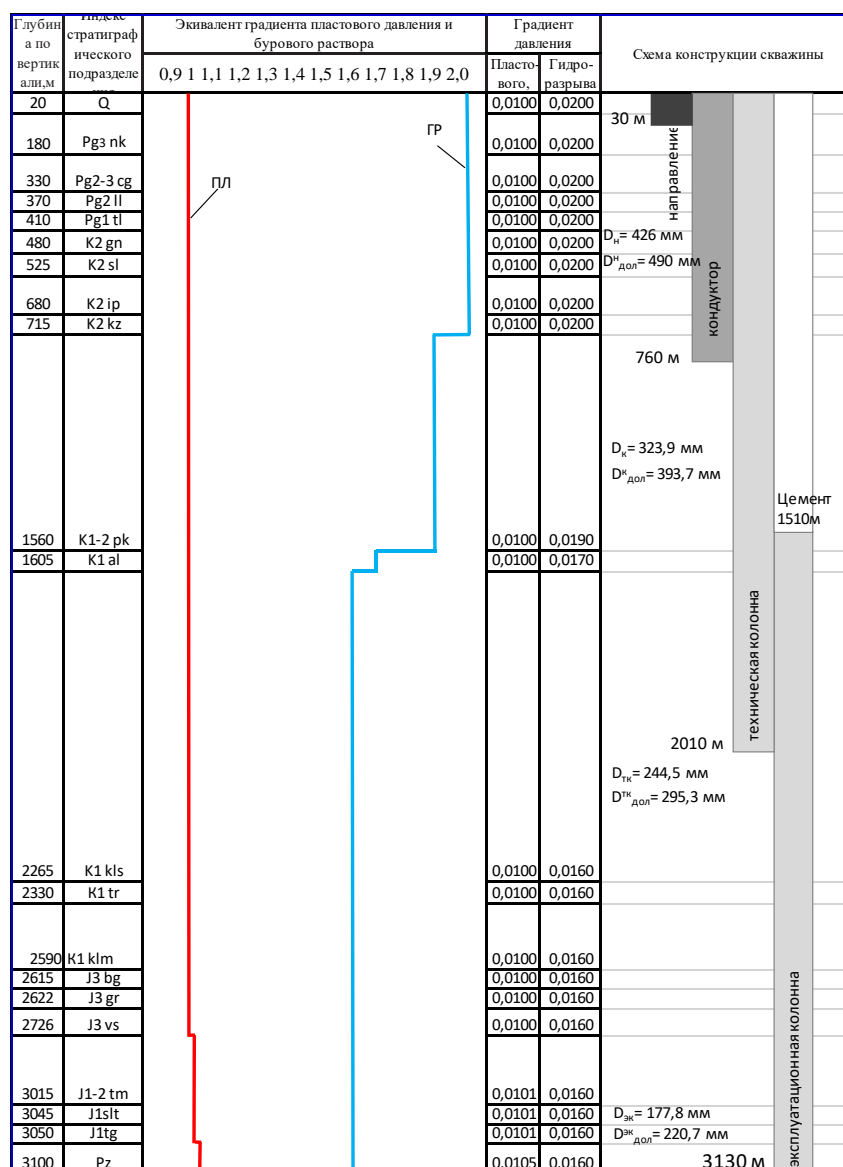


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 20 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 30 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.

В моём варианте имеется два пласта: с нефтью и с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Таблица 2.1 - Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту.

Имя пласта	$J_{1-2} \text{ tm}$	$P_z (M_1)$
$L_{кр}, \text{ м}$	2635	3050
$\Gamma_{пл}$	0,100	0,105
$\Gamma_{грп}$	0,19	0,19
$\rho_n, \text{ кг/м}^3$	681	688
Расчетные значения		
Пластовое давление, атм	263,5	320,25
$L_{конд \text{ min}}, \text{ м}$	775	1020
Запас	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	1020	

Далее необходимо рассчитать минимальную глубину спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту. Результаты расчетов представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту.

Имя пласта	γ_1^1
$L_{кр}, \text{ м}$	3050
$\Gamma_{пл}$	0,105
$\Gamma_{грп}$	0,16
$y =$	0,779
Расчетные значения	
$P_{пл}$	320,25
$P_{гр}$	321,6
e^s	1,08
$P_{пл}/e^s$	295,31
$L_{конд \text{ min}}, \text{ м}$	2010
Запас	1,09
Принимаемая глубина, м	2010

Анализируя результаты расчета, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 2010 м, и кондуктор до глубины 760 м. В соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», основным условием при определении глубины спуска предыдущей колонны является предотвращение гидроразрыва горных пород у башмака предыдущей колонны в случае открытого флюидопроявления. Здесь необходимо отметить, что в проведенных расчётах получены значения минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту - 1020 м, по газовому пласту - 2010 м. Из вышесказанного следует, что спуск технической колонны обязателен до расчётной глубины 2010 м, для выполнения условия предотвращения гидроразрыва горных пород у башмака. Глубина спуска кондуктора, в данном случае, выбирается исходя из условия перекрытия осложненных интервалов, так как вскрытие верхнего из продуктивных пластов, нефтяного пласта $J_{1-2 \text{ tm}}$ (γ_1^1),

будет производиться после цементирования технической колонны. Кондуктор достаточно спустить до глубины 760 м, проектируем с перекрытием пласта К₁₋₂ рк на 45 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3130 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 30 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 760 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 500 м для газовых скважин, учитывая небольшую глубину спуска кондуктора 760 м, целесообразно предусмотреть цементирование технической колонны на всю глубину спуска.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины, то есть, до глубины 1510 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя ожидаемого дебита скважины (по газу максимальный дебит 503 м³/сутки), выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 220,7 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр направления составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Максимальное устьевое давление при флюидопроявлении имеет газовый пласт М11. Величина максимального устьевого давления составляет 25,29 МПа.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП с учетом коэффициента запаса в 10 %, составит 27,82 МПа. Давления опрессовки колонны с учетом коэффициента запаса в 10 %, составит 30,6 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 – ОКК2-35-178х245х325 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор и 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 длина интервала всего 30 м. Для бурения под кондуктор и техническую и эксплуатационную колонну выбирается совмещенный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы увеличить механическую скорость бурения. Выбранные способы бурения в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	30	Роторный
30	760	Совмещенный (Роторный + ВЗД)
760	2010	Совмещенный (Роторный + ВЗД)
2010	3130	Совмещенный (Роторный + ВЗД)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для решения задачи выбора породоразрушающего инструмента произведем анализ горных пород геологического разреза при бурении интервалов под каждую обсадную колонну. Общеизвестными характеристиками горных пород по буримости являются – твердость и абразивность.

Интервал бурения секции 426 мм под направление 0 – 30 м сложен четвертичными отложениями (почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси). По буримости горные породы относятся к мягким горным породам, абразивность пород десятой категории, то есть относятся к группе высокоабразивных горных пород. Для увеличения технико-экономических показателей следует использовать шарошечное долото. Выберем долото 490 GRDP115 (R682) продуктовой линии GrandPro производства Волгабурмаш, обозначение по ГОСТ М-ЦГВУ. Трехшарошечное долото: М - со стальными зубьями для бурения мягких пород; ЦГ – комбинированной промывкой (центральной, боковой гидромониторной); подшипниках с телами качения и одном или более упорных подшипниках скольжения и герметизацией опоры – ВУ.

Интервал бурения секции 324 мм под кондуктор 30 - 760 м сложен палеогеновыми и меловыми отложениями. По буримости горные породы относятся к горным породам, мягкой и средней группы твердости (пески, суглинки, глины с переслаиванием песчаников), абразивность десятой категории, то есть относятся к группе высокоабразивных горных пород. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки MC (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами. Выберем долото 393,7 (15 1/2) FD519SM продуктовой линии FastDrill производства Волгабурмаш IADC S223, это пяти лопастное PDC долото для бурения мягких и средних горных пород, бурение сплошным забоем вертикальных, а также наклонно-направленных скважин, резец диаметром 14 мм до 24 мм, девять промывочных отверстий, средний профиль.

Интервал бурения секции 245 мм под техническую колонну 760 - 2010 м сложен меловыми отложениями - неравномерное переслаивание песчаников, алевролиты, глины значительной карбонатности. Породы относятся к мягко-средние и средней группы твердости, абразивность десятой категории, то есть относятся к группе высокоабразивных горных пород. Выберем долото 295,3 (11

5/8) FD519SM продуктовой линии FastDrill производства Волгабурмаш IADC S223, это пяти лопастное PDC долото для бурения мягких и средних горных пород, бурение сплошным забоем вертикальных, а также наклонно-направленных скважин, резец диаметром 14 мм до 24 мм, девять промывочных отверстий, средний профиль.

Интервал бурения секции 178 мм под ЭК 2010 - 3130 м сложен отложениями глины, аргиллиты, песчанники и угли (Юра, Мел, поздний Палеозой). Горные породы средне-твердой и твердой группы твердости, абразивность десятой категории, то есть относятся к группе высокоабразивных горных пород. Выберем долото 220,7 (8 11/16) FD613MH продуктовой линии FastDrill производства Волгабурмаш IADC S434, это шести лопастное PDC долото для бурения средних и твердых горных пород, бурение сплошным забоем вертикальных, а также наклонно-направленных скважин, резец диаметром 8 мм до 14 мм, девять промывочных отверстий, длинный профиль.

Таблица 2.4 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–760	760-2010	3040-3110	2010–3130
Шифр долота		490 GRDP115 (R682) Волгабурмаш	393,7 (15 1/2) FD519SM Волгабурмаш	295,3 (11 5/8) FD519SM Волгабурмаш	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС Буринтех	220,7 (8 11/16) FD613MH Волгабурмаш
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	220,7	220,7
Тип горных пород		М	МС	МС	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3-161	3 117
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8		4 1/2
Длина, м		0,50	0,4	0,35	0,2	0,35
Масса, кг		300	146,5	93	20	47
G, тс	Рекомендуемая	13 – 34	14 – 28	2–10	2-5	2–10
	Максимальная	34	28	10	5	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–400	60-120	60–400
	Максимальная	600	400	400	120	400

2.2.2 Выбор калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения секции 426 мм под направление 0 – 30 м планируется использование калибратора КЛ-Т-490 с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения секции 324 мм под кондуктор 30 - 760 м с PDC долотом планируется использование калибратора ЦЛ390.5В-М171/Н171 с прямыми лопастями производства ООО «Радиус-Сервис». Выбор прямолопастного центризатора так же связан с минимизацией гидравлических сопротивлений.

Интервал бурения под техническую колонну 760–2010 м сложен породами средней твердости. Спиральные калибраторы образуют полный непрерывный контакт со стенкой скважины поэтому их применение наиболее рационально в породах средней твердости и твердых. Для бурения указанного интервала будет применен калибратор со спиральной конструкцией лопастей КЛС292.1В-М152/М171 производства ООО «Радиус-Сервис».

Для бурения секции 178 мм под эксплуатационную колонну 2010 - 3130 м с PDC долотом планируется использование спирального калибратора. Спиральные калибраторы образуют полный непрерывный контакт со стенкой скважины, поэтому их применение рекомендуется в породах средней твердости и твердых которыми сложен данный интервал. Выберем спиральный калибратор КЛС215.9В-М117/М117 производства ООО «Радиус-Сервис». Характеристики наддолотных калибраторов (центризаторов) по интервалам бурения представлены в таблице 3.

Таблица 2.5 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		30-760	760-2010	2010-3130
Шифр калибратора		ЦЛ390.5В-М171/Н171	КЛС292.1В-М152/М171	КЛС215.9В-М117/М117
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	Со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390.5	292.1	215.9
Тип горных пород		МС	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	м/н 3-177	м/м 3-152	м/м 3-117
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		1225	550	600
Масса, кг		260	60	51

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 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-30	30-760	760-2010	2010-3130
Исходные данные				
D_d , см	49	39,37	29,53	22,07
$G_{пред}$, Т	34	28	10	10
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, Т	27,2	22,4	8	8
$G_{проект}$, Т	3	8	5	5-7

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород.

Для интервала бурения под кондуктор выберем осевую нагрузку на долото по статистическим данным, представленным в [1], для PDC долота диаметром 393,7 мм осевая нагрузка 3-8 тонн, так как интервал 30-760 м сложен мягкими породами, для интервала под кондуктор запроектируем максимальную нагрузку 8 т.

Для интервала бурения под техническую колонну выберем осевую нагрузку на долото по статистическим данным, представленным [1], для PDC

долота диаметром 295,3 мм осевая нагрузка 3-8 тонн, так как интервал 760-2010 м сложен мягкими и средними породами, для интервала под техническую колонну запроектируем среднюю нагрузку 5 т.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну выберем осевую нагрузку на долото по статистическим данным, представленным в [1], для PDC долота диаметром 220,7 мм осевая нагрузка 5-15 тонн, однако максимально допустимая нагрузка на долото по паспорту 10 т. Интервал 2010-3130 м сложен средними и твердыми породами, для интервала под эксплуатационную колонну запроектируем минимальную нагрузку 5-7 т.

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 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-30	30-760	760-2010	2010-3130
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$	3,4	2	2	1,5
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953
	мм	490	393,7	295,3
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$	132	97	129	130
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$	40-60	100-160	100-180	140-200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	60	100	130	130

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 (0-70 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

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. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из условия, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое, а так же предотвращения размыва рыхлых четвертичных отложений.

Расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, долота, 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 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Результаты расчета бурового расхода сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расход бурового раствора.

Интервал	0-30	30-760	760-2010	2010-3130
Исходные данные				
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
K	0,65	0,6	0,5	0,4
K_k	1,3	1,3	1,4	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,13	0,12
V_m , м/ч	40	35	30	25
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0206	0,0191	0,0175	0,0119
n	3	5	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,1	1,12	1,07	1,12
ρ_n , г/см ³	2	2,4	2,4	2,4
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	123	73	34	15
Q_2 , л/с	121	91	45	20
Q_3 , л/с	88	55	42	26
Q_4 , л/с	36	56	52	42
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	20-45	55-70	55-70	32-40
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	45	70	55	40

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q_4 – 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 2.9.

Таблица 2.9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-760	760-2010	2010-3130
Исходные данные					
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	490	393,7	295,3	220,7
G _{ос} , кН			29	78	49
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	315	236	177
M _р , Н*м		-	4022	1959	1757
M _о , Н*м		-	197	148	110
M _{уд} , Н*м/кН		-	49	37	28

Для интервалов бурения под кондуктор (30-760 м) и под техническую колонну (760-2010 м) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС с двигательной секцией RS240N355 производства ООО «Радиус – Сервис», который позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы, и обороты долота не менее проектных. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д1-172РС с двигательной секцией RS172N754 производства ООО «Радиус – Сервис», который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице.

Таблица 2.10 – 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
Д-240РС RS240N355	30-760 760-2010	240	9,75	2362	30-75	90-255	10,6	99-283
Д1-172РС RS172N754	2010-3130	172	8,71	1109	19-45	55-170	12,2	70-218

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1–Б5.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

Табличное значение Q_{mk} 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 $C=0,9$.

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

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

Наиболее тяжелая буровая колонна будет применена при бурении секции под эксплуатационную колонну, вычислим коэффициенты запаса прочности для данного случая:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{БТ}} = \frac{133,2}{8,9 + 95,9} = 1,27 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{БТ}} = \frac{139,5}{8,9 + 95,9} = 1,33 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – 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	30	ТБПК 127.0 X 9,19	127	Е	9,19	3-162	15,43	0,48	3,74	1,67	6,42	35,61	37,3
бурение	30	760	ТБПК 127.0 X 9,19	127	Е	9,19	3-162	696,21	21,74	30,34	2,57	7,87	4,39	4,6
бурение	760	2010	ТБПК 127.0 X 9,19	127	Е	9,19	3-162	2406	58,39	66,88	3,23	3,57	1,99	2,09
бурение	2010	3130	ТБПК 127.0 X 9,19	88,9	Е	9,19	3-162	3-162	95,94	104,84	2,14	2,28	1,27	1,33

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:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right]; \quad (2.3)$$

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 $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$)

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Таблица 2.12 - Результаты расчётов плотностей бурового раствора под каждый интервал

Интервал	Плотность, кг/м ³
Направление	1122
Кондуктор	1122
Техническая колонна	1122
Эксплуатационная колонна	1124

2.2.8.1 Интервал бурения под направление

При бурении интервала под направление 0 – 30 м возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора. Для бурения интервала под направление будем использовать бентонитовый буровой раствор. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в

раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости. Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 2.11.

2.2.8.2 Интервалы бурения под кондуктор и техническую колонну

Породы, слагающие интервал под кондуктор, 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 разбуриваемых 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.

При бурении под техническую колонну (760-2010м) основные осложнения, которые встречаются, следующие: это поглощения бурового раствора и водопроявления при прохождении отложений Апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты скважины, осыпи обвалы в интервалах Кузнецовскойкой – Алымской свит.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Примерный компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора приведен в таблице 2.3.

2.2.8.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Интервал эксплуатационной колонны сложен песчаниками, аргелитами, глинами и алевролитами. Принято решение бурить данные интервалы КС/полимерным буровым раствором. Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей. В качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция. КС/полимерный буровой раствор эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора. Компонентный состав КС/полимерного раствора представлен в таблице 18.

2.2.8.4 Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения

Состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.13. Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.13 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Натр едкий (каустик)	0,7-1,2
ПБМБ	50-80
Сода кальцинированная	0,8-1,2
Барит КБ -3	125,4

Таблица 2.14 – Технологические свойства бентонитового раствора под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	90-100
Содержание песка, %	< 2

Таблица 2.15 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор и техническую колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Натр едкий (каустик)	0,7-1,2
Сода кальцинированная	0,8-1,2

Продолжение таблицы 2.15

ПБМБ	7-15
Оснопак-ВО	0,3-0,5
Atren Antifoam B	1
Оснопак-НО	0,1-0,15
Биолуб LVL	4,5-5,5
Барит КБ -3	139

Таблица 2.16 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор и техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1

Таблица 2.17 – Компонентный состав КС1/полимерного раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph) Натр едкий (каустик)	0,4-0,5
Регулятор жесткости Сода кальцинированная	0,8-1,2
Структурообразователь Гаммаксан	3,4-3,6
Понизитель фильтрации Atren Thermo A	16-18
Ингибитор (соль) Хлористый калий	60-100
Смазочная добавка Atren-FK D	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы(разного фракционного состава) УМС	50-100
Бактерициды Atren-Bio A	0,4-0,5
Пеногасители Atren Antifoam B	0,4-0,5

Таблица 2.18 – Технологические свойства КС1/полимерного раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	12-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

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.7.

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 2.19, 2.20, 2.21.

Таблица 2.19– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	30	Бурение	0,193	0,024	Периферийная	3	12,7	117,9	1,92
Под кондуктор									
30	760	Бурение	0,443	0,057	Периферийная	8	11,1	90,3	2,72
Под техническую колонну									
760	2010	Бурение	0,663	0,081	Периферийная	8	11,1	71,3	2,38
Под эксплуатационную колонну									
2010	3130	Бурение	0,99	0,106	Периферийная	8	9,5	71,4	3,13
Отбор керна									
3040	3110	Отбор керна	0,495	0,053	Периферийная	7	9,5	40,8	0,51

Таблица 2.20 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	30	Бурение	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	100	100	22,4	44,8
30	760	Бурение	УНБТ-1180	2	95	180	231,8	100	95	34,96	69,92
760	2010	Бурение	УНБТ-1180	2	95	180	231,8	100	75	27,6	55,2
2010	3130	Бурение	УНБТ-1180	1	95	180	231,8	100	110	40,48	40,48
3040	3110	Отбор керна	УНБТ-1180	1	95	180	231,8	100	55	20,24	20,24

Таблица 2.21 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	30	Бурение	103	91,9	0	1,5	0	10
30	760	Бурение	213,9	54	83,8	70,4	0,8	10
760	2010	Бурение	214,6	33,6	57,2	111,1	5,2	10
2010	3130	Бурение	214	33,7	68	85,5	18,7	10
3040	3110	Отбор керна	52,9	11	0	23,2	14,2	10

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Целевой продуктивный пласт находится на глубине 3050 – 3100 м. В рамках разведочного бурения в соответствии с методикой представленной в [1] интервал отбора керна начинается на 10 метров выше и заканчивается на 10 м ниже продуктивного пласта, таким образом, интервал составляет 3040-3110 м. Для бурения в указанном интервале выберем бурголовку БИТ 220,7/100 В 913 ЕС и керноотборный снаряд 178/100 Буринтех. Режимы бурения в интервале выбраны исходя из статистических данных представленных в [1] и сведены в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – 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
3040-3110	Керноотборный снаряд 178/100	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 2.23.

Таблица 2.23 – 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	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	688	Глубина скважины, м	3130
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1510	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	595
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2087

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 колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

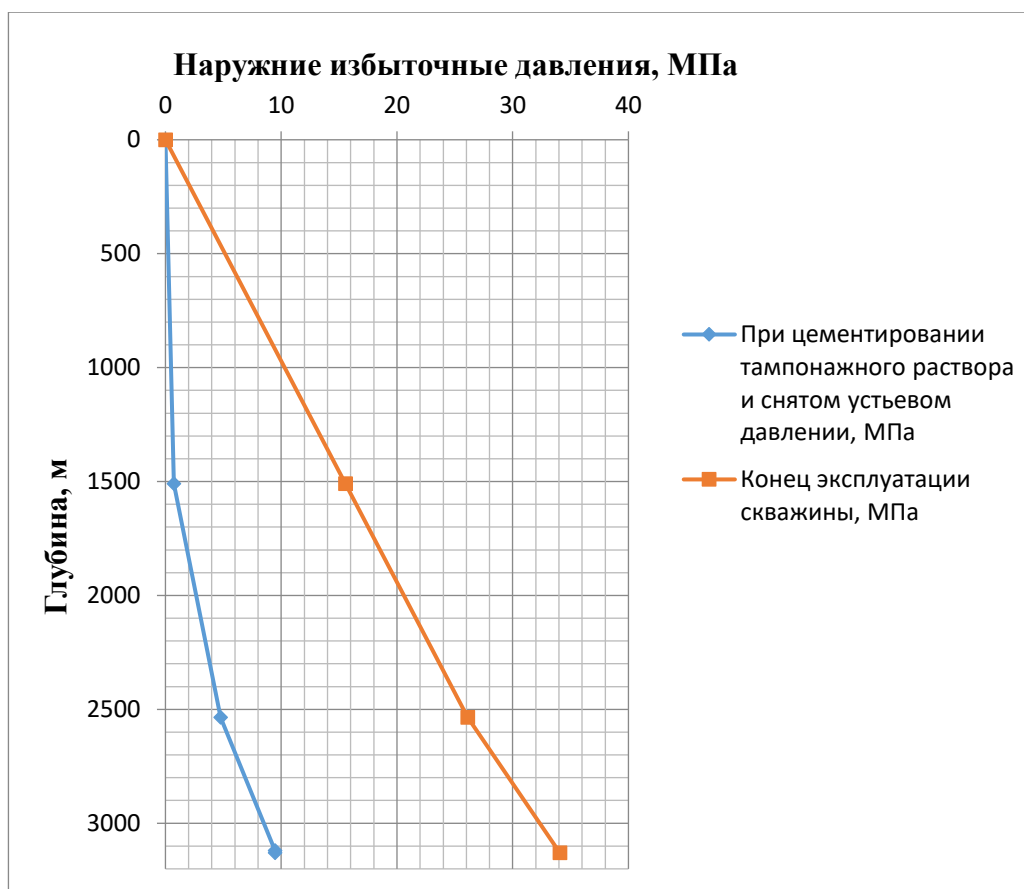


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

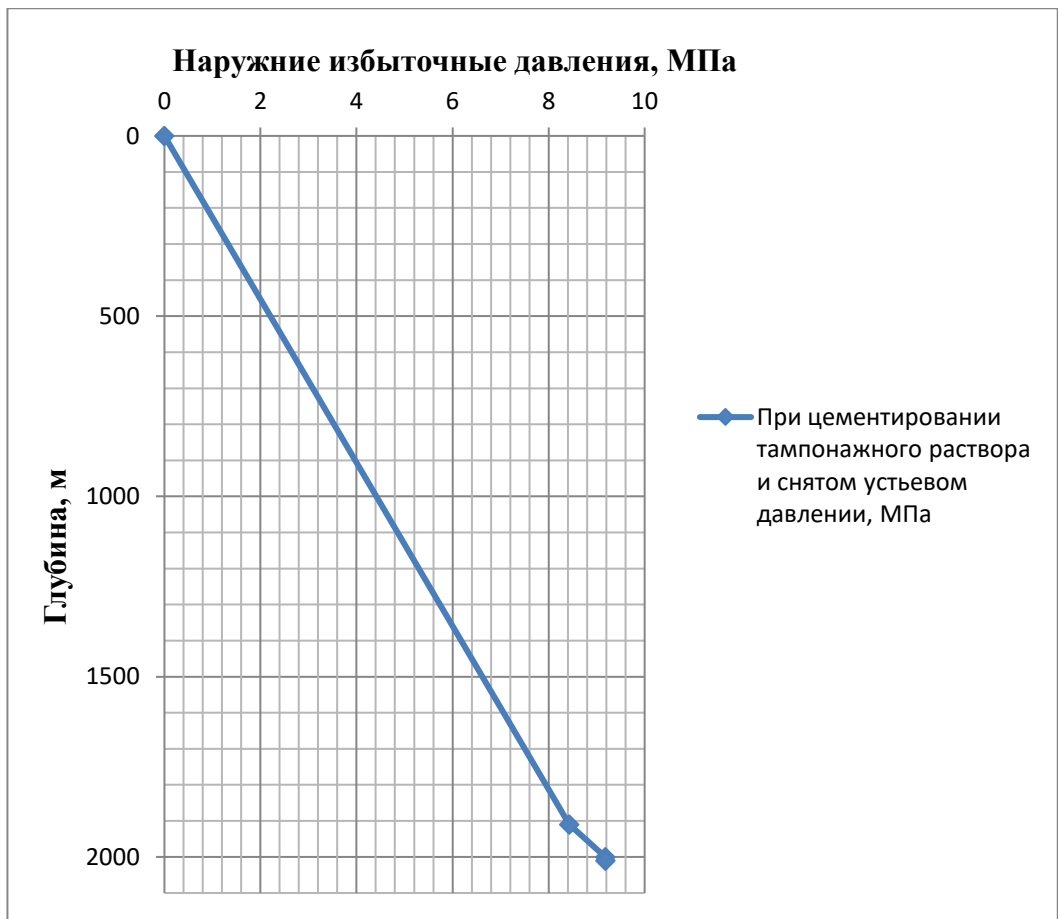


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

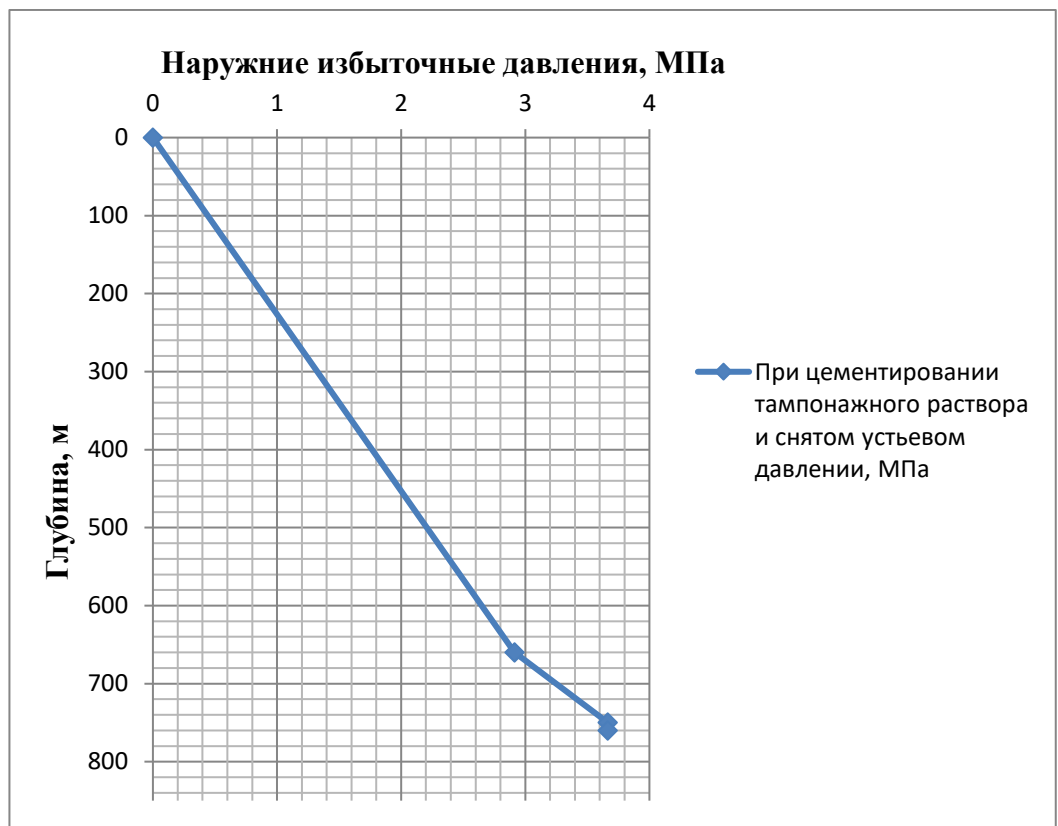


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.



Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

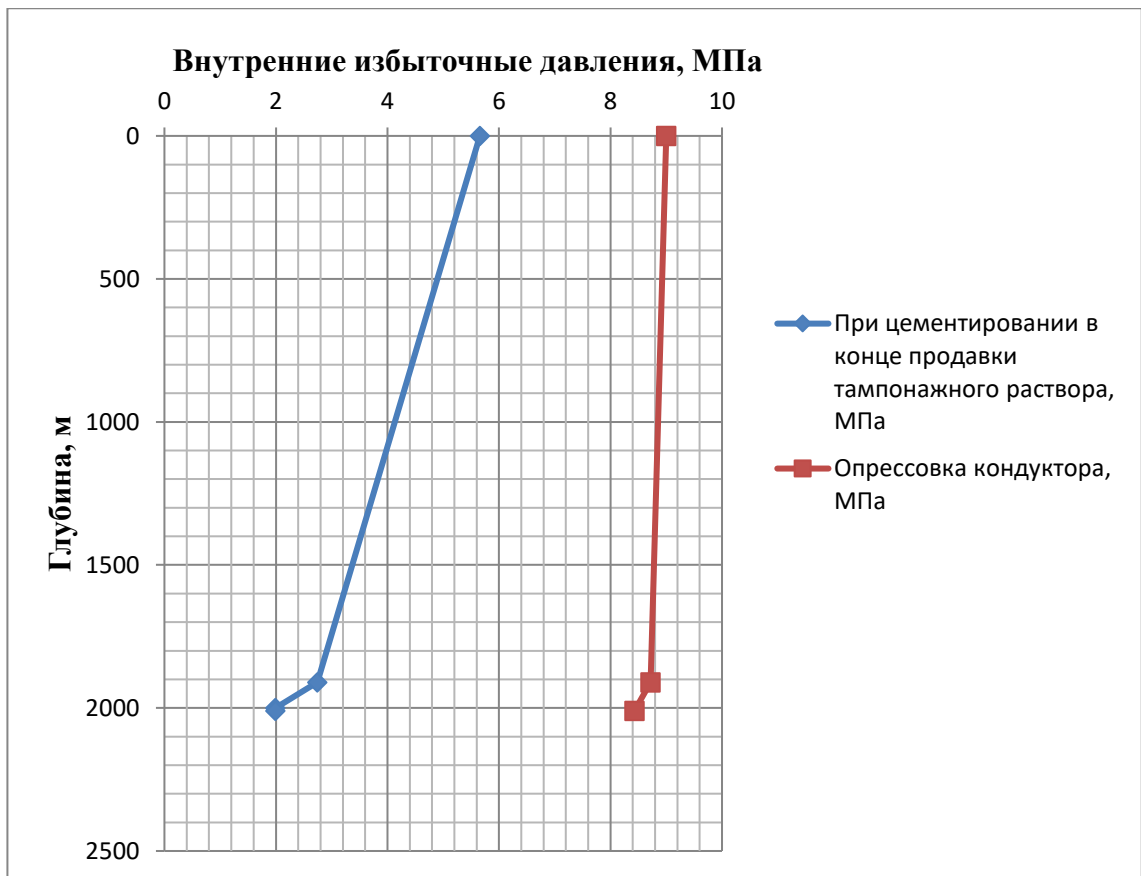


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

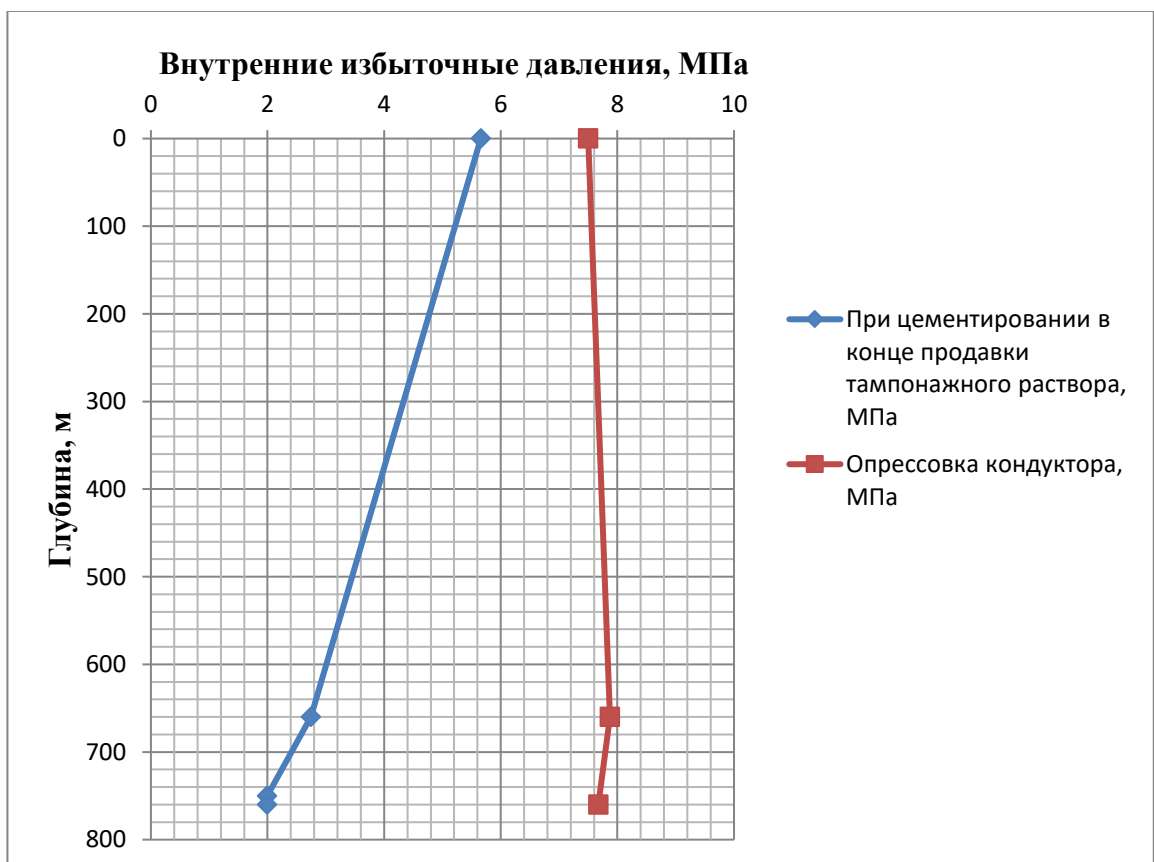


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – 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	треугольного профиля	Д	10	30	104,4	3132	3132	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	760	67,2	51072	51072	0-760
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	2010	52,8	106128	106128	0-2010
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	12,7	545	51,5	28067	149061	2585-3130
2	ОТТГ	Д	11,5	2585	47,3	120993		0-2585

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны. В состав технологической оснастки входят: башмак обсадной колонны, обратные клапаны, пробки продавочные, центраторы, турбулизаторы;

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.26.

Таблица 2.25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	3130	3130	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	3120	3120	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	1510	30	78
		1510	1980	9	
		1980	2040	6	
		2040	3050	25	
		3050	3100	5	
		3100	3125	1	
	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	3125	3130	2	85
		1510	3040	76	
	3040	3130	9		
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	3130	3130	1	1	
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	3120	3120	1	1	
Техническая 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2010	2010	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2000	2000	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	730	15	51
		730	790	6	
790		2010	30		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	0	2010	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	760	760	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	750	750	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	60	6	24
		60	760	18	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	750	750	1	1	

Продолжение таблицы 2.25

Направление, 426 мм	БКМ-462 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	30	1	1
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	20	20	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:

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

Поскольку $44,32 \leq 46,65$ 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 2.26.

Таблица 2.26 – 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	6,98	1,4	1050	1,4	МБП-СМ	98
		5,6	1050	5,6	МБП-МВ	84
Продавочная жидкость	60,13		1000	60,13	-	-
Облегченный тампонажный раствор	24,97		1400	21,05	ПЦТ-III-О6(4-6)-100	16510
					НТФ	8,63
Нормальной плотности тампонажный раствор	12,72		1850	8,49	ПЦТ - II - 100	16370
					НТФ	3,48

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

- Для цемента нормальной плотности
 $m = 16,37 / 13 = 1,25$ требуется одна машина УС6-30 (требуется дозатарка цемента во время приготовления)

- Для облегченного
 $m = 16,51 / 10 = 1,65$ требуется две машины УС6-30

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

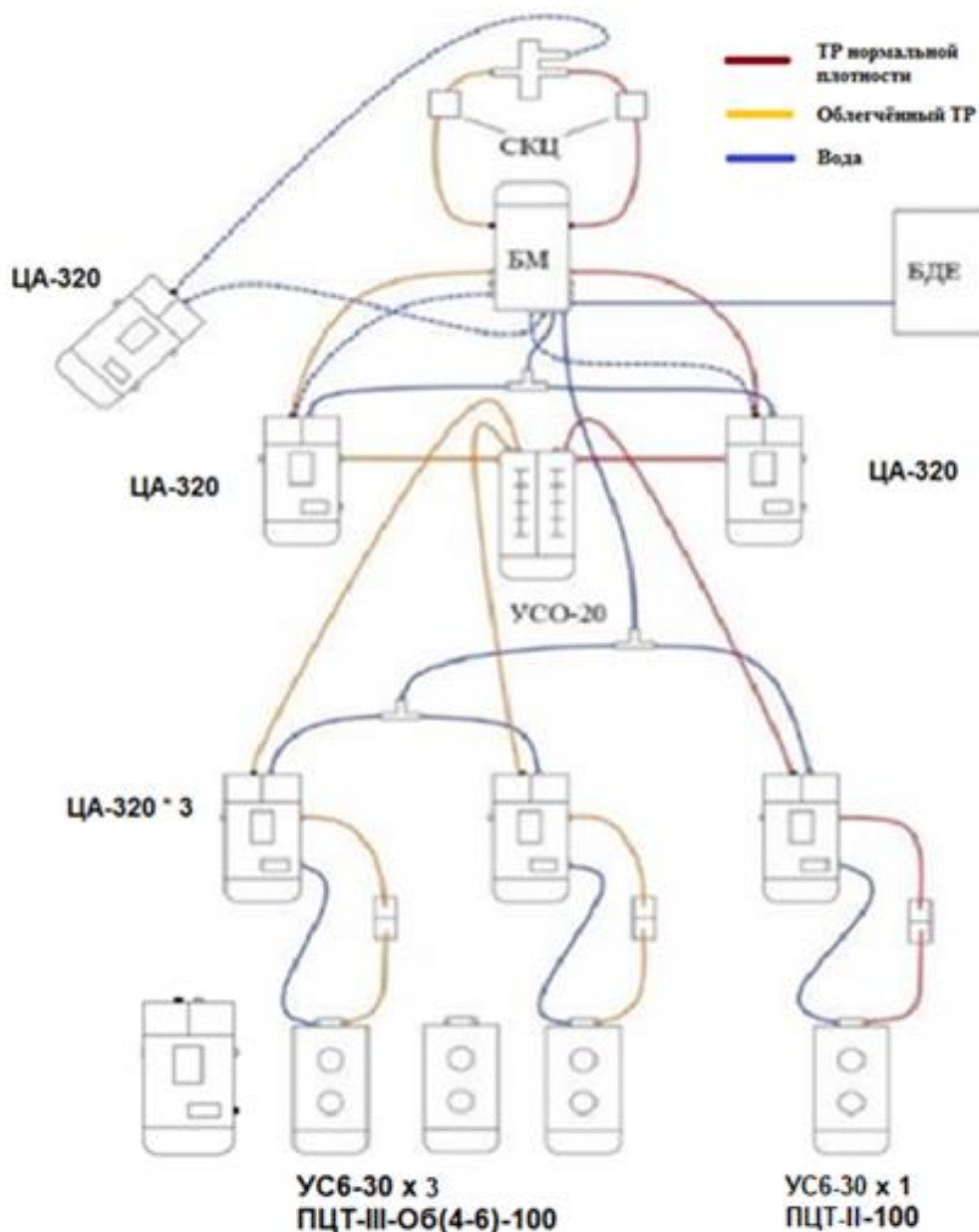


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная 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. Для достижения высоких плотностей жидкостей глушения применяются бромиды, например, бромид кальция CaBr₂.

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

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

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 $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + \kappa) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0.05) \cdot 31,92 \cdot 10^6}{9.81 \cdot 3100} = 1102 \text{ кг/м}^3,$$

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:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \cdot V_{\text{внэк.}} = 2 \cdot 58,375 = 116,75 \text{ м}^3 \quad (2.7.2)$$

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м³,

2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор однократного использования 114 КЛ ORION спускаемый на насосно-компрессорных трубах. Мощность продуктивного пласта Pz (M1), согласно геологическим данным, составляет 50 м, глубина 3050-3100 м. При протяженности интервала перфорации более 18 м не применяют перфорационные системы спускаемые на геофизическом кабеле, поэтому спуск будем производить на насосно-компрессорных трубах. Таким образом, для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором 114 КЛ ORION (Рисунок 2.9) потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из 10 секций по 5 м.

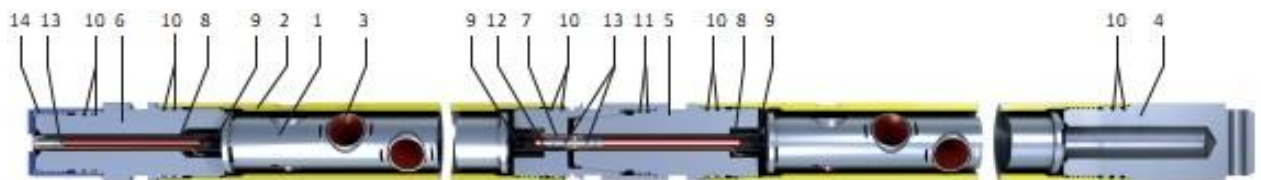


Рисунок 2.9 – Схема перфорационной системы 114 КЛ ORION для спуска на насосно-компрессорных трубах:

- 1 – каркас в сборе; 2 – корпус; 3 – кумулятивный заряд; 4 – наконечник;
- 5 – переходник конический; 6 – переводник верхний; 7, 8 – втулка бустера в сборе; 9 – изолятор; 10, 11 – кольцо; 12 – детонирующий шнур;
- 13 – детонатор-усилитель (бустер); 14 – колпак предохранительный.

Таблица 2.27 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения 114 КЛ ORION.

Технические характеристики 114 КЛ ORION	
Наружный диаметр, мм	114
Фазировка, °	0 - 180
Плотность перфорации, отв./м	20
Минимально допустимое гидростатическое давление, МПа	0,1
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	120
Максимально допустимая температура, °С	215
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины. Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 168 мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 178 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д. Состав ИПГ-95У представлен на рисунке 2, технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПГ-95У представлены в таблице 2.10.



Рисунок 2.10 – состав пластоиспытателя ИПГ-95У:

1 - Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У; 2 - Приставка многоцикловая ПМ-95М; 3 - Пакер цилиндрический ПЦ1-954; 5 - Якорь ЯК-140/178; 6 - Замок аварийный ЗА-95; 7 - Фильтр Ф1-95; 8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95; 9 - Патрубок приборный ПП-95; 10 - Башмак Б-95; 11 - Устройство уравнильное УУ-95; 12 - Переходник левый ПЛ-95; 13 - Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95

Таблица 2.28 -Технические характеристики комплекса пластоиспытательного.

Технические характеристики ИПГ-95У	
Наружный диаметр, мм	95
Диаметр проходного канала, мм	20
Объем тормозной камеры, см ³	600
Длина, мм	2263
Масса, кг	90
Максимальный перепад давления, МПа	35
Оптимальная сжим. нагрузка, кН	80-100
Рабочий ход, мм	150
Присоединительная резьба	3-76

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 песчанником 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 АФ6-80/65х70. Фонтанная арматура с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 6 с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 70 Мпа.

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 2.29 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	104,7	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	120 > 104,7 + 13
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	90,0	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 149
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	136,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/136,1 = 1,46 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

Выберем, стационарную буровую установку крупно-блочного исполнения БУ 3200/200 ЭУ с системой силового верхнего привода SLC-ЖН DQ50B-ЖН.

3 ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Бурение наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным участком ствола в настоящее время распространено повсеместно и находит широкое применение как в России, так и в зарубежной практике. Рассмотрим этапы развития наклонно-направленного бурения и существующие технологии в этой области.

3.1 Развитие телеметрии

Проводка наклонно-направленной скважины невозможна без использования средств измерений пространственного положения ствола скважины на момент бурения - инклинометра.

Первым примитивным инклинометром был аппарат В.А. Петросяна применявшийся в конце XIX века. Прибор представлял из себя стеклянный цилиндр с плавиковой кислотой внутри. Измерения производились следующим образом: аппарат спускался на проволоке до забоя, и находился там в покое в течении 30 минут. После подъема прибор тщательно осматривался, значение зенитного угла определялось транспортиром по следам химической эрозии на колбе, для определения азимута использовался магнитный компас в желатиновой ванне. Метод имел низкую точность измерений и был опасен в использовании [5].



Рисунок 3.1 – Прибор В.А. Петросяна

Следующим этапом развития являются однотоочечные и многотоочечные приборы с фотофиксатором показаний, применявшиеся начиная с 1930-х годов. Такой прибор представлял из себя шахтный отвес и магнитный компас, заключенный в немагнитном корпусе, для фиксации измерений применялся пленочный фотоаппарат, установленный в корпусе прибора напротив отвеса и нанесенный на основание под отвесом шкалы. Аппарат производил измерения по установленному часовому механизму, либо, оснащался блоком автоматического спуска затвора фотокамеры [5].

В 1980-х годах начали применяться электромеханические инклинометры и микропроцессорным управлением. В качестве измерительных датчиков в инклинометрах начали феррозондовые магнитометры и гравитационные акселерометры. Наибольшее применение нашли инклинометры, включающие в свой состав шесть датчиков три ортогонально ориентированных акселерометра, и три ортогонально ориентированных магнитометра. Рисунок 2 поясняет расположение датчиков внутри инклинометра [6]. Акселерометры измеряют компоненты полного вектора ускорения силы тяжести; магнитометры измеряют компоненты полного вектора геомагнитного поля Земли. Такая компоновка сенсоров применяется в инклинометрах и в настоящее время. Наряду с магнитометрами, получили распространение гироскопические датчики. Применение гироскопов необходимо при наличии неоднородного магнитного поля (например, в обсадной колонне), так как магнитные датчики в такой среде работают некорректно.

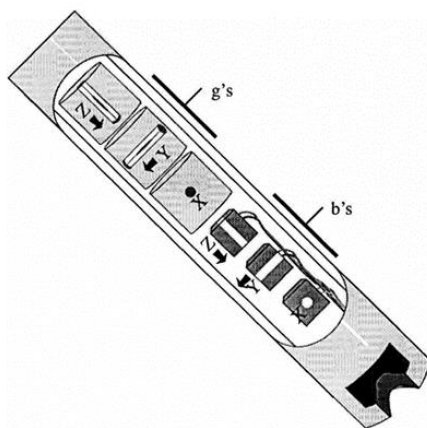


Рисунок 3.2 – Компоновка акселерометров и магнитометров.

Несколько позже получили активное распространение телеметрические системы измерения в процессе бурения (MWD - measurement while drilling). Системы MWD включаются в состав компоновки низа бурильной колонны и способны производить измерения по команде с поверхности, оснащены автономным питанием от аккумуляторного блока или турбогенератора. Наибольшее распространение получили телеметрические системы с гидравлическим и электромагнитным каналами связи [6].

Системы использования каротажа во время бурения LWD (Logging while drilling) возникли как развитие MWD систем. Приборы LWD включаются в состав КНБК для одновременного углубления скважины и записи данных каротажа и имиджей (развертка ствола скважины на 360°).

3.2 Развитие отклоняющих устройств

Первые специальные компоновки для изменения траектории скважины начали применять в 1920-х годах. Принцип действия компоновок основывался на упругости КНБК. В зависимости от положения центриатора (стабилизатора), при бурении компоновкой зенитный угол уменьшался, увеличивался, или стабилизировался. Таким образом, различают КНБК маятникового типа, стабилизирующие и компоновки опорного типа [5].



Рисунок 3.3 - Виды компоновок.

Однако, применение перечисленных выше типов компоновок никак не может повлиять на изменение азимутального угла, для этих целей применяли клин-отклонитель. Клин-отклонитель спускается в скважину на заранее подготовленный цементный мост на колонне труб, ориентируется в требуемом направлении, распакеровывается, затем отворачивается и колонну труб поднимают. Затем спускается компоновка для бурения и производят срезку с клина-отклонителя. В настоящее время клин – отклонитель применяется для зарезки боковых стволов.

Следующим этапом в развитии наклонно-направленного бурения стало применение кривых переводников и гидравлических забойных двигателей. Кривой переводник представляет собой переводник с пересекающимися осями присоединительных резьб. Дальнейшее развитие в этом направлении привело к объединению кривого переводника и силовой секции гидравлического забойного двигателя. Создание ВЗД с регулируемым углом перекоса позволило увеличить максимальный угол перекоса, изменять его в пределах от 0 до 4 градусов, и уменьшить длину КНБК [5].

Современный этап развития наклонно-направленного бурения предполагает бурение скважин со сложными профилями, развороты азимута на плане, и бурение длинных горизонтальных участков. Для решения такого круга задач применяются роторные управляемые системы (РУС). Первые РУС были разработаны в 1990-х годах в США. Применение РУС позволяет получить большую механическую скорость проходки, по сравнению с применением ВЗД с углом перекоса, кроме того, применение РУС предполагает постоянное вращение буровой колонны исключая необходимость в слайдировании [7].

3.3 Виды компоновок для ННБ

Стандартная компоновка с отклонителем

Компоновки с отклонителем маятникового, опорного или стабилизирующего типа применялись в 1930-1950-х годах. Алгоритм набора угла и азимута был следующий. Сначала бурили вертикальный участок

маятниковой компоновкой до набора угла, затем спускали инклинометрический прибор и измеряли зенитный и азимутальный углы, определяли тенденцию отклонения ствола скважины. Затем на колонне труб спускали клин-отклонитель, ориентировали его в направлении в соответствии с проектным азимутом. Затем спускали компоновку опорного или стабилизирующего типа, в зависимости от профиля, пробуривали этой компоновкой две или три свечи. Затем компоновку поднимали и снова спускали инклинометрический прибор для определения набранного зенита и азимута. Снова оценивали тенденции изменения зенитного и азимутального углов, при необходимости вносили корректировки режимов бурения для успешного набора параметров. В случае недобора азимута требовалась повторная установка клина-отклонителя. Процесс мог многократно повторяться, поэтому наклонно-направленное бурение с применением стандартных компоновок с отклонителем был связан с большим количеством спуско-подъемных операций [7].

Такой метод наклонно-направленного бурения был не точным, из-за точечных измерений недостаточной частоты, что напрямую связано с количеством спуско-подъемных операций, а следовательно сильно затягивало строительство и приводило к осложнениям и удорожанию проекта в целом. При таком методе наклонно-направленного бурения в проекте предусматривались сравнительно простые профили скважин, тем не менее высока была вероятность при бурении пройти «точку невозврата» после которой выйти на проектный профиль уже было невозможно. В таком случае не удавалось попасть в круг допуска, что приводило к ликвидации скважины, либо изменениям в проекте разработки месторождения [7].

3.3.1 Стандартная компоновка с кривым переводником

Точность наклонно-направленного бурения значительно возросла с применением гидравлического забойного двигателя и кривого переводника. Такая компоновка имела три точки опоры - стабилизатор на двигателе, калибратор (центратор) и долото. Кривой переводник имел фиксированный угол

перекоса и выбирался исходя из проектного профиля скважины. Такая компоновка вела себя на забое гораздо более предсказуемо, что несомненно увеличивало шансы попасть в круг допуска предусмотренный проектом.

Технология бурения компоновкой с кривым переводником заключалась в следующем. Сначала скважину бурили до интервала набора угла маятниковой компоновкой. Затем спускали компоновку с кривым переводником с требуемым углом перекоса, ориентировали компоновку по меткам на бурильных трубах, наносимых на тело трубы при СПО. Затем пробуривали несколько свечей в интервале набора угла и поднимали компоновку. Затем спускали инклинометр и измеряли набранные параметры. В зависимости от соответствия набранных параметров проектному профилю, дальнейшее бурение производилось либо компоновкой стабилизирующего типа, либо компоновкой с кривым переводником [5].

Применение гидравлического забойного двигателя и кривого переводника значительно увеличили точность проводки скважин и увеличило механическую скорость проходки, однако данный метод требовал большого количества спуско-подъемных операций для проведения инклинометрических измерений.

3.3.2 Стандартная компоновка с ГЗД с углом перекоса и MWD

Существенный скачек в развитии наклонно-направленного бурения произошел при применении компоновок с гидравлическим забойным двигателем и забойной телеметрической системой. Принципиальное отличие такого метода наклонно-направленного бурения от рассмотренных ранее в том, что имеется возможность получать инклинометрию с забоя без подъема компоновки, и оперативно управлять процессом искривления скважины. В состав КНБК включен гидравлический забойный двигатель с углом перекоса, и забойной телеметрической системой (ЗТС), в английской терминологии MWD - measurement while drilling (измерения в процессе бурения). Наибольшее распространение получили винтовые забойные двигатели (ВЗД), и

телеметрические системы с гидравлическим и электромагнитным каналами связи [5].

Принцип искривления скважины заключается в следующем. В интервалах стабилизации бурение производится в роторном режиме, в интервалах параметров в режиме слайдирования. Бурение роторном режиме, при котором вращается вся буровая колонна, и в режиме слайдирования (от английского slide – скольжение). В роторном режиме компоновка работает как стабилизирующая, искривление скважины может происходить только по геологическим причинам). Режим слайдирования применяется для направленного бурения, при этом буровая колонна не вращается, вращение долоту придает только ВЗД. Так как ВЗД имеет угол перекоса, при углублении траектория скважины будет отклоняться в направлении перекоса ВЗД (tool face). Интенсивность искривления скважины зависит от нагрузки на долото и угла перекоса ВЗД, обычно пределы изменения угла перекоса составляет от 0 до 4 градусов. При бурении слайдированием буровая колонна испытывает скручивание из-за реактивного момента, возникающего из-за трения долота о забой. Этот момент зависит от множества факторов и определяется опытным путем для каждой скважины в конкретном интервале.

Принцип управления компоновкой в режиме слайдирования проще объяснить, рассмотрев два случая, когда зенитный угол меньше пяти градусов, и когда больше пяти градусов. Первый случай называют режимом зарезки. Это означает что скважина условно вертикальная, требуется выставить отклонитель в проектный азимут, и выполнить слайд. В этом случае зенитный угол увеличивается, а азимут будет равен углу установки отклонителя. Второй случай предполагает, что при текущем забое уже набран зенитный угол больше пяти градусов, соответственно и азимут имеет какое-то отличное от нуля значение. Поведение компоновки удобно рассмотреть по диаграмме, изображенной на рисунке 5. В зависимости от четверти круговой диаграммы, в которую попадает отклонитель, компоновка будет набирать или уменьшать зенитный и азимутальный углы [6].

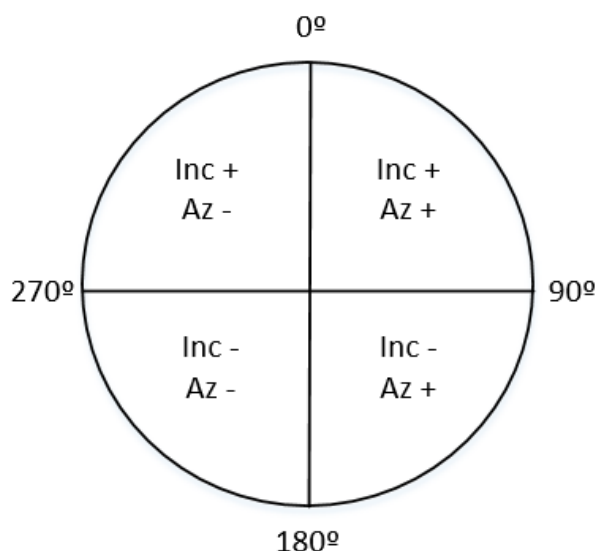


Рисунок 3.4 – Диаграмма влияния положения отклонителя на набор параметров кривизны скважины.

3.3.3 Компоновка с роторно-управляемой системой

Самый технологичный и технически передовой способ наклонно-направленного бурения в настоящее время является применение КНБК с роторными управляемыми системами (РУС). КНБК с РУС лишены некоторых недостатков, присущих компоновкам с ВЗД и телесистемой. При бурении с РУС буровая колонна вращается постоянно, нет необходимости в слайдировании. Это является несомненным плюсом, так как в современном наклонно-направленном бурении не редко встречаются сложные профили скважин, горизонтальные участки большой длины, зачастую в таких условиях произвести качественное слайдирование компоновкой с ВЗД практически невозможно. Кроме того, в интервале продуктивного пласта высокая вероятность возникновения дифференциального прихвата.

Первые роторно-управляемые системы были разработаны в 1990-х годах в США, с тех пор конструкция РУС претерпела не мало изменений. Следует выделить, что в данный момент есть две концепции роторных управляемых систем: «push the bit» и «point the bit».

Роторно-управляемые системы «push the bit» оснащены тремя

выдвижными опорами, приводимыми в движение давлением бурового раствора. Опоры расположены вблизи долота, для искривления скважины опора выдвигается и оказывает боковое усилия на пласт. Долото прижимается к стенке скважины и фрезерует горную породу в противоположном выдвинутой опоре направлении.

В Роторно-управляемых системах «point the bit», изменение траектории скважины производится изменением угла нижнего торца бурильного инструмента. Точка изгиба РУС расположена непосредственно над долотом. Между осью выходного вала и осью корпуса РУС имеется угол перекоса. Направление тулфейса меняется эксцентриковым набором колец на промежуточном вале. Сохранение ориентации выходного вала контролируется при помощи серводвигателя, вращающегося в обратную сторону с той же скоростью что и буровая колонна [7].

Роторные управляемые системы, несомненно, являются высокотехнологичным оборудованием, что отражается на высокой стоимости систем. Применение РУС оправданно при бурении наклонно-направленных скважин со сложным профилем и протяженными горизонтальными участками. Также необходимо отметить, что использование РУС позволяет сократить сроки строительства скважин и уменьшает риски аварий и осложнений.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Организационная структура управления предприятием

ООО «Буровая компания «Евразия» – одна из крупнейших независимых буровых компаний России по количеству пробуренных метров, занимающаяся бурением, строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин всех назначений. ООО «БКЕ» входит в группу компаний Eurasia Drilling Company Limited (EDC). ООО «Буровая компания «Евразия» - член Международной Ассоциации Буровых Подрядчиков (IADC).

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью буровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

Производственные мощности ООО «БКЕ» сосредоточены в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах. Головной офис Компании находится в городе Москве. Ключевыми партнерами ООО «БКЕ» являются такие компании как: ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК«Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», АО НК «РуссНефть» и других нефтегазовых компаний.

На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год. В состав компании входят:

- Управляющая организация ООО «Евразия Менеджмент»;
- Западно-Сибирский филиала;
- Когалымский филиал
- Пермский филиала.

- Усинский филиал.

4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (4.1)$$

где $T_{\text{бн}}$ – норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала, метр.

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (4.5)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [5-7].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (4.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (4.7)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (4.8)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине(м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (4.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов.

Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

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» [6]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [7].

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

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

В компании ООО «БКЕ» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой);
- буровая бригада (буровые работы);
- бригада испытания (работы по испытанию скважины).

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

Календарное время бурения 614,1 часов или 25,6 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 218,7 часов или 9,1 суток.

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

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	45	■									
			■								
				■							
					■	■					
Буровая	18,1						■				
								■	■		
Испытания	8,5								■	■	

4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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 [11], в части II – на строительные и монтажные работы [12], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [13].

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

года [14] 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 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 74,12 [15, 16].

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:

$$C_c^{1M} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{77\,530\,720 - 2\,671\,175}{3170} = 23\,615 \text{ руб/м.}$$

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н [17] и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ) [18].

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ [18].

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы
- 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Согласно приказу №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015 [20] перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 5.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [18].

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ
Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.004–91.
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.4.011–89
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.4.026–2001 ГОСТ 12.2.003–91
Пожаровзрывобезопасность	+		+	ГОСТ 12.1.012–2004
Электробезопасность	+		+	ГОСТ 31192.2–2005
Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ГОСТ 31319–2006 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.2.062–81 СНиП 23–05–95

1. Превышение уровней шума.

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003–2014 [22]

2. Превышение уровней вибрации.

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012–2004 [23].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16–250 Гц [24].

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005 [25], общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006 [26].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;

- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23–05–95 "Естественное и искусственное освещение" [27]. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005–88 [28] показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [29].

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006–05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ [30].

Климат рассматриваемого района работ (Красноярский край) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой. Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -17° до -19°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до -52° – -63°C на севере и до -47° – -51°C на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300–320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле–августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться до 20°C , на остальной территории – до 25° – 35°C . Безморозный период длится от 130 дней на севере и до 160 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает во второй половине лета 47%.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003–91 [31], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011–89 [32].

Согласно ГОСТ 12.2.062–81 все опасные зоны оборудуются ограждениями [33].

Согласно ГОСТ 12.4.026–2015 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета [34].

6. Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов).
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и не омеднённого инструмента).
3. Удар молнии.
4. Разряд зарядов статического электричества [34].

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004–91 [35].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004–91 [35]:

- огнетушитель марки ОВП–10 и ОП–10 (з) 2 шт.;
- ведро пожарное 2 шт.;
- багры 3 шт.;
- топоры 3 шт.;
- ломы 3 шт.;
- ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

7. Электробезопасность.

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. [36]. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [37].

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты.

8. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур.

По окончанию буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки

дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС – опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [38].

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. Природного характера:

- землетрясения.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

5.5 Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе разработаны технологические решения для строительства разведочной скважины на нефтегазовом месторождении Томской области. Спроектированная скважина имеет вертикальный профиль и конструкцию забоя закрытого типа.

Анализ горно–геологических условий бурения выявил необходимость проектирования двухколонной конструкции скважины. Спуск технической колонны требуется для предотвращения гидроразрыва горных пород под башмаком в случае открытого газопроявления.

Для эффективного строительства скважины спроектирован способ бурения с применением винтового забойного двигателя на интервалах под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны, и роторный способ для бурения интервала под направление. Произведен расчет оптимальных режимов бурения, подобраны и рассчитаны на прочность элементы компоновки низа бурильной колонны и колонны бурильных труб, для бурения каждого интервала.

Разработана программа гидравлической промывки скважины, режим работы буровых насосов УБНТ-1180, параметры и компонентный состав буровых растворов, для бурения интервала под каждую секцию.

Произведен расчет конструкций обсадных колонн на прочность, выбор обсадных труб и технологической оснастки. Рассмотрены вопросы проектирования процесса цементирования скважины. Выбрано устьевое оборудование: ОКК2-35-178x245x325, ОП6-350/80x35, АФ6-80/65x35.

Выпускная квалификационная работа выполнена в соответствии с требованиями действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, и инструкций в области строительства газовых и нефтяных скважин.

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. Музапаров М.Ж. Направленное бурение. Том 2. Безориентированная технология. Роторное бурение - Алматы, 2005 – 209с.
6. Ежов И.В. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. Учебное пособие – Москва: Изд-во Феникс, 2017 – 302с.
7. Рязанов В.И., Бурение горизонтальных скважин. - Томск: Изд. ТПУ, 2002.- 42 с.
8. 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 (дата обращения: 20.05.2021).
9. 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 (дата обращения: 20.05.2021).

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

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

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

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

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

15. Индексы изменения сметной стоимости строительно-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/ (дата обращения: 20.05.2021).

16. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 20.05.2021).

17. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда»

18. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

19. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

20. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации от 01.06.2015 №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве».

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

22. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 12.1.012–2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

24. ГОСТ 12.1.012–90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность.

25. ГОСТ 31192.2–2005 Вибрация измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах.

26. ГОСТ 31319–2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах

27. СНиП 23–05–95 Естественное и искусственное освещение.

28. ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

29. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

30. Р 2.2.2006–05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

31. ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

32. ГОСТ 12.4.011–89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

33. ГОСТ 12.2.062–81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Ограждения защитные.

34. ГОСТ 12.4.026–2015 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

35. ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.

36. ПУЭ: правила устройства электроустановок [Электронный ресурс] / ООО «Электротехпром»; Электрон. дан. – Пермь: Электротехпром, 2019. URL: <http://etp-perm.ru/el/ruie>, свобод. Загл. с экрана. – Яз. Рус. Дата обращения: 26.05.2021.

37. ГОСТ 12.1.038–82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.

38. ГОСТ Р 22.0.02–2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	20	четвертичная система	Q	1.3
20	180	некрасовская серия	Pg ₃ nk	1.3
180	330	чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	1.3
330	370	люлинворская свита	Pg ₂ ll	1.3
370	410	талицкая свита	Pg ₁ tl	1.3
410	480	ганькинская свита	K ₂ gn	1.3
480	525	славгородская свита	K ₂ sl	1.3
525	680	ипатовская свита	K ₂ ip	1.3
680	715	кузнецовская свита	K ₂ kz	1.3
715	1560	покурская свита	K ₁₋₂ pk	1.3
1560	1605	алымская свита	K ₁ al	1.3
1605	2265	киялинская свита	K ₁ kls	1.4
2265	2330	тарская свита	K ₁ tr	1.4
2330	2590	куломзинская свита	K ₁ klm	1.2
2590	2615	баженовская свита	J ₃ bg	1.2
2615	2622	георгиевская свита	J ₃ gr	1.2
2622	2726	васюганская свита	J ₃ vs	1.2
2726	3015	тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1.2
3015	3045	салатская свита	J ₁ slt	1.2
3045	3050	тогурская свита	J ₁ tg	1.2
3050	3100	Палеозой	Pz	1.2

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	глины суглинки пески супеси	40 40 10 10	почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
Pg ₃ nk	20	180	пески глины	70 30	пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита
Pg ₂₋₃ cg	180	330	глины алевролиты пески	80 10 10	глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевритов
Pg ₂ ll	330	370	глины	10	глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные
Pg ₁ tl	370	410	глины песчаники	80 20	глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников
K ₂ gn	410	480	глины	10	глины серые, темно-серые, извесковистые, иногда алевритистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые.
K ₂ sl	480	525	глины	10	глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками опоковидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов
K ₂ ip	525	680	глины песчаники	80 20	глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опоковидные с переслаиванием песчаников
K ₂ kz	680	715	глины	10	глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые

Продолжение таблицы А.2

K ₁₋₂ pk	715	1560	пески глины песчаники алевролиты	50 20 20 10	неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и кривой слоистостью, алевролитов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию
K ₁ al	1560	1605	глины песчаники	50 50	в нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит монтмориллонитового состава
K ₁ kls	1605	2265	глины песчаники	80 20	глины значительной карбонатности с прослоями песчаников значительной карбонатности
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	100	песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдисто-хлоритовым цементом
K klm	2330	2590	песчаники аргиллиты алевролиты алевролиты	50 30 10 10	свита представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевролитов и алевролитов; в кровле залегает песчаная толща, в низах свиты - известковистые песчаники, содержащие темно-серые, иногда битуминозные аргиллиты
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	100	аргиллиты битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известковистые
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты известняки алевролиты	80 10 10	аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками известняков и алевролитов. Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, пелеципод, растительного дендрита и глауконита
J vs	2622	2726	песчаники	100	песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, участками известковистые

Продолжение таблицы А.2

J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники аргиллиты алевролиты угли	40 30 25 5	переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей до 16м: песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые, известковистые; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые, сидеритизированные
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты аргиллиты песчаники угли	10 75 10 5	верхняя часть - преимущественно глинисто-углистые породы с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов; нижняя - средне и крупно зернистые песчаники с прослоями аргиллитов
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты угли	95 5	переслаивание аргиллитов темно-серых и углей: аргиллиты серые до черных, плотные, битуминозные
Pz	3050	3100	известняки аргиллиты алевролиты туфы, брекчии	50 10 10 30	в верхней части разреза преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты, породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, имеются включения остатков раковинной фауны (брахиоподы, остракоды, фораминифер и др.). Ниже, отложения силурийской системы представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов. Также палеозой в некоторых местах, представлен туфогенно-осадочные породами и брекчиями, светло-серыми до серых с кремовым оттенком пористыми каолинизированными образованиями с оолитообразной структурой.

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

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал,м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, про- цент	Проница- емость, мдарси	Глинис- тость, процент	Карбонат- ность, процент	Твер- дость, кгс/мм ²	Рассло- енност ь породы	Абра- зив- ность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	глины	2.1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	2.0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			пески	1.9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			супеси	2.0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
Pg ₃ nk	20	180	пески	2.4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	2.4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂₋₃ cg	180	330	пески	2.5	-	600	-	0	10	2	10	мягкая
			алевролиты	2.6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			глины	2.4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg ₂ ll	330	370	глины	2.1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂ tl	370	410	глины	2.4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая
			песчаники	2.6	35	600	8	0	0	1	10	мягкая
K ₂ gn	410	480	глины	2.4	-	0	95	5	10	3	4	мягкая
K ₂ sl	480	525	глины	2.4	-	0	95	0	10	3	4	мягкая
K ₂ ip	525	680	глины	2.4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая
			песчаники	2.6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
K ₂ kz	680	715	глины	2.4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая
K ₁₋₂ pk	715	1560	глины	2.4	-	0	95	2	25	3	4	мягкая
			песчаники	2.6	31.5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролиты	2.6	13.5	10	18	5	35	3	6	средняя
			пески	2.5	38	1450-1500	7	3	20	1	10	средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ al	0	1605	песчаники глины	2.2 2.4	22 16	20-50 0	5 95	5 2	30 25	2 3	10 4	средняя мягкая
K ₁ kls	1605	2265	песчаники глины	2.2 2.4	20 20	10 0	15 95	5 10	35 30	3 3	10 4	средняя средняя
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	2.3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
K ₁ klm	2330	2590	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			песчаники	2.3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
			алевриты	2.3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			алевролиты	2.3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	80	3	4	средняя
			известняки	2.5	18	5-100	35	65	100	1	4	средняя
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	65	3	6	средняя
J ₃ vs	2622	2726	угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			песчаники	2.3	15	5-100	20	5	65	3	10	средняя
J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники	2.4	15	10-250	20	5	120	3	10	твердые
			аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
Pz	3050	3100	известняки	2.65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые
			туфы,	2.65	12.7	0	25	20	200	4	7	твердые
			брекчии	2.4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			аргиллиты	2.4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			алевролиты									

Таблица А.4 – Водоносность

Индекс страти- графи- ческого подразде- ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Фазо- вая прони- цае- мость, мдарси	Химический состав воды в мг эквивалентной форме						Степень минера- лизации М, г/л	Тип воды по Сулину: ГКН - гидрокар- бонатно- натриевый ХЛК - хлор- кальциевый	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃	Na ⁺ , K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Палеоген-четвертичный комплекс.															
Q	0	20	поровый	1.00	20-160	2500	89	-	11	82	4	14	0,1-0,2	ГКН	нет
Pg ₃ nk	20	180	поровый	1.00	до 300	500	89	-	11	82	4	14	0,11-0,87	ГКН	да
2. Апт-альб-сеноманский комплекс.															
K ₁₋₂ pk	715	1560	поровый	1.01	100	500	257.5	<2	1.7	266.5	13.3	25	17,8-20,0	ХЛК	нет
3. Неокомский водоносный комплекс.															
K ₁ kls - K ₁ klm	1605	2590	поровый	1.014	20	-	344	14	4	93.5	3	87	0,8-29	ХЛК	нет
4. Юрско-палеозойский комплекс.															
J ₃ vs	2622	2645	поровый	1.02	1-20	-	486	26	15	155	14,2	66	30-40	ХЛК	нет
J ₁₋₂ tm	2730	2970	поровый	1.02	1-10	-	663	29	10	131	2	30	30-40	ХЛК	нет
Pz	3050	3100	порово- трещин- новато- каверно- вый	1,02- 1,1	0,1- 36,7	0,1-12,7	443,2- 2501,3	0,47- 2,65	1,8- 20,7	284,7- 2311,6	7,97- 37,88	46,09- 215,43	24-146	ХЛК	нет

Таблица А.5 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/ см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - P _{g3} nk	0	180	1	10	Нет	0.17	0.22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	675	1560	1	30	Нет	0.13	0.18	
J ₃ vs -J ₁ slt	262 2	3045	1	30	Нет	0.11	0.16	
Pz	305 0	3100	1.5	300	Да	0.105	0.155	

Таблица А.6 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q -Pg ₁ tl	0	320	Глинистый	<1,16	V>10 см ³ за 30 мин	3.0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁₋₂ pk	675	1560	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатацион- ную колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2.5	
K ₁ kls+tr	1605	2330	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатацион- ную колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2.5	
Pz	3050	3100	DrilPlex Полимерный	<1,12- в интервале под хвостовик	V>10 см ³ за 30 мин	2.5	

Таблица А.7 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграф-кого подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления
	от	до			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-Pg ₃ nk	0	180	вода	-	1.00	1.00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
K ₁₋₂ pk	675	1560	вода	-	1.01	1.01	- // -	- // -
K ₁ kls - K ₁ klm	1605	2590	вода	-	1.014	1.014	- // -	- // -
J ₃ vs	2622	2645	вода	-	1.016	1.016	- // -	- // -
J ₁₋₂ tm	2730 2951 2974 3016	2951 2960 3003 3043	вода вода вода вода	-	1.02 0.68 0.68 0.68	1.02 0.68 0.68 0.68	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	- // -
Pz	3050	3100	нефть, газ	-	0.69	0.69	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Перелив БР, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи

Таблица А.8 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата	Раствор, при применении которого произошел прихват				Ограничения на оставление инструмента без движения или промывки	Условия возникновения
	от	до		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ 30 мин	смазывающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - Pg ₂₋₃ cg	0	330	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров БР, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Pg ₂ II - K ₂ sl	330	525	От обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров БР, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
K ₁₋₂ pk	675	1560	От перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности БР выше проектной
K ₁ al	1560	1605	От заклинивания и сальникообразования, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности БР выше проектной

Продолжение таблицы А.8

Pz	3050	3100	От перепада давления, от обвала пород, от заклинки и сальникообразования.	DrilPlex Полимерный	<1,15	>10	нефть	да	Оставление БИ без движения. Увеличение плотности БР выше проектной. Несоблюдение проектных параметров БР, режима промывки.
----	------	------	---------------------------------------------------------------------------	------------------------	-------	-----	-------	----	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Таблица А.9 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	180	525	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁₋₂ kz	680	715	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствол вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ al+kls	1560	2265	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствол вследствие некачественного бурового раствора

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–30 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–30 м)							
1	490 GRDP115 (R682)	0,50	490	-	3-177	Ниппель	0,3
2	Переводник M177xM171	0,4	229	101	3-177	Муфта	0,04
					3-171	Муфта	
3	УБТ.СП-203	6	203	100	3-171	Ниппель	1,155
					3-171	Муфта	
4	Калибратор КЛ-Т-490	1,15	490	100	3-171	Ниппель	0,56
					3-171	Муфта	
5	УБТ.СП-203	6	203	100	3-171	Ниппель	1,155
					3-171	Муфта	
6	Переводник M162xH171	0,52	225	101	3-171	Ниппель	0,05
					3-162	Муфта	
7	СБТ ТБПК 127x9,19 E	До устья	127	108	3-162	Ниппель	
					3-162	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30–760 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30–760 м)							
1	393,7 (15 1/2) FD519SM	0,4	393,7	-	3-177	Ниппель	0,146
2	Переводник М171хМ177	0,4	229	101	3-177	Муфта	0,04
					3-171	Муфта	
3	ЦЛ390.5В-М171/Н171	1,225	390,5	76	3-171	Ниппель	0,26
					3-171	Муфта	
4	Переводник Н171хН177	0,4	229	101	3-171	Ниппель	0,04
					3-171	Ниппель	
5	Д-240РС	9,75	240	-	3-171	Муфта	2,362
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,46	220	50	3-171	Ниппель	0,102
					3-171	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,8	220	55	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
8	УБТ.СП-203	24	203	100	3-171	Ниппель	4,62
					3-171	Муфта	
9	Переводник М171хН147	0,52	225	100	3-171	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	
10	УБТ.СП-178	18	178	90	3-147	Ниппель	2,6
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133хН147	0,52	172	100	3-147	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
12	Гидромеханический ясс SJ-172НМ	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,75
					3-133	Муфта	
13	Переводник М162хН133	0,52	172	100	3-147	Ниппель	0,03
					3-162	Муфта	
14	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	21,9
					3-162	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (760–2010 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (760-2010 м)							
1	295,3 (11 5/8) FD519SM	0,35	295,3	-	3-152	Ниппель	0,093
2	КЛС292.1В-М152/М171	0,55	230	76	3-152	Муфта	0,06
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н171хН152	0,4	230	101	3-152	Ниппель	0,04
					3-171	Ниппель	
4	Д-240РС	9,75	240	-	3-171	Муфта	2,362
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240РС	0,46	220	50	3-171	Ниппель	0,102
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,8	220	55	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
7	УБТ.СП-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
8	Переводник М171хН147	0,52	225	100	3-171	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
9	УБТ.СП-178	18	178	90	3-147	Ниппель	2,6
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,52	172	100	3-147	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
11	Гидромеханический яс SJ-172НМ	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,75
					3-133	Муфта	
12	Переводник М162хН133	0,52	172	100	3-133	Ниппель	0,03
					3-162	Муфта	
13	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	61,4
					3-162	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2010 - 3130 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (2010 - 3130 м)							
1	220,7 (8 11/16) FD613MH	0,35	220,7	-	3-117	Ниппель	0,047
2	КЛС215.9В-М117/М117	0,6	216	82	3-117	Муфта	0,051
					3-117	Муфта	
3	Переводник Н117хН147	0,48	172	80	3-117	Ниппель	0,035
					3-147	Ниппель	
4	Д2-172РС	9,75	172	-	3-147	Муфта	2,362
					3-133	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-172РС	0,72	172	40	3-133	Ниппель	0,1
					3-133	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-172РС	0,78	172	67	3-133	Ниппель	0,11
					3-133	Муфта	
7	Переводник М147хН133	0,521	172	82	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
8	УБТ.СП-178	36	178	90	3-147	Ниппель	5,22
					3-147	Муфта	
9	Переводник М133хН147	0,52	172	100	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
10	Гидромеханический ясс SJ-172НМ	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,75
					3-133	Муфта	
11	Переводник М162хН133	0,52	172	100	3-133	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
12	СБТ ТЫПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	95,94
					3-133	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3040–3110 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (3040-3110 м)							
1	БИТ 220,7/101,6 В 713 УС.251	0,2	220,7	100,6	3-177	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд СК-172/101,6 «СИБИРЬ».2/9	19,2	172	102	3-177	Ниппель	1,68
					3-177	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-177	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
4	УБТ.СП-178	24	178	90	3-147	Ниппель	3,48
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН162	0,53	171,5	80	3-147	Ниппель	0,03
					3-162	Муфта	
6	СБТ ТЫПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	82,951
						Муфта	

Таблица Б.6 – 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	30	30	490	-	1,30	7,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 52,4
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 57,4
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					
30	760	730	393,7	426	1,30	119,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 74,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 164,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 244,7
Объем раствора к приготовлению:						V₃ = 218,5
Техн. 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					
760	2010	1250	295,3	323,9	1,4	175
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 80,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 355
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 442,3
Объем раствора к приготовлению:						V_{3'} = 368,3
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
2010	3130	1120	220,7	244,5	1,2	131
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 33,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 8,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 266,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 311
Объем раствора к приготовлению:						V_{3'} = 393

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка кг	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Натр едкий	Поддержание требуемого рН	25	57,4	3	332,1	14	451,0	18	176,8	7,1	1017,21	41
ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3442,0	4	3652,6	4	4960,6	5			12055,23	13
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	57,4	3	332,1	14	451,0	18	392,9	15,7	1233,32	50
Оснопак-ВО	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	132,8	6	180,4	8			413,6	18
Atren Antifoam B	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	30	0	0	332,1	12	451,0	15			1034,0	36
Оснопак-НО	Стабилизатор, регулятор, фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	6,9	1	54,1	3			91,1	6
Биолуб LVL	Снижение коэффициента трения в скважине	170	0	0	1660,3	10	2254,8	14			5169,9	32
Барит КБ -3	Регулирование плотности	1000	7193,6	8	46169,5	47	30809,6	31			84172,63	85
Гаммаксан	Структурообразователь								1375,3	55	1375,3	55
Atren Thermo A	Понизитель фильтрации								6679,9	268	6679,9	268
Хлористый калий	Ингибитор								31435,1	32	31435,1	32
Atren-FK D	Смазочная добавка								7858,8	40	7858,8	40
Atren Antifoam B	Пеногасители								176,8	6	176,8	6
УМС	Карбонатный кальмотант								29190,6	30	29190,6	30
Atren-Bio A	Бактерициды								176,8	6	176,8	6

Приложение В

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.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	490 GRDP115 (R682)	0	30	450	0,017	160	0,36	2,72	0,23	2,95
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,80
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										12,98
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										18,15
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,91
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										19,16
Бурение под кондуктор	393,7 (15 1/2) FD519SM	30	760	4000	0,025	730	0,18	18,25	2,47	20,72
Промывка (ЕНВ)										0,41
Наращивание (ЕНВ)										3,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										39,44
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										69,34
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,47
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										73,31

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под техническую колонну	295,3 (11 5/8) FD519SM	760	2010	6000	0,038	1560	0,26	59,28	5,48	64,76
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,62
Нарращивание (ЕНВ)										9,48
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										51,93
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										144,35
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,22
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										152,57
Бурение под эксплуатационную колонну	220,7 (8 11/16) FD613MH	2010	3130	3200	0,06	670	0,21	40,2	8,51	48,71
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	3040	3110	300	0,2	20	0,07	4	8,61	12,61
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,73
Нарращивание (ЕНВ)										4,52
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										35,65
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:										168,10
Ремонтные работы (ЕНВ)										13,45

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										188,22
Итого по колоннам:										433,25

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			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			0,3	35,6	1,4	195,0	4,2	579,5	6,4	878,5
Социальные отчисления, 30,4%						10,8		59,3		176,2		267,1
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			0,3	3,7	1,4	20,3	4,2	60,4	6,4	91,5
Социальные отчисления, 30,4%						1,1		6,2		18,4		27,8
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,3	65,1	1,4	356,9	4,2	1060,4	6,4	1607,4
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,3	368,8	1,4	2022,3	4,2	6009,3	6,4	9109,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,4	317,0	4,2	941,9	6,2	1390,3
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,4	130,8	4,2	388,6	6,2	573,6
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,4	12,6	4,2	37,3	6,4	56,6
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,4	10,6	4,2	31,6	6,4	47,9
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,4	211,0	4,2	626,8	6,4	950,2
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,3	8,7	1,4	47,9	4,2	142,2	6,4	215,6
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,3	25,8	1,4	141,7	4,2	421,0	6,4	638,2
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,4	7,8	4,2	23,2	6,4	35,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,3	43,6	1,4	238,9	0,3	53,9	6,4	1076,2
Натр едкий	т	4,59			0,57	2,62	0,33	1,51	0,45	2,07	0,18	0,83
ПБМБ	т	6,02			3,44	20,71	3,65	21,97	4,96	29,86		0,00
Кальцинированная сода	т	21,02			0,57	11,98	0,33	6,94	0,45	9,46	0,18	3,78

Продолжение таблицы В.2

Оснопак-ВО	т	452,87					0,13	58,87	0,18	81,52		
Atren Antifoam B	т	591,03					0,33	195,04	0,45	265,96		
Оснопак-НО	т	405,16					0,10	40,52	0,54	218,79		
Биолуб LVL	т	12,31					1,66	20,43	2,25	27,70		
Барит КБ -3	т	16,1			7,19	115,76	4,62	74,38	30,81	496,04		
Гаммаксан	т	44,12									1,38	60,89
Atren Thermo A	т	392,16									6,68	2619,6
Хлористый калий	т	49,15									3,14	154,33
Atren-FK D	т	24,16									7,86	189,90
УМС	т	19,07									29,19	556,65
Atren-Bio A	т	32,15									0,18	5,79
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб					8749,8	609,4		3778,2		10570,6		16965,8
Затраты, зависящие от объема работ												
490 GRDP115 (R682)	шт	1985,7			0,4	706,0						
393,7 (15 1/2) FD519SM	шт	1522					0,2	277,8				
295,3 (11 5/8) FD519SM	шт	4458,6							0,3	1159,2		
220,7 (8 11/16) FD613MH	шт	5254,6									0,22	1149,4
БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	шт	7552,1									0,07	503,5
Калибратор КЛ-490	шт	565,38			0,2	113,1						
Калибратор КЛС 390 МС	шт	415,54					0,2	75,8				
Калибратор КЛС 295 М	шт	288,21							0,3	74,9		
КП 220 СТ	шт	198,33									0,22	43,4
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб					0,0	819,1027		353,6011		1234,2		1696,3
Итого по колоннам, руб					8749,752	1428,548		4131,778		11804,8		18662,1
Всего по сметному расчету, руб								85450,8				

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			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	69,9	1,6	212,2	2,2	279,4	1,5	191,8
Социальные отчисления, 30,4%				21,2		64,5		84,9		58,3
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	6,3	1,6	19,1	2,2	25,1	1,5	17,2
Социальные отчисления, 30,4%				1,9		5,8		7,6		5,2
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	4,1	1,6	12,4	2,2	16,3	1,5	11,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	136,8	1,6	415,5	2,2	547,1	1,5	375,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	775,3	1,6	2354,7	2,2	3100,5	1,5	2128,5
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	75,1	1,6	228,2	2,2	300,5	1,5	206,3
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,8	1,6	14,6	2,2	19,3	1,5	13,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	91,6	1,6	278,2	2,2	366,3	1,5	251,5
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	10,0	1,6	30,2	2,2	39,8	1,5	27,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	18,4	1,6	55,7	2,2	73,4	1,5	50,4
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 БKM-462	шт	74,77	1,0	74,8						
Башмак колонный БKM-324	шт	56,93			1,0	56,9				
Башмак колонный БKM-245	шт	80,7					1,0	80,7		
Башмак колонный БKM-178	шт	42,3							1,0	42,3
Центратор ЦПЦ-426/490	шт	34,6	4,0	138,4						
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	19,4			24,0	465,6				
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	16,5					48,0	792,0		
Центратор ЦПЦ-178/220	шт	12,8							73,0	934,4
ЦОКД-426	шт	113,1	1,0	113,1						
ЦКОД-324	шт	105			1,0	105,0				
ЦКОД-245	шт	101					1,0	101,0		
ЦКОД-178	шт	96							1,0	96,0
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-426	шт	59,15	1,0	59,2						
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-324	шт	30,12			1,0	30,1				

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-245	шт	21,5					1,0	21,5		
Продавочная пробка ПРП-Ц-Н-178	шт	15,6							1,0	15,6
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	2550	1,0	2550,0						
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2360			1,0	2360,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	1936					1,0	1936,0		
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	1753							1,0	1753,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4216,4		6856,6		7947,4		6342,1	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x9,5 Д	м	28,53	160,0	4564,8						
Обсадные трубы 324x7,9 Д	м	19,8			890,0	17622				
Обсадные трубы 245x8,1 Д	м	13,1					2450,0	32095,0		
Обсадные трубы 178x10,7 Д	м	15,9							800,0	12720
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95					4,6	137,2	3,5	104,8
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32					39,6	1267,2	26,7	854,4
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			5219,6		19708,47		35856,42		16024,37	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			76808,9							
Всего по сметному расчету, руб			102171,4							

Таблица В.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	135 456	1 989 500,46
	Итого по главе 1	135 456	1 989 500,46
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	74 314	5 507 856,42
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	841 290,72
	Итого по главе 2	85 665	6 349 147,14
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	85 451	6 333 273,09
3.2	Крепление скважины	102 171	7 572 535,94
	Итого по главе 3	187 622	13 905 809,03
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	8 430	624 833,70
	Итого по главе 4	8 430	624 833,70
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	21 566	1 598 370,70
	Итого по главе 5	21 566	1 598 370,70
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	11 941	884 984,44
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	884	65 554,40
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 406 546,52
	Итого по главе 6	45 295	3 357 085,36
	ИТОГО прямых затрат	484 034	27 824 746,38
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	96 807	5 564 949,28
	Итого по главе 7	96 807	5 564 949,28
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	46 467	2 671 175,65
	Итого по главе 8	46 467	2 671 175,65
	ИТОГО по главам 1-8	627 309	36 060 871,31
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	153 691	8 834 913,47
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	27 602	1 586 678,34

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9.3	Северные надбавки 2,98%	18 694	1 074 613,97
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	8 700 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	1 290 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	9 300,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	13 700,00
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	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	199 986	26 631 545,77
	ИТОГО по гл 1-9	827 295	62 692 417,08
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 255	72 121,74
	Итого по главе 10	1 255	72 121,74
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	41 427	2 939 461,94
	Итого по главе 12	41 427	2 939 461,94
ИТОГО		1 028 247	869 977
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		65 704 000,77	
НДС		11 826 720,14	
ВСЕГО с учетом НДС		77 530 720,91	