

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 3320 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323-024(24:181m3320)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Сёмин Никита Андреевич		15.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
К.Т.Н.	Ковалёв Артём Владимирович	Доцент		15.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Кащук Ирина Вадимовна	К.Э.Н.		16.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			16.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.06.2022

Томск – 2022 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной 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

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Сёмин Никита Андреевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3320 метров на нефтяном месторождении (тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	• Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, 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. • Применение циркуляционных переводников
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, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
К.Т.Н.	Ковалёв Артём Владимирович	Доцент		09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Сёмин Никита Андреевич		09.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Сёмин Никита Андреевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Сёмин Никита Андреевич		09.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Сёмин Никита Андреевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3320 метров на нефтяном месторождении (тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтегазовом месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Сёмин Никита Андреевич		09.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц без учета приложений, 13 рисунков, 49 таблиц, 42 литературных источника, 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3320 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3320 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
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.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

– скважина – цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

– газонефтеводопроявление – поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

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	16
2.1 Проектирование конструкции скважины	16
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	16
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	23
2.2.1 Выбор способа бурения	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	29
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	37
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	37
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	38
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	38
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	43
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	43
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	47

3 Тенденции развития инструмента для отбора керна.....	51
3.1 Введение	51
3.2 Инструмент для отбора керна	52
3.3 Методы и технические средства, использования при отборе керна.....	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	64
4.1 Введение	64
4.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	65
4.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования	65
4.2.2 Анализ конкурентных технических решений.....	66
4.3 Технология QuaD.....	68
4.4 SWOT – анализ.....	70
4.5 Планирование научно-исследовательских работ	74
4.5.1 Структура работ в рамках научного исследования	74
4.5.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	75
4.6 Бюджет научно-технической разработки.....	78
4.7 Расчет материальных затрат НТИ.....	79
4.8 Расчет амортизации специального оборудования.....	80
4.9 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	80
4.10 Основная заработная плата исполнителей работы.....	81
4.11 Дополнительная заработная плата исполнителей работы	82
4.12 Отчисления во внебюджетные фонды.....	83
4.13 Накладные расходы	84
4.14 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы	85
4.15 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	86
4.16 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресусосбережение»	89

5 Социальная ответственность	90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область).....	92
5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область).....	95
5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)	97
5.5 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения	99
5.6 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды	100
5.7 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительного- монтажных работах и в процессе бурения скважин	100
5.8 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама.....	101
5.9 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	101
5.10 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды	102
5.11 Охрана животного мира	103
5.12 Охрана недр при строительстве скважин.....	103
5.13 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	107
Приложение 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	112
Приложение 2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины.....	113
Приложение 3 – Давление и температура по разрезу скважины	116
Приложение 4 – Характеристика нефтегазоносности	117
Приложение 5 – Водоносность.....	118

Приложение 6 – Осложнения	119
Приложение 7 – КНБК для бурения секции под направления (0-60 м)	120
Приложение 8 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-900 м)	121
Приложение 9 – КНБК для бурения секции под техническую колонну	122
(900-1780м)	122
Приложение 10 – КНБК для бурения секции под	123
эксплуатационную колонну (1780-3320)	123
Приложение 11 – КНБК для отбора керна (3265-3300 м)	124
Приложение 12 – Расчет потребного количества бурового раствора	125
по интервалам	125
Приложение 13 – Результаты расчетов потребного количества реагентов	126
Приложение 14 – Гидравлические показатели промывки скважины	127
Приложение 15 – Режим работы буровых насосов	128
Приложение 16 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе	129
Приложение 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн	130

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи. Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении. Целью выпускной квалификационной работы является поиск технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3320 метров на нефтяном месторождении Тюменской области. Работа содержит данные о стратиграфическом строении разреза скважины, кроме того, описаны технологические процессы режима бурения и заканчивания, описано используемое оборудование. Результатом является проект скважины глубиной 3320 м, который может быть использован в качестве типового для месторождений с аналогичными исходными данными, а также в качестве примера при обучении студентов.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении 1, 2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в приложении 3.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в приложении 4. Характеристики водоносности представлены в приложении 5.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении 6.

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 и в ней предусмотрены 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 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

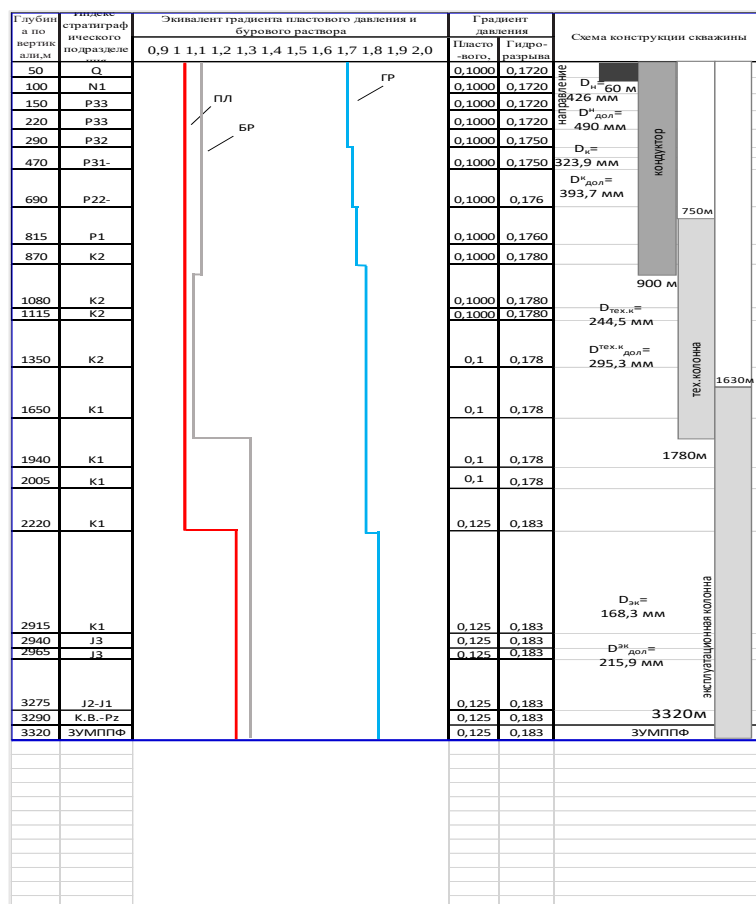


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 кондуктором. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м (таблица 1).

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 один пласт: с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны и выбрать наибольшее значение.

Таблица 1 – Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	БС70	БС72	Ач2	ЮС0	ЮС2-3	ЮС4-5	ЮС6	Pz
L _{кр}	2506	2734	2810	2915	2965	3030	3116	3275
Г _{пл}	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
Г _{грп}	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
ρ _н	762	762	780	749	749	742	742	742
Расчетные значения								
Пластовое давление	313,25	341,75	351,25	364,375	370,625	389,5	389,5	409,375
L _{конд min}	1320	1450	1480	1550	1600	1750	1700	1780
запас	1,08	1,09	1,10	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10
Принимаемая глубина	1780							

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 900 м.

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1780 м. На данном интервале возможны такие осложнения, как: осыпи и обвалы стенок скважины, посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины, посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование, поглощение бурового раствора, водопроявления и газонефтеводопроявление. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктором и техническую колонну следует применить полимер-глинистый

буровой раствор. Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), глинами ПБНБ (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения). С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 1780 м и достаточно спустить на глубину 900 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

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 3320 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

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

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

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущей колонны на 150 м, следовательно, интервал цементирования 1030 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования будет составлять 1690 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнается наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 20 мм. Значит, диаметр долота под эксплуатационную колонну считается по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получается, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 207,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{тк вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{тк вн}} = 225,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонный, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} * g * H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му н.пл.}} = 31,33 \text{ МПа.}$$

Так как расчетное $P_{\text{му}} > P_{\text{нас}}$, $P_{\text{нас}} = 0$ МПа, то максимальное давление на устье рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}} - (\rho_{\text{н}} * g * H_{\text{кр}})}{1000000}, \quad (4)$$

где $P_{\text{пл}}$ – Пластовое давление в кровле продуктивного пласта;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти;

g – ускорение свободного падения;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта.

$$P_{\text{му н.пл.}} = 12,59 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k * P_{\text{му}}, \quad (6)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%).

$$P_{\text{ГНВП}} = 13,85 \text{ МПа.}$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k * P_{\text{ГНВП}}, \quad (7)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп}} = 15,24 \text{ МПа.}$$

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-168х245х324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80х35.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктором, техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость (таблица 2). Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-900	Кондуктор	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
900-1780	Техническая колонна	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3265-3300	Отбор керна	роторный
1780-3320	Эксплуатационная колонна	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2845-2865	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервалов под направление и под кондуктор выбираются шарошечные долота, а для интервалов под техническую и эксплуатационную колонны – PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м		0-60	60-900	900-1780	1780-3320	3265-3300
Шифр долота		490 С-ЦВ Уралмаш	TD-393,7 SVD 619- Т1. 3 Технодри лл	"TD-295,3 SVD 619- Т1. 3 Технодри лл"	У8-215,9 ST-CT	DBS У12- 215,9/101, 6 SCD 3 Т
Тип долота		Шарошеч ное долото	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС	С	СТ Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-161	3-117	3-117
	API	6 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,4	0,3	0,2	0,4	0,224
Масса, кг		260	35	20	24	23
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	17-34	2-12	5-12	5-10	2-8
	Предельная	38	14	12	12	8
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	60-300	60-300	60-220	60-180
	Предельная	600	300	300	220	180

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 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-900	900-1780	1780-3320
Исходные данные				

Диаметр долота, см (D_d)	49,00	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	38	14	12	12
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	30,4	11,2	9,6	9,6
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	3	8	7	9

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

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 5.

Таблица 5 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-60	60-900	900-1780	1780-3320
Исходные данные					
Скорость, м/с (V_d)		3,4	2	2	2
Диаметр долота (D_d)	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
Расчетная частота вращения, об/мин (n_i)		133	97	129	177
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		40-60	100-160	100-180	140-200
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	100	130	180

В интервале бурения под направление (0-60 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

40-60 об/мин. Для кондуктора, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-900	900-1780	1780-3320
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,6	0,55	0,5
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,2	1,2	1,2	1,2
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,135	0,3
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	25
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0206	0,0175	0,0119	0,0071

Продолжение таблицы 6

Число насадок (n)	1	6	5	7
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	0,75	1

Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,18	1,16	1,12	1,1	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_p)	2	2,2	2,35	2,4	
Результаты проектирования					
Расход, л/с	Q ₁	123	73	38	18
	Q ₂	112	77	43	20
	Q ₃	88	55	42	24
	Q ₄	12	62	35	29
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с		20-45	55-70	55-70	32-40
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с		45	55	55	32

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама.

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

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		60-900	900-1780	1780-3320
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	69	88
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		315	236	173
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		4022	2684	2528
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		196,85	147,65	107,95
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		48,74	36,93	27,40

Для интервала бурения 60-900 метров (интервал бурения под кондуктором) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240 РС с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель MBR-210T T210.5/6.50, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении мягких и средних пород. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель MBR2-176T M T176.5/6.50, 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 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240 РС	60-900	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
МВР-210Т Т210.5/6.50	900-1780	210	5	1669	19-57	75-230	25,3	221-565
МВР2-176Т М Т176.5/6.50	1780-3320	176,3	8,5	1250	19-38	105-210	5,5	17-65

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктором, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении 7-11.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,65	-	0,250	0,665	–	–	–
	УБТ	241,3	100,0	–	–	–	12	0,214	2,568	6,075	–	–	–
	БТ ПК	127		9,2	л		47,32	0,0319	1,510				
Кондуктор													
60-900 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,3	–	0,150	0,157	–	–	–
	калибратор	393,7	80				0,9	-	0,1026				
	Двигатель	240,0	80,0	–	–	–	10,1	-	2,57247	2,860	–	–	–
	УБТС	203	100				12	0,223	2,676				
	УБТ	178,0	100	–	–	–	32	0,156	4,992	10,28	–	–	–
	БТ	127,0		9,2	Л	ЗП-162-92	844,7	0,0319	26,94593	29,66	1,31	8,06	3,75
Техническая колонна													
900-1780 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,090	0,090	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	5	–	1,669	2,793	–	–	–
	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	0,4	–	0,058	3,083	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	50	0,156	7,8	10,15	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	1724,2	0,03194	55,071	57,64	1,68	4,15	2,62
Эксплуатационная колонна													
3265-3300 Отбор керна КНБК №5	Долото	215,9	–	–	–	–	0,2	–	0,066	0,066	–	–	–
	СК1 172/100РС	172,0	100,0	–	–	–	35	–	2,877	2,943	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	64	0,156	9,984	7,181	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	3199,8	0,03194	102,202	94,82	2,51	2,60	1,79
1780-3320 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,2	–	0,02	0,114	–	–	–
	Двигатель	195,0	–	–	–	–	8,5	–	1,250	1,780	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	64	0,156	9,984	4,605	–	–	–
	Калибратор	215,9	100,0	–	–	–	0,4	–	0,058	4,760	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	3246,9	0,0319	13,576	97,71	2,18	2,45	1,61

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right], \quad (8)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

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

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

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	
Минимальная репрессия, %	10	10	5	5	
Принимаемая репрессия, %	20	15	10	5	

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1228,7	1186,7	1199,2	1444

Интервал под направление

При бурении четвертичных отложений 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.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурывающиеся глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Направление	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	68	3
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	70	4733	5

Продолжение таблицы 12

Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	68	3
---	-----------------------------------	----	-----	----	---

Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	1,6	18992	19
--------------------	-------------------------	------	-----	-------	----

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,229
Условная вязкость, с	50 и выше
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Интервалы под кондуктором и техническую колонну

На данном интервале возможны такие осложнения, как: осыпи и обвалы стенок скважины, посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины, посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование, поглощение бурового раствора, водопроявления и газонефтеводопроявление. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктором и техническую колонну следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), глинами ПБНБ (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,9	377	16
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	15	4149	5
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1	377	16
Высоковязкий понизитель фильтрации: РАС HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,4	151	7
Смазочная добавка: Reolub	Снижение коэффициента трения в скважине	172	1	1886	11
Низковязкий понизитель фильтрации РАС LV	Регулятор фильтрации	25	0,5	46	2
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	8,31	105947	106

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

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

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под техническую колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Техническая колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1	323	13
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	14	3870	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	323	13
Высоковязкий понизитель фильтрации: РАС HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	129	6
Низковязкий понизитель фильтрации РАС LV	Регулятор фильтрации	25	0,5	39	2
Понизитель фильтрации: ПАА	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0,13	2370	95
Смазочная добавка: Reolub	Снижение коэффициента трения в скважине	172	1	1613	10
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	6,36	76377	77

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,199
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну выберем ингибирующий раствор, который утяжеляется баритом. В данном интервале встречаются водоносные горизонты, не относящиеся к источнику питьевой воды. Параметры бурового раствора обеспечат оптимальное противодавление на пласт, а также обеспечит оптимальные режимы бурения в данном интервале: барит (обеспечит минимизацию образования дифференциального прихвата), Каустическая сода (регулировка Рн), смазывающие добавки (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну представлен в приложении 12.

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические показатели ингибирующего раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,444
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Для борьбы с возможными поглощениями, необходимо заложить наличие на буровой материал для борьбы с поглощениями NUT PLUG.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении 13.

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 14.

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.

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 приложениях 15, 16.

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 3265-3300 м.

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

В таблице 19 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3265-3300	DBS У12- 215,9/101,6 SCD 3 Т	2-8	60-180	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продажной 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	1050	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1365
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	750	Глубина скважины, м	3320
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1630	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	800
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2213,3

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:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, Мпа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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, 3, 4 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина – наружное избыточное давление».

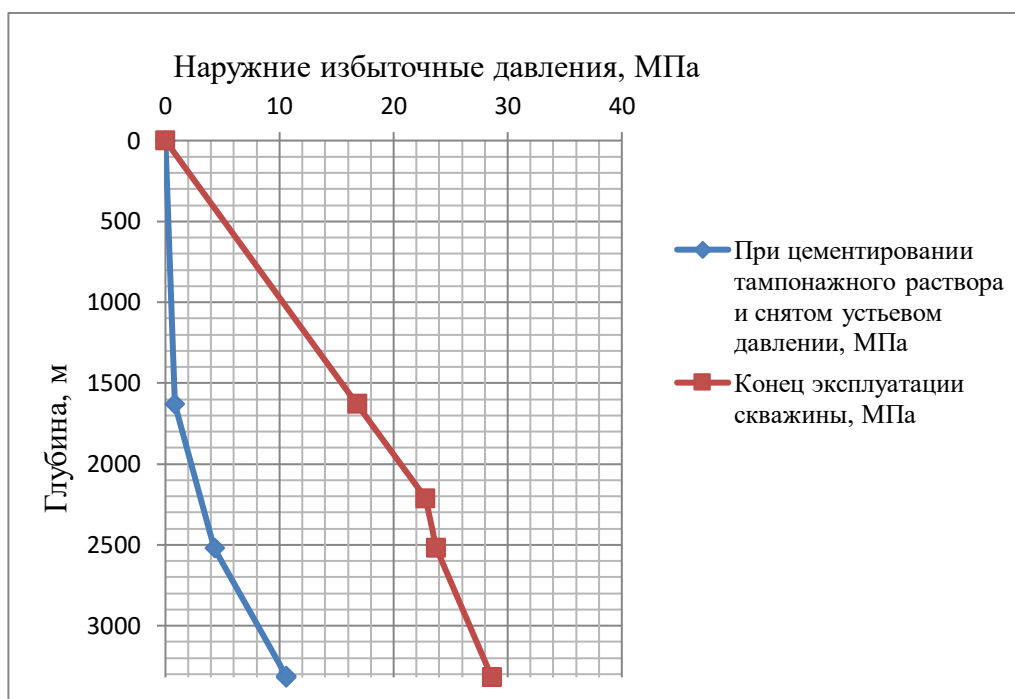


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

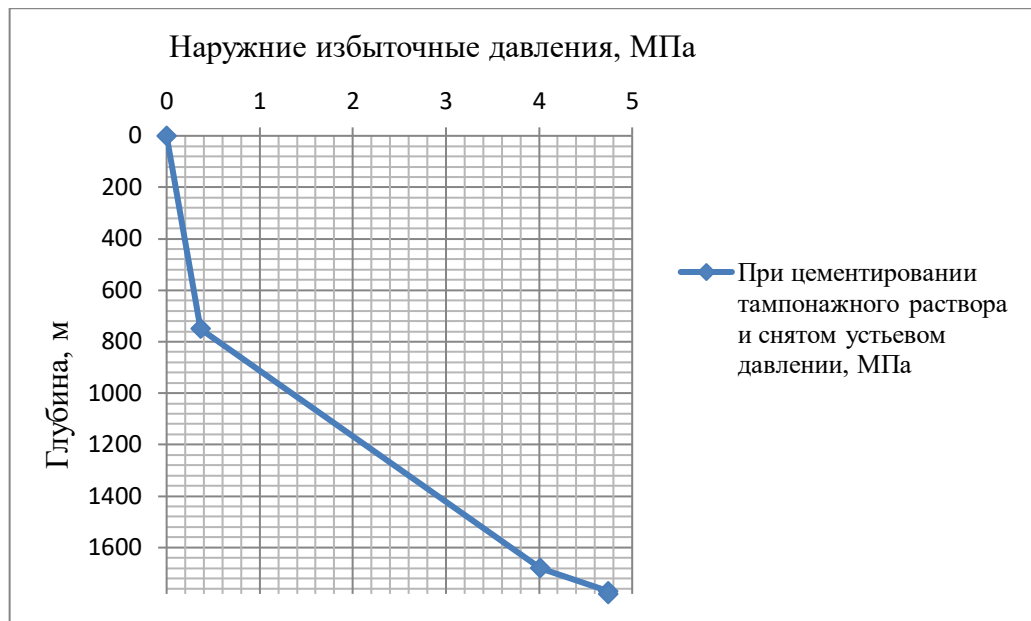


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

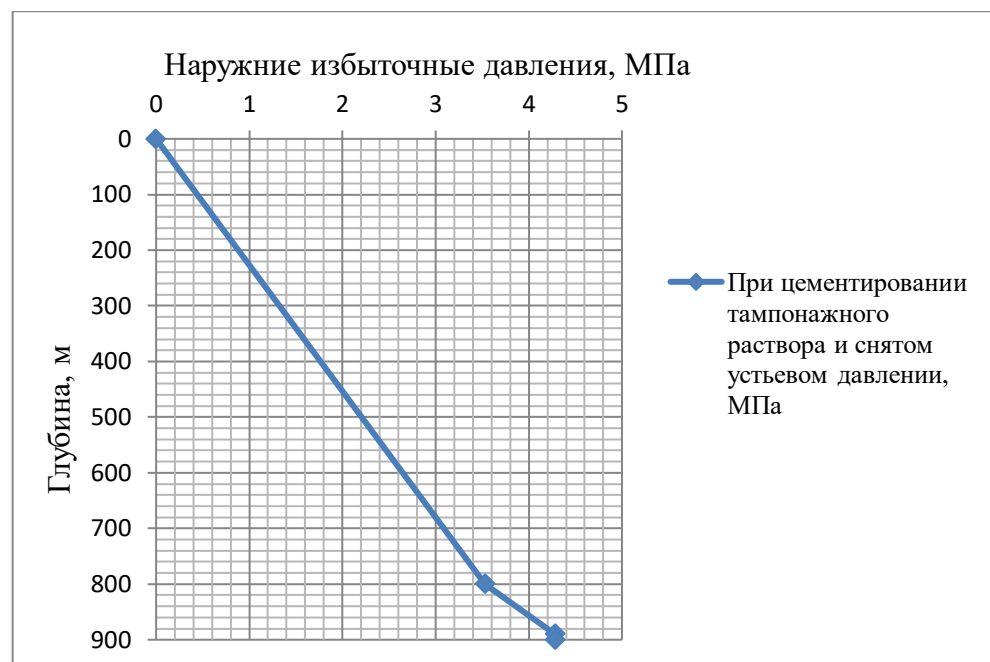


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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:

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (10)$$

где P_n – наружное давление, МПа;
 P_v – внутреннее давление, МПа.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 5, 6, 7.

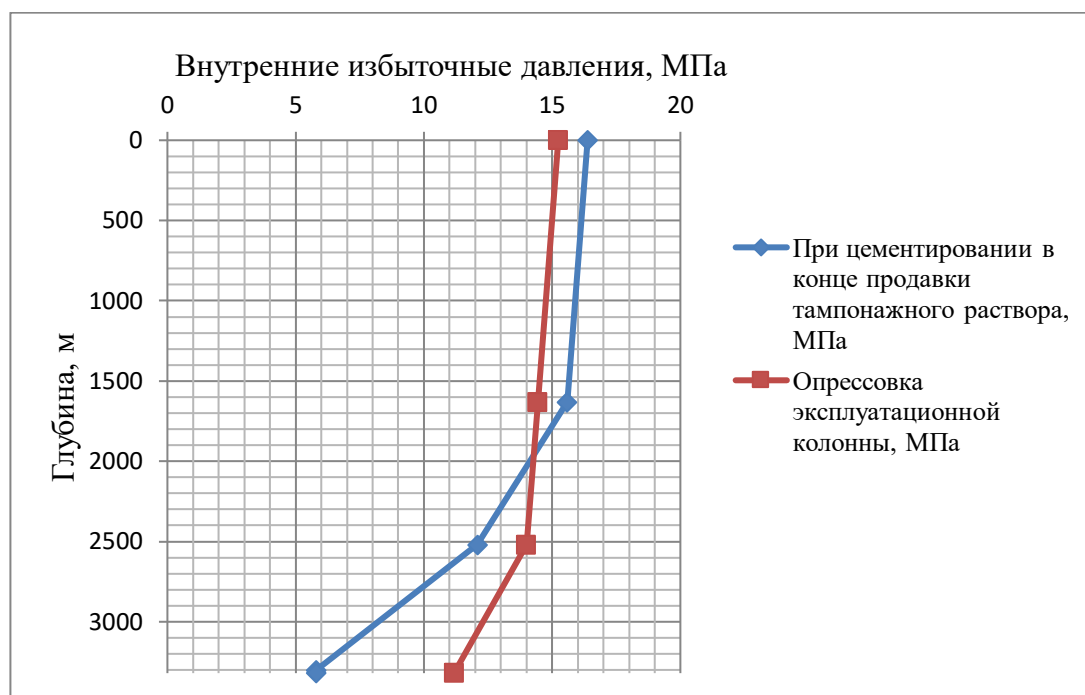


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

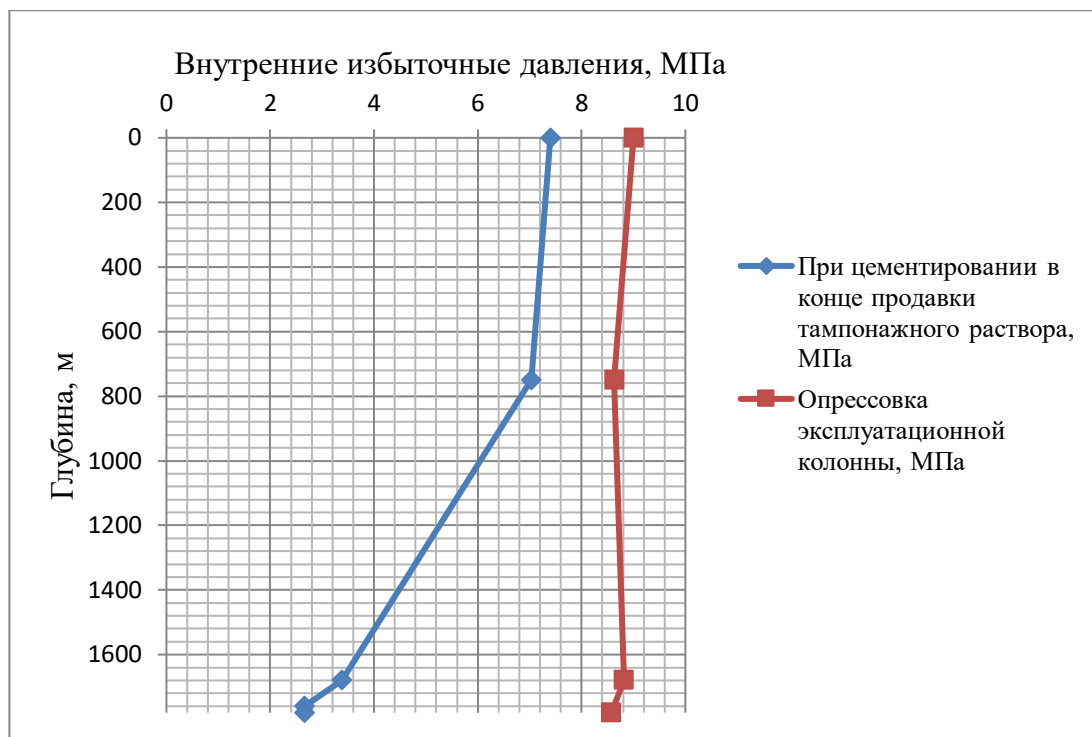


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

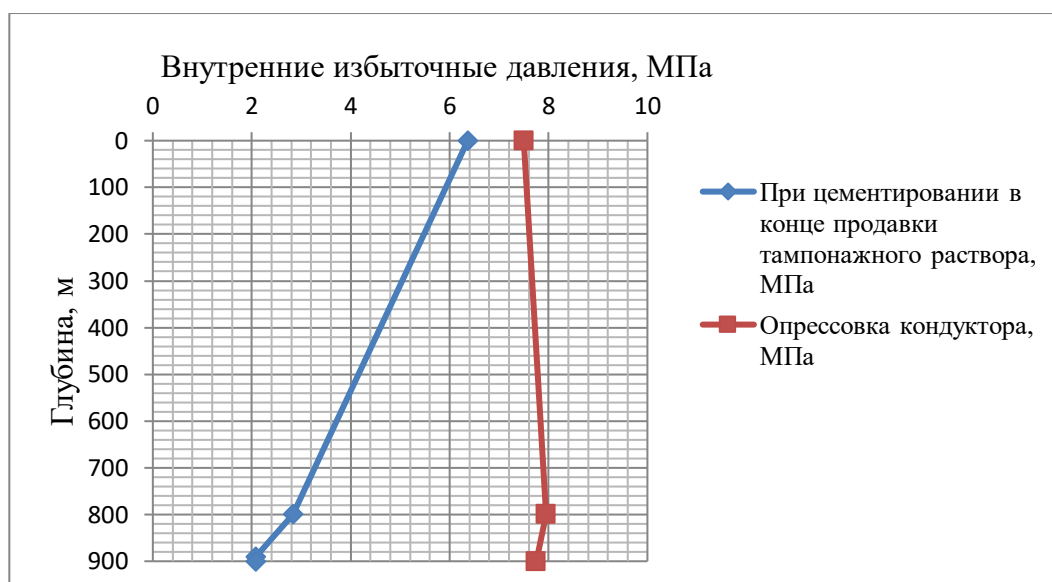


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо- вого соедине- ния	Группа прочност и	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарны й	
Направление								
1	ОТТМ	Д	10,0	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	900	67,2	60480	60480	60-900
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1780	47,2	84016	84016	900-1780
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	864	41,4	35769,6	122712	2456-3320
2	ОТТМ	Д	8,9	2456	35,4	86942,4		0-2456

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в приложении 13.

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (11)$$

Подставив значения из проведённых ранее расчётов получим:

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1050 \cdot 1820 + 1400 \cdot (3320 - 1630 - 800) + 1820 \cdot 800)) / 10^6 = 43,2964 \text{ МПа}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 3320 = 4,316 \text{ МПа},$$

где L – длина скважины по стволу (м);

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$\begin{aligned} P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} &\leq 0,95 \cdot P_{гр}, \\ 43,296435 + 4,316 &\leq 0,95 \cdot 0,0183 \cdot 3320, \\ 47,612435 &\leq 57,7182. \end{aligned} \quad (12)$$

Условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 22 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 22 – 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	5,95	1,19	1050	1,19	МБП-СМ	83,3
	3	4,76	1050	4,76	МБП-МВ	71,4
Продавочная жидкость	59,91		1000	—	Техническая вода	—
Облегченный тампонажный раствор	21,53		1400	18,08	ПЦТ- III - Об(4-6)-100	14307
					НТФ	8,61
Нормальной плотности тампонажный раствор	16,05		1820	10,54	ПЦТ - I - 100	20324
					НТФ	6,58

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

В качестве цементирующего агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

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

$$m_2 = G_{\text{сyx}} / G_6$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходима 2 машина УС6-30:

$$m_2 = 20,3237 / 13 = 1,563362031$$

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходимо 2 машины УС6-30:

$$m_2 = 14,3074 / 10 = 1,430742194.$$

На рисунке 8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

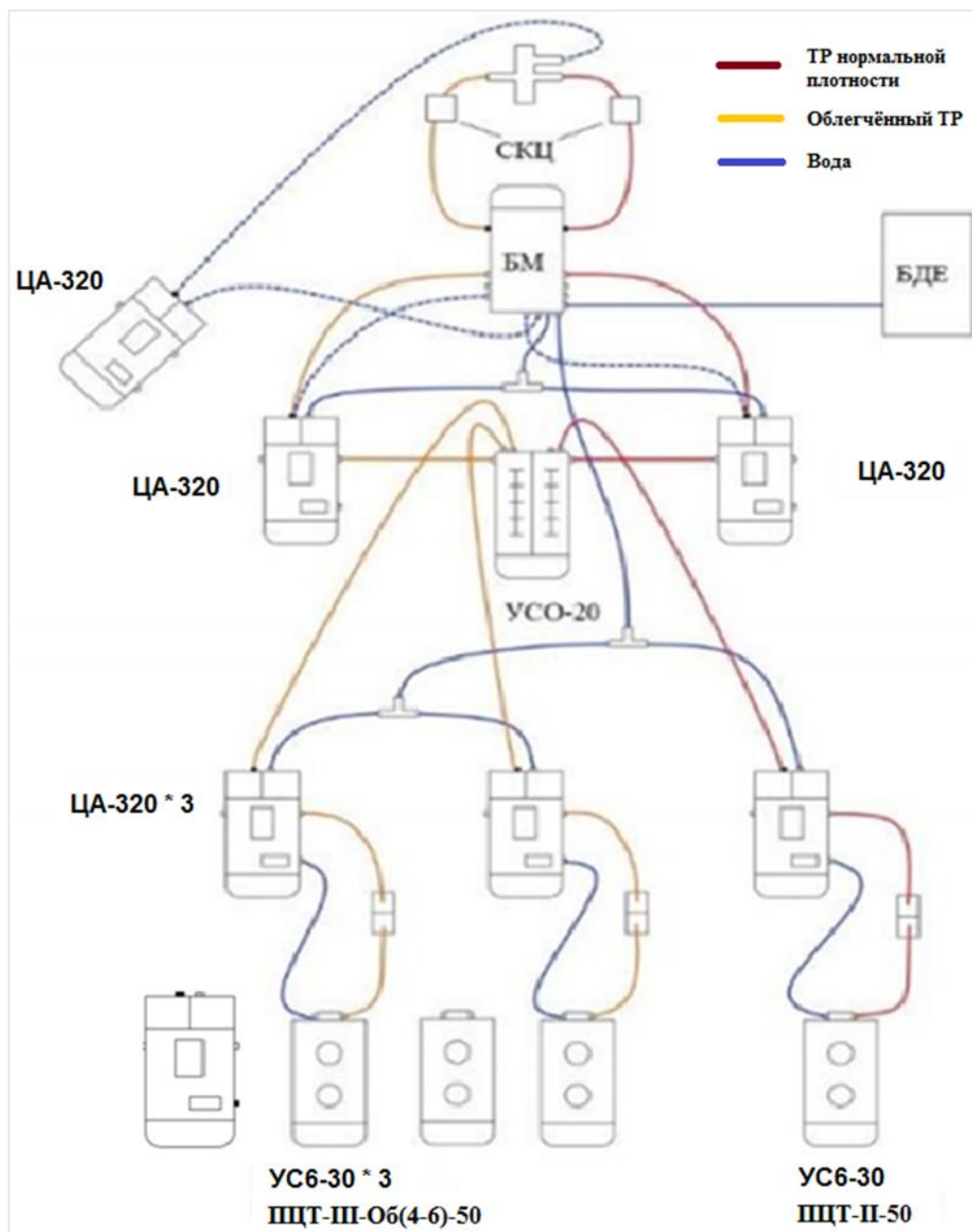


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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.

Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1338 \text{ кг/м}^3, \quad (13)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 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% ($k=0,05$).

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(10,97 + 44,24) = 116,65 \text{ м}^3 \quad (14)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

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

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 23 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	2

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

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 АФ1-80/65х21.

Выбор буровой установки

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

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка УРАЛМАШ 3Д - 3500			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	115,0 1	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90,0	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	149,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,4
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Тенденции развития инструмента для отбора керна

3.1 Введение

Тема данного реферата, на сегодняшний день, является достаточно актуальной, поскольку в последние годы техника и технология отбора керна, как и другие направления нефтяной отрасли, развивается ударными темпами. Новейшие методы исследования керна поднимают требования к его качеству при отборе даже в самых сложных условиях. В то же время ужесточаются требования со стороны буровых компаний, для которых экономия времени при строительстве скважины является главной задачей. И конечно, линейный вынос керна – основной количественный показатель результата отбора керна. Еще 10 лет назад хорошим результатом было 50-80 % выноса, теперь же для заказчика результат ниже 95-100 % считается неприемлемым. Для того чтобы соответствовать всем современным требованиям, необходимо постоянное развитие и совершенствование.

Цель данного реферата заключается в рассмотрении инструментов для отбора керна.

Для достижения поставленной цели были выдвинуты следующие задачи:

- 1) рассмотреть особенности инструмента для отбора керна;
- 2) изучить особенности режима бурения при отборе керна;
- 3) рассмотреть методы и технические средства, использования при отборе керна.

Объект исследования – инструменты для отбора керна.

Предмет исследования – развитие инструмента для отбора керна.

Теоретической базой при написании данного реферата выступили труды отечественных и зарубежных учёных.

Методы исследования: анализ и синтез теоретического материала по теме исследования.

Структура реферата состоит из: введения, основной части, заключения и списка используемой литературы.

3.2 Инструмент для отбора керна

Для бурения с отбором керна выпускаются керноприемные устройства, применяемые при различных по физико-механическим свойствам горных породах и условиях бурения:

- серия «Недра» – для неосложненных условий бурения скважин;
- серия «Кембрий» для условий бурения в рыхлых слабосцементированных и трещиноватых породах;
- серия «Силур» – для бурения в осложненных осыпями и обвалами условиях;
- серия «Тенгиз» – для бурения в условиях, осложненных нефтегазопроявлениями и поглощениями промывочной жидкости в породах с высокими коллекторскими свойствами.
- серия «Риф» – для отбора керна из отложений рыхлых, сыпучих, сильно трещиноватых, в том числе, рифогенных горных пород с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;
- серия «МАГ» – для отбора керна в интервалах залегания твердых консолидированных и абразивных горных пород, в том числе из пород кристаллического фундамента турбинным способом.

Для отбора керна используется специальный породоразрушающий инструмент – бурильные головки (ГОСТ 21210) и керноприемные устройства (ГОСТ 21949).

Бурголовка (рисунок 9), разрушая породу по периферии забоя, оставляет в центре скважины колонку породы (керна), поступающую при углублении

скважины в керноприемное устройство, состоящее из корпуса и керноприемной трубы (керноприемника).

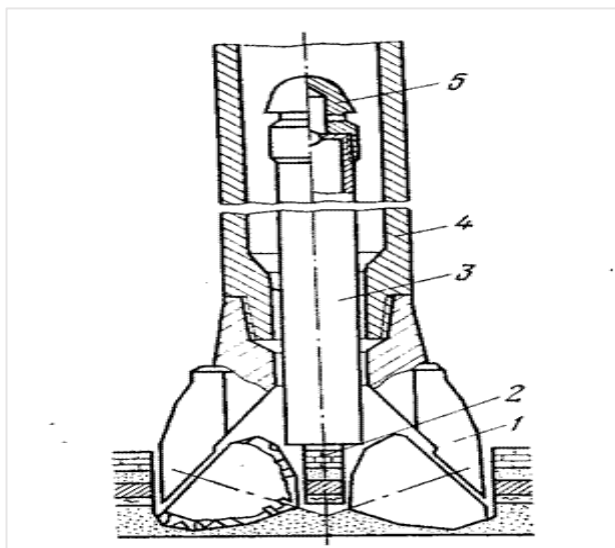


Рисунок 9 – Схема устройства буроголовки с керноприемником

Корпус для отбора керна служит для соединения буровой головки с бурильной колонной, позиционирования коронки и защиты ее от механических повреждений, а также для прохождения бурового раствора к каналам промывки буровой головки.

Керноуловитель предназначен для приема образцов керна, сохранения их во время бурения от механических повреждений и гидроэрозионного воздействия бурового раствора, а также удержания их на месте при подъеме на поверхность. Для выполнения этих функций в нижней части керноприемного ствола устанавливаются керноуловители и кернадержатели, а в верхней – клапан, который позволяет буровому раствору, вытесняемому из керноприемного ствола, проходить через него, когда он заполняется керном [1].

По способу установки керноприемника в корпусе ГОСТ 21949 «Устройства керноприемные» предусматривает изготовление керноприемных устройств как с несъемными, так и со съемными керноприемниками.

При бурении с несъемными керноприемниками необходимо поднимать всю бурильную колонну, чтобы поднять заполненный керном инструмент на поверхность.

При бурении со съёмным керноприемником бурильная колонна не поднимается; специальный керноприемник опускается в бурильную колонну с помощью троса, который используется для извлечения керноприемника из бурового устройства и подъема его на поверхность. С помощью того же керноуловителя пустой керноуловитель опускается и устанавливается в обсадную трубу [2].

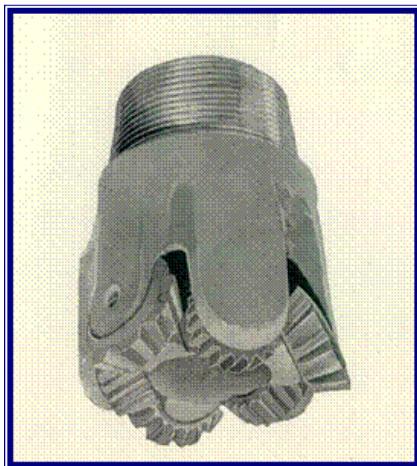


Рисунок 10 – Шарошечная бурголовка

В настоящее время разработан целый ряд керноприемных устройств с несъемными керноприемниками «Недра», «Кембрий», «Силур» предназначенных для различных условий отбора керна и имеющих аналогичную конструкцию.

Для керноприемных устройств изготавливают шарошечные (рисунок 10), алмазные (рисунок 11), лопастные и ИСМ бурголовки, предназначенные для бурения в породах различной твердости и абразивности.

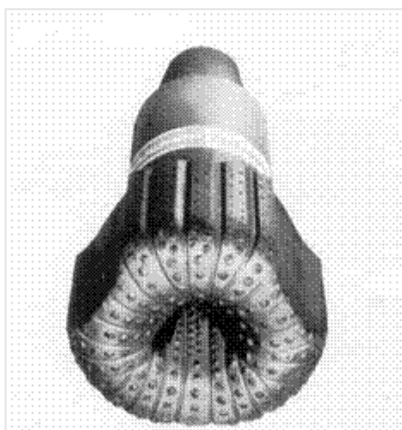


Рисунок 11 – алмазная бурголовка

ГОСТ 21210 предусмотрено выпускать шарошечные и лопастные бурильные головки диаметрами от 76,0 до 349,2 мм.

Идентификационный номер для керноприемных головок без съемного керноприемника (К) с наружным диаметром $D_n = 212,7$ и внутренним диаметром $D_n = 80$ мм для бурения мягких пород: К 212,7 / 80 М ГОСТ 21210-75.

Идентификационный номер коронки для керноотборного инструмента со съемным корончатым стволом (КС) с наружным диаметром $D_n = 187,3$ и внутренним диаметром $D_n = 40$ мм для бурения абразивных образований средней твердости: КС 187,3 / 40 СЗ ГОСТ 21210.

Бурильная колонна (далее DR) соединяет буровое долото (или забойный двигатель и буровое долото) с поверхностным оборудованием (шарнир).

Бурильная колонна предназначена для:

- передачи вращения ротора на сверло;
- улавливания реактивного момента от забойного двигателя.
- подачи бурового раствора на долото и в скважину;
- обеспечения нагрузки на бит;
- поднятия и опускания насадок;
- вспомогательных операций (рассверливание, фрезерование и промывка ствола скважины, испытание пласта, промывка и т.д.) [5].

БК состоит (рисунок 12) из свинченных друг с другом ведущей трубы 4, бурильных труб 8 и утяжеленных бурильных труб (УБТ) 12 и 13.

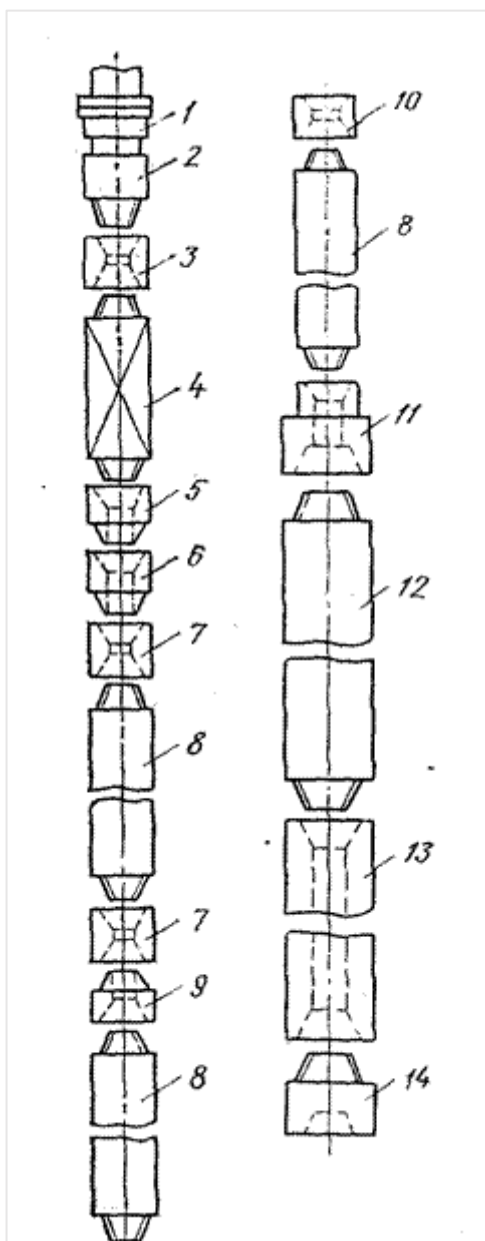


Рисунок 12 – Состав бурильной колонны

Верхняя часть бурильной колонны, представленная ведущей трубой 4, соединена с вертлюгом 1 через верхнюю муфту ведущей трубы 3 и муфту вертлюга 2. Ведущая труба соединена с первой бурильной трубой 8 через нижний соединитель ведущей трубы 5, предохранительный соединитель 6 и буровой хомут 7. Бурильные трубы 8 соединяются инструментальными соединениями, состоящими из бурильной муфты 7 и бурильного ниппеля 9 или бурильной муфты 10. УБТ 12 и 13 свинчиваются непосредственно между собой. Верхний

УБТ соединяется с бурильной трубой с помощью соединителя 11, а нижний УБТ прикручивается через соединитель 14 к буровой коронке (в случае вращательного бурения) или к забойному двигателю с буровой коронкой.

В дополнение к вышеперечисленным элементам буровая сборка может включать суппорты, выравниватели, стабилизаторы, расширители, промежуточные опоры для бурильной колонны, обратные клапаны, фильтры, шламоотводители, амортизаторы, подушки, ходовые кольца, инструменты для направленного бурения, керноуловители и другое специальное оборудование.

Бурение с отбором керна широко применяется во всем мире как при ведении геологоразведочных работ на минеральные полезные ископаемые, так и при инженерно-геологических изысканиях. Основной задачей при бурении с отбором керна является получение образца горной породы (керн), который впоследствии подвергается анализу для определения структуры горной породы, твердости, состава и других параметров.

Существуют различные колонковые трубы для извлечения керна из скважины, такие как: стандартные колонковые трубы (одинарные, двойные и тройные), а также двойные колонковые трубы со съемным керноприемником (ССК).

Для извлечения керна при бурении стандартными колонковыми трубами необходимо поднять всю колонну буровых труб из скважины, что занимает достаточно большое количество времени, особенно при бурении глубоких скважин. По этой причине стандартные колонковые трубы чаще всего используются при бурении неглубоких скважин, а также при ведении инженерно-геологических изысканий.

Сдвоенные колонковые стволы со съемной системой сбора керна (ССК) являются очень эффективным буровым инструментом, поскольку они позволяют извлекать керн на поверхность без необходимости подъема всей бурильной колонны. Для подъема керна через колонну бурильных труб на лебедку опускается специальный съемник, который зацепляет внутреннюю бурильную трубу вместе с керном и поднимает ее на поверхность с помощью троса. Этот

процесс занимает гораздо меньше времени, чем извлечение всей буровой штанги. По этой причине двойные колонковые стволы SSK наиболее часто используются при бурении глубоких разведочных скважин, так как они экономят значительное количество времени и повышают общую эффективность буровой операции.

Буровые долота – это инструменты для дробления породы, они используются для отбора керна. Существует большое разнообразие буровых коронок, различающихся по конструкции, режущему материалу и рациональной области применения. В этом разделе мы предлагаем вам наиболее часто используемые сверла: однослойные алмазные, с алмазной пропиткой и с твердосплавной пропиткой.

Алмазные буровые коронки являются наиболее распространенными в мире инструментами для резки горных пород при бурении отверстий. Режущая часть алмазной коронки представляет собой металлический слой, заполненный высококачественными синтетическими алмазами, которые разрушают породу при бурении отверстия. При изготовлении алмазных буровых коронок алмазы смешиваются со специальным металлическим порошком, называемым матрицей, а затем спекаются при высокой температуре для формирования твердого слоя металлической матрицы на режущей части коронки. Для достижения максимальной производительности алмазного долота алмазы всегда должны немного выступать из слоя металлической матрицы, чтобы непрерывно разрушать породу под давлением долота. По этой причине для достижения оптимальной производительности бурения и срока службы долота износ алмазной коронки и самих алмазов должен происходить одновременно.

Твердосплавные сверла не так универсальны, как алмазные, поскольку износостойкость твердого сплава намного ниже, чем у алмаза, и поэтому этот тип сверл имеет очень ограниченный диапазон применения. Твердосплавные долота лучше всего использовать для бурения мягких, несцементированных скальных пород. Еще одним преимуществом твердосплавных долот является их низкая

стоимость по сравнению с алмазными долотами, а также их способность прорезать породу при относительно низких оборотах и нагрузке на долото.

Долота PDC оснащены поликристаллическими алмазными вставками геометрической формы. Долота PDC предназначены для бурения в мягких и средне-твердых породах. В этих сверлах используются круглые фрезы PDC различного диаметра.

Зубья с треугольными резцами предназначены для бурения в средне-твердых и абразивных породах. Фрезы имеют форму правильного треугольника с размерами 4×4×4 или 6×6×6 мм.

Долота с двойным керном чаще всего используются в инженерных исследованиях, так как позволяют извлекать высококачественный керновый материал с неизменной структурой даже в очень мягких грунтах. Основное преимущество двухкерновых труб заключается в том, что внутренняя труба не вращается во время бурения и не разрушает керн под воздействием трения, вибрации и промывочной жидкости, оставляя его неповрежденным. Двухкерновые трубы изготавливаются различных размеров и типов в зависимости от свойств буримой породы и требуемого диаметра керна. Они легко сочетаются с российскими буровыми штангами и буровыми установками. Любая двухкерновая трубка может быть преобразована в трехкерновую путем добавления прозрачной пластиковой трубки, замены керноприемного ствола, керноприемного кольца и керноприемного долота.

Бурение тройным керном является очень эффективным способом получения качественных кернов, особенно в неустойчивых, липких, рыхлых и мягких породах. Трубка с тройным сердечником позволяет извлечь почти 100% сердечника. Третья трубка для извлечения керна изготовлена из прозрачного пластика и позволяет извлекать керн в его естественном, совершенно неизменном состоянии. Извлечение керна из внутренней трубки производится очень быстро с помощью пластикового керноуловителя, затем запечатывается пробками с обеих сторон и в таком состоянии доставляется в лабораторию.

Пластиковый керноприёмник может быть установлен в любую двойную колонковую трубу, путем замены корпуса кернорвателя, кернорвательного кольца и коронки. Диаметр керна при этом немного уменьшится, за счет толщины пластиковой трубы.

3.3 Методы и технические средства, использования при отборе керна

Выбор метода отбора керна зависит в основном от типа породы и ее физических, механических, структурных и текстурных характеристик.

Кроме того, достоверность информации для минералогических, петрографических, структурных, нефтехимических и других видов геологических исследований определяется условными характеристиками керна или целями конкретного геологического исследования. Иногда необходимо получить дополнительную информацию о структуре месторождения, рудной зоне или способе залегания пород. В этих случаях необходимо использовать соответствующие методы, такие как инструменты для отбора керна, способные брать суспензию породы или ориентированные образцы керна.

Колонковое бурение скважин является основным техническим средством разведки месторождений твердых полезных ископаемых. Колонковое бурение также широко применяется при инженерно-геологических и гидрогеологических исследованиях и на структурно картировочных изысканиях при поисках нефтяных и газовых месторождений. Кроме того, колонковое бурение применяется для различных инженерных целей – взамен проходки шурфов бурят скважины большого диаметра, а также шахтные стволы.

Колонковое бурение скважин имеет большое применение по следующим причинам:

- 1) извлекают из скважин цилиндрические столбики породы – керны, по которым составляют геологический разрез и опробуют полезное ископаемое;

2) бурят скважины под различными углами к горизонту, различными породоразрушающими инструментами в породах любой твердости и устойчивости;

3) бурят скважины малых диаметров на большую глубину, применяя относительно легкое оборудование [4].

Колонковое бурение скважин производится следующим образом. Перед началом бурения на месте заложения запроектированной скважины разравнивают площадку, выкапывают ямы под емкости для промывочной жидкости и под фундаменты и собирают буровую установку. При отсутствии электроэнергии станок и насос приводятся через соответствующие трансмиссии от двигателя внутреннего сгорания (ДВС).

После проверки и наладки буровой установки в должном направлении производится забуривание скважины, после чего устье скважины закрепляется направляющей трубой. Одновременно оборудуется система для очистки бурового раствора от разбуренной породы (шлама).

Если бурение скважин ведется по устойчивым породам, то для промывки скважины применяется вода. При бурении скважины в недостаточно устойчивых породах промывку ведут глинистым или другим раствором, укрепляющим малоустойчивые стенки скважины. При бурении в относительно безводных скважинах, а также в льдистых мерзлых породах с успехом может применяться продувка забоя сжатым воздухом или газом. При высокооборотном алмазном бурении скважин для промывки применяют слабые растворы эмульсий, способствующие снижению сил трения колонны бурильных труб о стенки скважины и уменьшающие вибрацию бурильной колонны, часто возникающую при высоких частотах вращения. После того как колонковая труба наполнится керном, приступают к подъему инструмента на поверхность [6].

При бурении в твердых и абразивных породах иногда приходится прекращать бурение скважин и приступать к подъему инструмента из-за значительного снижения скорости бурения вследствие затупления резцов коронки.

При бурении в трещиноватых породах часто производят подъем инструмента вследствие самозакаливания керн в колонковом снаряде и снижения скорости бурения.

Перед началом подъема керн должен быть крепко заклинен в нижней части колонкового снаряда и сорван. Если скважина пересекает неустойчивые породы, которые обваливаются или выпучиваются даже при применении специальных промывочных растворов, в нее опускают колонну обсадных труб, перекрывая неустойчивые породы, после чего продолжают бурение скважин породоразрушающим инструментом меньшего размера. Через 50-100 м углубления измеряют угол наклона и направление (азимут) скважины. После того как скважина пересечет полезное ископаемое и врежется в пустые породы лежащего бока, бурение прекращают, инструмент поднимают и разбирают. В скважине производят геофизические исследования, измеряют кривизну скважины, температуру, проверяют глубину скважины, после чего производят ликвидационное тампонирующее скважины.

В опорных скважинах проводится сплошной отбор керн во всех интервалах, поскольку результаты изучения всего разреза нового, еще неосвоенного района представляют интерес не только для нефтяников, газовиков, но и для других отраслей народного хозяйства [5].

Буровые головки ИСМ предназначены для отбора керн в породах с твердостью не выше шестой категории, но буровые головки Т могут использоваться и в очень абразивных породах. Они предназначены для отбора керн в условиях, где невозможно использовать конические буровые головки. После отбора керн отверстие расширяется до диаметра 244,5 мм с помощью развертки [7].

При нагружении долота осевой нагрузкой создается напряженное состояние, необходимое для разрушения породы, и энергия извлекается из вращающегося инструмента для обеспечения разрушения породы по всему забою.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В сложившейся социально-экономической ситуации задача повышения надежности и эффективности отечественного бурового оборудования становится все более актуальной. Именно по этой причине всесторонне рассматривается вопрос модернизации систем бурения и разведки нефтяных и газовых скважин.

Поэтому отбор керна является важнейшим способом узнать состав пород и провести геологическую разведку, чтобы определить состав пород для конкретной ситуации, где нам необходимо знать состав почвы.

Анализ современного состояния дел в этой области показал следующее. Известен инструмент для отбора керна, состоящий из корпуса с верхним переводником для соединения с колонной насосно-компрессорных труб и трубообразного кожуха с верхним и нижним узлами уплотнения, размещенного в корпусе и снабженного регулируемой подвеской, узлом сжатия и чашкой, установленной в коронке, а также содержащий керноприемник, выполненный в виде трубы, и нижний узел отделения керна скважины.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Введение

Нефтяной промысел – одна из важных отраслей промышленности. Нефть и ее производные применяются во всех областях жизни. При этом не имеет значения, где именно она добывается – в родной стране или экспортируется. Добыча нефти происходит благодаря бурению скважин – глубоких цилиндрических стволов, которые пробуривают в пластах горных пород. Нефтяная скважина имеет круглый разрез. Специфика заключается в том, что бурильщик не может проникнуть в нее, однако, помимо собственно скважины, имеется колодец с шахтой и доступом к ним.

Конструкция скважины выбирается на этапе проектирования и должна отвечать следующим требованиям:

- Конструкция должна предоставлять возможность свободного доступа к забою геофизических приборов и глубинного оборудования;
- Конструкция должна не допускать обрушения стенок ствола;
- Также она должна обеспечивать надежное разделение друг от друга всех проходимых пластов и не допускать перетекания флюидов из пласта в пласт;
- В случае необходимости, конструкция этой выработки должна давать возможность герметизировать её устье в случае возникновения такой необходимости.

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов проектирования и строительства разведочной газовой скважины.

Целью ВКР является выбор технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3320 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки;
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

4.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью подбора технологии строительства скважины является строительство надежной, эффективной, соответствующей требованиям заказчика конструкции в установленные сроки. Существуют различные методы строительства скважин.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование (рисунок 13). Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

		Способ проектирования и строительства скважин		
		Модель реализации проекта EPsC	Модель реализации проекта EP+Cm	Привлечение FEED подрядчика
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			



Рисунок 13 – Карта сегментирования рынка услуг по строительству скважин

По результатам сегментирования можем сказать, что модель EPsC (инжиниринг, услуги по закупкам, строительство) является наиболее популярным способом проектирования и строительства скважин.

Модель EP+Cm (инжиниринг, поставки и управление строительством) является эффективной при проектировании и строительстве скважин, но требует значительные компетенции от заказчика, а также постоянный надзор от стадии Проектирование до стадии Реализация.

Привлечение FEED-подрядчика (Front-End Engineering Design) является дорогостоящей мерой в строительстве, также круг компаний, которые могут выполнять такие работы достаточно ограничен.

4.2.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное

исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 24).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i, \quad (11)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 24 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{k1}	B_{k2}	K_{ϕ}	K_{k1}	K_{k2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Соответствие требованиям заказчика	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
2. Скорость реализации проекта	0,06	3	4	4	0,18	0,24	0,24
3. Надежность построенной скважины	0,25	5	3	4	1,25	0,75	1
4. Безопасность эксплуатации	0,3	5	3	3	1,5	0,9	0,9
Экономические критерии оценки эффективности							
5. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	2	0,32	0,32	0,16
6. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	5	0,06	0,08	0,1
7. Цена	0,05	2	3	4	0,1	0,15	0,2
8. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
9. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
10. Объем гарантийного обслуживания	0,06	4	4	2	0,24	0,24	0,21

Продолжение таблицы 24

11. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	4	0,15	0,2	0,2
12. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
Итого	1	48	44	45	4,69	3,61	3,83

Б_ф – Модель реализации проекта EPsC;

Б_{к1} – Модель реализации проекта EP+Cm;

Б_{к2} – Привлечение FEED подрядчика;

4.3 Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 25 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Соответствие требованиям заказчика	0,05	90	100	0,80	0,063
2. Скорость реализации проекта	0,06	85	100	0,60	0,034
3. Надежность построенной скважины	0,25	95	100	0,95	0,076
4. Безопасность эксплуатации	0,3	55	100	0,55	0,011

Продолжение таблицы 25

Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
5. Конкурентоспособность продукта	0,08	95	100	0,60	0,076
6. Уровень проникновения на рынок	0,03	75	100	0,50	0,023
7. Цена	0,04	80	100	0,80	0,032
8. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	95	100	0,70	0,048
9. Послепродажное обслуживание	0,05	85	100	0,85	0,043
10. Объем гарантийного обслуживания	0,04	90	100	0,90	0,036
11. Срок выхода на рынок	0,05	75	100	0,65	0,038

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \sum B_i \cdot B_i = 63,31, \quad (11)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение $P_{\text{ср}}$ позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Так как средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в диапазоне значений от 79 до 60, то перспективность технического решения выше среднего.

4.4 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В таблице 26 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде.

Таблица 26 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Найм высококвалифицированного персонала; С2. Выбор подрядчиком поставщиков материально-технических ресурсов и субподрядчиков, контроль работы всех привлекаемых организаций; С3. Относительно невысокая цена реализации проекта; С4. Гарантийные обязательства после сдачи объекта в эксплуатацию С5. Фиксированная стоимость выполнения услуг в согласованном техническом задании.	Слабые стороны технологического решения: Сл1. Снижение качества строительных объектов ухудшено за счет уменьшения расходов на материалы; Сл2. Увеличение срока строительства скважины; Сл3. Необходимость привлечения инспекционной компании для обеспечения и контроля качества в ходе строительства скважины.
--	---	--

Продолжение таблицы 26

Возможности: В1. Развивающийся рынок строительства нефтяных скважин; В2. Лучшее решение для увеличения срока эксплуатации скважин; В3. Снижение риска ГНВП; В4. Снижение аварийности в ходе эксплуатации скважины; В5. Дистанционное регулирование параметров.		
Угрозы: У1. Низкий спрос на услуги подрядных организаций; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 27, таблице 28, таблице 29, таблице 30.

Таблица 27 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	-	+	-
	B2	-	-	+	+	+
	B3	0	-	+	+	+
	B4	+	-	0	+	+
	B5	+	-	+	+	+

Таблица 28 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	+
	B3	+	-	+
	B4	+	+	+
	B5	-	-	-

Таблица 29 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	-	+	+	-	-
	У2	-	+	+	-	-
	У3	-	+	+	-	-

Таблица 30 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	-	+
	У2	-	-	+
	У3	-	+	+

В таблице 31 представлена итоговая матрица SWOT-анализа

Таблица 31 – Итоговый SWOT анализ

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Найм высококвалифицированного персонала; С2. Выбор подрядчиком поставщиков материально-технических ресурсов и субподрядчиков, контроль работы всех привлекаемых организаций; С3. Относительно невысокая цена реализации проекта; С4. Гарантийные обязательства после сдачи объекта в эксплуатацию С5. Фиксированная стоимость выполнения услуг в согласованном техническом задании.	Слабые стороны технологического решения: Сл1. Снижение качества строительных объектов ухудшено за счет уменьшения расходов на материалы; Сл2. Увеличение срока строительства скважины; Сл3. Необходимость привлечения инспекционной компании для обеспечения и контроля качества в ходе строительства скважины.
--	--	---

Продолжение таблицы 31

Возможности: В1. Развивающийся рынок строительства нефтяных скважин; В2. Лучшее решение для увеличения срока эксплуатации скважин; В3. Снижение риска ГНВП; В4. Снижение аварийности в ходе эксплуатации скважины; В5. Дистанционное регулирование параметров.	– Экономическая, техническая эффективность и повышенная безопасность; – Подрядчик отвечает за проект на всех этапах и нанимает субподрядчиков на некоторые виды работ.	– Отсутствие критических несоответствий в ходе проверки; – Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.
Угрозы: У1. Низкий спрос на услуги подрядных организаций; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.	– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.	– Вести постоянный мониторинг технических решений в строительстве скважин.

По итогам SWOT-анализа можно сделать следующие выводы:

– Технологическое решение имеет значительное количество сильных сторон. Найм высококвалифицированного персонала подрядной организацией, гарантийное обслуживание на стадии эксплуатации повышает технологические параметры эффективности эксплуатации.

– Также исследование имеет свои минусы, которые объясняются сложностью реализации проекта. При внедрении инноваций, которые влияют на надёжность построенной скважины, необходимо понимать целесообразность инвестирования в новое оборудование и технологии, в сравнении с убытками от возможных аварийных ситуаций, к примеру, существует риск газонефтеводопроявления в случае ошибок в проектировании.

4.5 Планирование научно-исследовательских работ

4.5.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Таблица 32 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Руководитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исполнитель
	6	Проведение расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

4.5.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется формула:

$$t_{ожи} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (11)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{ч_i}, \quad (12)$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, чел.

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (12)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (12)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;
 $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе T_{ki} и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 33).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

В 2021 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 118$ дней.

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 33 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{ож}$, человека дни			
Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	3	6	4,3	Руководитель, Исполнитель	2	3
Выбор алгоритма исследований	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение литературы по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Составление и утверждение тех. задания	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	110	Исполнитель	10	13
Проведение расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 33 строим план график, представленный в таблице 34.

Таблица 34 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Дек.			Янв.			Февраль			Март		
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Р, И	3												
2	Выбор алгоритма исследований	Р	3												
3	Подбор и изучение литературы по теме	И	16												
4	Составление и утверждение тех. задания	Р	8												
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	13												
6	Проведение расчетов и обоснование	И	9												
7	Оценка результатов исследования	Р, И	3												
8	Составление пояснительной записки	Р, И	8												

 - руководитель  - исполнитель

4.6 Бюджет научно-технической разработки

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

– материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);

- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.7 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_m = (1 + k_m) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (122)$$

где k_m – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 35 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы, Z^m , руб.	
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2
Картридж	шт.	1	1	500	600	500	600
Бумага	шт.	1	1	900	900	900	900
Итого:						1400	1500

4.8 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot И \cdot t}{12}$$

где $И$ – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, мес.

4.9 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 36). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 36 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	НА, %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	Бурильная колонна с утолщенными спиральными трубами	1	5	6	20	2 450 000	245 000
2	Бурильная колонна с протекторным утолщением	1	5	6	20	2 650 000	265 000
3	Принтер	1	5	6	20	15 000	1500
4	Компьютер	1	5	6	20	75 000	7500
Итого:						5 190 000	519 000

4.10 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (11)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (11)$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (k_p + k_{pr} + k_d) + Z_{tc}, \quad (11)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{pr} – премиальный коэффициент ($k_{pr} = 0,3$, т. е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т. е. 20% от Z_{tc});

k_p – районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 37 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Z_{tc} , руб.	k_{pr} , %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	76 000	30	20	30	136 800	5755	18	103 590
Исполнитель	28 000	30	20	30	50 400	2140	39	83 460
Итого, $Z_{осн}$:								187 050

4.11 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{доп}}, \quad (11)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,14.

Таблица 38 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,14	103 590	14 502,6
Исполнитель	0,14	83 460	11 684,4
Итого:		187 050	26 187

4.12 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (11)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{\text{внеб}} = 0,301$ (30.1%).

Таблица 39 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	103 590	14 502,6
Исполнитель	83 460	11 684,4

Продолжение таблицы 39

Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.1%
Итого:	64 184,34

4.13 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

$$\begin{aligned} З_{\text{накл1}} &= (1400 + 519000 + 187050 + 26187 + 64184,34) \cdot 0,16 \\ &= 127651,41 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} З_{\text{накл2}} &= (1500 + 519000 + 187050 + 26187 + 64184,34) \cdot 0,16 \\ &= 127667,41 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.14 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 40 – Расчет бюджета затрат НТИ

Статьи							
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Стоимость бюджета
519000	1400	187050	26187	64184,34	797821,34	127651,41	925472,75

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется НИ «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3320 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)» по форме, приведенной в таблице 41. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 41 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	1400	8500	9900	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	519 000	575 000	612 000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	187 050	187 050	187 050	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	26 187	26 187	26 187	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	64 184,34	64 184,34	64 184,34	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	127651,41	137 747,41	143 891,41	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НТИ	925 472,75	998 668,75	1 043 212,75	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

4.15 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (11)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{925\,472,75}{1\,043\,212,75} = 0,89$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{998\,668,75}{1\,043\,212,75} = 0,96$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{1\,043\,212,75}{1\,043\,212,75} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (11)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 42 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Соответствие требованиям заказчика	0,05	5	3	4
2. Скорость реализации проекта	0,06	3	4	4
3. Надежность построенной скважины	0,25	5	3	4
4. Безопасность эксплуатации	0,3	5	3	3
5. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	5
6. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	2
7. Цена	0,05	2	3	5
8. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4
9. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4
10. Объем гарантийного обслуживания	0,06	4	4	4
11. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	2
12. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	4
Итого	1	48	44	45

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 4,69$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,61$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,83$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,69}{0,89} = 5,27;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,61}{0,96} = 3,76;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}} = \frac{3,83}{1} = 3,83;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}}$$

Таблица 43 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,89	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,69	3,61	3,83
3	Интегральный показатель эффективности	5,27	3,76	3,83
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,4	1	1,02

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в

бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

4.16 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими;

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 63 дня; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 39 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 18 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 925 472,75 руб.

Результат оценки эффективности ИР показывает, что значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,89, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами. Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,69, по сравнению с 3,61 и 3,83. Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,27 по сравнению с 3,76 и 3,83, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом.

5 Социальная ответственность

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В данной работе рассматриваются основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [14]. Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях.

Таблица 44 – Условия приостановки работы.

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

Недостаточная освещенность

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [42].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Нормы освещенности

Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100
Превенторная установка	75
Путь движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Вывод: для освещения использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [17]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Таблица 46 – Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБА	91	83	77	73	70	68	66

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Превышение уровней вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования» [14]. Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [15]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [43]. Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ (мг/м^3) < ПДК ($\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг/м}^3$).

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Таблица 48 – Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м ³
1	2	3	4
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	–	0,7
Альдегид масляный	–	–	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	–	–	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на C	–	–	300
Формальдегид	CH ₂ O	–	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной, характеризующей опасность подвижных частей, является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Поражение электрическим током

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [25]. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

Пожаровзрывобезопасность

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

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона,

расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);
- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;

- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

Таблица 49 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м³					Водоотведение (сброс сточных вод), м³	Безвозвратные потери, м³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно используемая вода	Хозяйственно-бытовая вода	Санитарно-питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	–	–	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	–	–	–	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	–	–	–	108,00	–
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	–	–	–	1256,2

Продолжение таблицы 49

Хозяйственно-питьевые нужды	122,18	122,18	–	61,7	60,48	122,18	–
Итого на	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

скважину							
----------	--	--	--	--	--	--	--

5.5 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе – отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

5.6 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

5.7 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования,

подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительно-монтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

5.8 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементируочный агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

5.9 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность – 2 т/час, расход нефти – 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента, глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

5.10 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г, законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г, законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников, загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;

- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

5.11 Охрана животного мира

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

5.12 Охрана недр при строительстве скважин

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо-содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [40];
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р-402.

5.13 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

- 1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;
- 2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении работы были изучены данные о месторождении, разработаны профиль и конструкция скважины, рассчитаны и обоснованы технологические процессы бурения и заканчивания, гидравлическая программа промывки, а также выбраны буровая установка, породоразрушающий инструмент, применяемое оборудование. В разделах «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент» рассмотрены сопутствующие процессу непосредственного бурения скважин вопросы: экологическая и производственная безопасность, сметная стоимость бурения и крепления скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самохвалов, М.А. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М. А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Томский политехнический университет, 2016. – 92 с.

2. Епихин, А.В. 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») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Томский политехнический университет, 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. Кренни, Э.Б. DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Приминение Циркуляционного Переводника PVL При Бурении» / А. С. Хуббитдинов – Краснодар.: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.

5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV» / ПАО «Оренбургнефть», 2015 г. – 139 с.

6. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые / разработан Государственным комитетом СССР по труду и социальным вопросам. – Текст: непосредственный.

7. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения / разработан Министерством нефтяной промышленности СССР – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 183 с.

8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин / разработан Постановлением Госкомтруда СССР. – Текст: непосредственный.

9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин / разработан Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства. – Текст: непосредственный.

10. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

11. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях / разработан Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. – Текст: непосредственный.

12. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

13. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование / разработан Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства. – Текст: непосредственный.

14. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования / разработан Государственным комитетом Российской Федерации по стандартизации и метрологии. – Текст: непосредственный.

15. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

16. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования / разработан Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. – Текст: непосредственный.

17. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

18. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования / разработан Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Текст: непосредственный.

19. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017) / разработан Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Текст: непосредственный.

20. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции / разработан Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

21. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин / разработан ГосГорТехнадзор России. – Текст: непосредственный.

22. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР – Текст: непосредственный.

23. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты / разработан Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии – Текст: непосредственный.

24. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ). – Текст: непосредственный.

25. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». – Текст: непосредственный.

26. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений / разработан Госстроем России. – Текст: непосредственный.

27. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации» / разработано Правительство Российской Федерации – Текст: непосредственный.

28. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

29. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. – Текст: непосредственный.

30. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель» / разработано Правительством Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

31. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин. – Текст: непосредственный.

32. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. – Текст: непосредственный.

33. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин». – Текст: непосредственный.

34. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – Текст: непосредственный.

35. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). – Текст: непосредственный.

36. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях». – Текст: непосредственный.

37. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. – Текст: непосредственный.

38. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. – Текст: непосредственный.

39. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – Текст: непосредственный.

40. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Текст: непосредственный.

41. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». – Текст: непосредственный.

Приложение 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q	-	-	1,30
50	100	абросимовская свита	N1	-	-	1,25
100	150	туртасская свита	P33	-	-	1,25
150	220	новомихайловская свита	P33	-	-	1,25
220	290	атлымская свита	P32	-	-	1,25
290	470	тавдинская свита	P31 –	-	-	1,25
470	690	люлинворская свита	P22 –	-	-	1,25
690	815	талицкая свита	P1	-	-	1,25
815	870	ганькинская свита	K2	-	30	1,25
870	1080	березовская свита	K2	-	30	1,15
1080	1115	кузнецовская свита	K2	-	30	1,15
1115	1350	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2	-	40	1,15
1350	1650	ханты-мансийская свита	K1	-	40	1,15
1650	1940	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1	-	50	1,15
1940	2005	алымская свита (кровля - отражающий горизонт М)	K1	-	50	1,15
2005	2220	черкашинская свита	K1	1	00	1,15
2220	2915	ахская свита	K1	1	00	1,15
2915	2940	баженовская свита (кровля - отражающий горизонт Б)	J3	1	20	1,15
2940	2965	абалакская свита	J3	1	20	1,15
2965	3275	тюменская свита	J2 – J1	1	40	1,15
3275	3290	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	K.B.-Pz	2	00	1,15

Приложение 2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность , кг/м3	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	Пески Супеси Суглинки	1900 2100 2000	35 25 10	0,6 0,2 -	7 30 60	1-2 - -	-	1,1 – 4,5	I – II	М
N1	50	100	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	- 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P33	100	150	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	- 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P33	150	220	Глины Пески	2100 1900	5 35	0,001 0,6	90 7	1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P32	220	290	Пески Глины	1900 2100	40 5	0,6 0,001	7 95	1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P31 – P23	290	470	Глины Алевриты	2200 1800	5 10	0,001 0,05	95 13	1-2 1-2	-	1,6 – 4,3	II - IV	М, МС
P22 – P21	470	690	Глины	2200	5	0,001	95	1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P1	690	815	Глины Опоки Песчаники Алевриты	2200 1500 2100 1800	5 4 31 10	0,001 0,001 0,6 0,05	90 50 7 13	1-2 - 1-2 1-2	-	1,1 – 6	I – VII	МС
K2	815	870	Глины Алевриты Мергели	2200 1800 2000	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 7	1-2 1-2 10	-	1,1 – 4,5	II – VI	МС

Продолжение приложения 2

K2	870	1080	Глины Опоки	2200 1500	5 4	0,001 0,001	95 50	1-2 -	-	1,1 – 6	II	MC
K2	1080	1115	Глины Песчаники Алевролит ы	2200 1900 1800	5 25 10	0,001 0,25 0,05	90 5-10 13	1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	MC
K2	1115	1350	Глины Песчаники Алевролит ы Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	MC
K1	1350	1650	Глины Песчаники Алевролит ы Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	MC
K1	1650	1940	Глины Песчаники Алевролит ы Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	MC
K1	1940	2005	Глины Алевролит ы Известняк и	2200 1900 2200	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 5-7	1-2 1-2 10	-	1,1 – 4,5	II – VI	MC

Окончание приложения 2

K1	2005	2220	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2200 1900 1900 2300	5 25 10 10	0,001 0,25 0,05 0,002	90 5-10 13 80	1-2 1-2 3-5 1-3	-	1,8 – 4,2	II – VIII	C
K1	2220	2915	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Глины	1900 2300 1900 2200	22 8 10 3	0,23 0,002 0,05 0,001	5-10 80 13 90	1-2 1-3 3-5 1-2	-	1,8 – 4,2	III – VIII	C
J3	2915	2940	Аргиллиты	2300	8	0,002	100	1-3	-	1,8 – 4,2	I – III	C
J3	2940	2965	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	2300 2200 2200	8 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	100 5-7 13	1-3 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	III – VIII	C
J2 – J1	2965	3275	Глины Песчаники Алевролиты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	III – VIII	C
K.B.-Pz	3275	3290	Базальты Туфы	2500	13	0,04	5-7	10	-	1,0 – 1,9	V – VI	T
Примечание - Категория твердости и абразивности пород принята в соответствии со «Справочником по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений», М., Недра, 1984 г.												

Приложение 3 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	150	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	3
150	220	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	7
220	290	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	11
290	470	0,0100	0,0175	0,0100	0,0220	15
470	690	0,0100	0,0175	0,0100	0,0226	17
690	815	0,0100	0,0176	0,0100	0,0226	19
815	870	0,0100	0,0176	0,0100	0,0228	23
870	1080	0,0100	0,0178	0,0100	0,0228	26
1080	1115	0,0100	0,0178	0,0100	0,0230	29
1115	1350	0,0100	0,0178	0,0100	0,0232	41
1350	1650	0,0100	0,0178	0,0100	0,0232	50
1650	1940	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	57
1940	2005	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	61
2005	2220	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	69
2220	2915	0,0125	0,0183	0,0105	0,0237	85
2915	2940	0,0125	0,0183	0,0133	0,0238	87
2940	2965	0,0125	0,0183	0,0125	0,0239	89
2965	3275	0,0125	0,0183	0,0125	0,0241	98
3275	3290	0,0125	0,0183	0,0125	0,0244	100

Приложение 4 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Температура на устье, оС	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
БС70	2506	2525	нефть	762	0,98	до 160		до 50	30-35	98	25,4	1,05
БС72	2734	2756	нефть	762	0,98	до 44		до 50	30-35	98	25,8	1,05
Ач2	2810	2830	нефть	780	0,98	до 9		до 50	30-35	98	28,1	1,05
ЮС0	2915	2940	нефть	749	0,85	-		до 50	30-35	78	38,0	1,33
ЮС2-3	2965	3030	нефть	749	0,83	до 8		до 50	30-35	78	38,4	1,31
ЮС4-5	3030	3116	нефть	742	0,81	до 4,5		до 50	30-35	75	39,1	1,31
ЮС6	3116	3275	нефть	742	0,81	до 2,5		до 50	30-35	75	40,2	1,31
Pz	3275	3290	нефть	742	0,81	до 300		до 200	30-35	75	43,6	1,31

Приложение 5 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичный водоносный комплекс							
0	40	поровый	1000	до 150	Хлоридно-натриевый	0,04-0,5	да
Атлым-новомихайловский водоносный комплекс							
150	280	поровый	1000	до 380	Хлоридно-натриевый	0,13-0,64	да
Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс							
1070	1870	поровый	1010	до 3500	Хлоридно-натриевый	12,6-16,1	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2180	2350	поровый	1010	до 200	Гидрокарбонатно-натриевый	12,5-18,8	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2570	2700	поровый	1010	до 300	Гидрокарбонатно-натриевый	12,5-18,8	нет
Юрский водоносный комплекс							
3300	3330	поровый	1010	до 50	Хлоридно-кальциевый, гидрокарбонатно-натриевый	16,5-26,0	нет

Приложение 6 – Осложнения

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнения
от (верх)	до (низ)		
0	50	Обвалы и оползни стенок скважины, разрушение устья Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои Превышение скорости спуска инструмента
50	850	Осыпи и обвалы стенок скважины Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование Поглощение бурового раствора Водопроявления	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои Неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, длительное оставление бурильного инструмента без движения, отклонение параметров бурового раствора от проектных Превышение скорости спуска инструмента Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины
850	2915	Обвалы стенок скважины, кавернообразование Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины сальникообразования Поглощение бурового раствора Газонефтеводопроявления ($R_{пл.} > R_{гидрост.}$ на 5 %)	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои Неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, длительное оставление бурильного инструмента без движения, отклонение параметров бурового раствора от проектных Превышение скорости спуска инструмента Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины
2915	3290	Газонефтеводопроявления ($R_{пл.} > R_{гидрост.}$ на 25-33 %). Разжижение раствора. Поглощение бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений, бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (P_z).	Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины Превышение скорости спуска инструмента. Отсутствие в растворе колюматизирующих добавок.

Приложение 7 – КНБК для бурения секции под направления (0-60 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса,	Длина, м	Назначение
	от	до		кг		
1	0	60	490 С-ЦВ Уралмаш	250	0,65	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник Н-171/161	61	0,538	
			УБТС2-203	2568	12	
			Переводник П-161/162	90	0,53	
			ПК-127х9,19 Е	1445	46	
Σ				4413,92404	60	

Приложение 8 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-900 м)

2	60	900	TD-393,7 SVD 619-T1. 3 Технодрилл	35	0,3	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник П-152/152	93	0,517	
			К 393,7 МС	114	0,9	
			Переводник М-152/171	60	0,517	
			Д-240РС	2547	10,1	
			Переливной клапан ПК- 240РС	105	0,48	
			Обратный клапан КОБ- 240РС	43	0,375	
			Переводник П-163/152	87	0,521	
			К 390 МС	114	0,9	
			Переводник П-163/161	87	0,521	
			УБТС2-203	2676	12	
			Переводник П-161/147	60	0,517	
			УБТС2-178	4992	32	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	26219,34	840	
Σ			34298,3365	900		

**Приложение 9 – КНБК для бурения секции под техническую колонну
(900-1780м)**

3	900	1780	TD-295,3 SVD 619-T1. 3 Технодрилл	24	0,4	Бурение вертикального участка под ТК, проработка ствола перед спуском ТК
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			К 295,3 С	58	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			МВР-210Т Т210.5/6.50	1669	5	
			Переливной клапан ПК- 172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС2-178	7800	50	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	53713	1720	
Σ				63626	1780	

**Приложение 10 – КНБК для бурения секции под
эксплуатационную колонну (1780-3320)**

4	1780	3320	У8-215,9 ST-СТ	20	0,2	Бурение ЭК
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			К 215,9 С	58	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			МВР2-176Т М Т176.5/6.50	1050	3	
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС2-178	9984	64	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	103337	3310	
Σ			115011	3386,807		

Приложение 11 – КНБК для отбора керна (3265-3300 м)

5	3265	3300	DBS У12- 215,9/101,6 SCD 3 T	20	0,2	Интервал отбора керна
			КС-164х100	850	12	
			Переводник- П102х86	31	0,35	
			УБТ-УБТС- 178-8	4064	64	
			Переводник П-147/162	60	0,5	
			ПК-127х9,19 Е	103035,366	3300,3	
Σ				108060,366	3377,35	

Приложение 12 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	490	-	1,30	14,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =8,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 0
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =68,5
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	900	840	393,7	406	1,25	135,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =2,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =81,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 29,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =268,6
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =377,2
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					
900	1780	880	295,3	303,9	1,15	134,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =46,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =5,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =81,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =326
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =322,5
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					
1780	3320	1450	220,7	224,5	1,15	135,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =-0,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =37,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =9,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =109,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =323,4
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =296,2

Приложение 13 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Тех. Колонна		Экс. Колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	67,62	2,7	377,2	15,09	322,51	12,9	296,21	11,85	1063,54	43
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	4733,26	4,73	4149,22	4,15	3870,13	3,87	10367,46	10,37	23120,07	24
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	67,62	2,70	377,2	15,09	322,51	12,9	296,21	11,85	1063,54	43
PAC HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25		0	150,88	6,04	129	5,16	592,43	23,7	872,31	35
Reolub	Смазывающая добавка	172		0	1886,01	10,97	1612,55	9,38	1184,85	6,89	4683,41	28
PAC LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25		0	45,26	1,81	38,7	1,55	35,55	1,42	119,51	5
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	18992,37	18,99	105947,27	105,95	76376,85	76,38	296,21	0,3	201612,7	202
ПАА	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25		0		0	2369,7	94,79	2369,7	94,79	4739,41	190
Пента 465	Пеноситель	204		0		0		0	59,24	0,29	59,24	1
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25		0		0		0	14810,65	592,43	14810,65	593

Приложение 14 – 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, лс/дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	60	Бурение	0,193	0,024	Периферийная	1	20,6	134,8	2,76
Под кондуктор									
60	900	Бурение	0,396	0,045	Периферийная	6	12	81,4	1,85
Под техническую колонну									
900	1780	Бурение	0,834	0,08	Периферийная	5	12	97,6	4,77
Под эксплуатационную колонну									
1780	3320	Бурение	1,092	0.088	Периферийная	7	8	91,3	5,46
Отбор керна									
3265	3300	Отбор керна	0,939	0.071	Периферийная	8	7	48,7	0,72

Приложение 15 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД, %	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБТ-750	2	85	180	155,7	85	83	22,47	44,94
60	900	Бурение	УНБТ-750	2	85	160	197,1	85	129	27,62	55,23
900	1780	Бурение	УНБТ-750	2	85	130	293,4	85	199	27,57	55,13
1780	3320	Бурение	УНБТ-750	2	85	130	293,4	85	116	16,07	32,14
3265	3300	Отбор керна	УНБТ-750	1	100	130	81,3	100	92	14,99	14,99

Приложение 16 – 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	60	Бурение	144,5	132,1	0	2,3	0,1	10
60	900	Бурение	172,7	46,6	62,9	51,8	1,4	10
900	1780	Бурение	255,8	67,5	63,3	110,1	4,9	10
1780	3320	Бурение	278,7	71	89,9	79,3	28,5	10
3265	3300	Отбор керна	81,3	20,2	0	32,3	25,5	3,4

Приложение 17 – 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, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3320	3320	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3310	3310	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	1750	44	123
		1750	1810	6	
		1810	2506	18	
		2506	2525	2	
		2525	2734	6	
		2734	2756	2	
		2756	2810	1	
		2810	2830	2	
		2830	2915	2	
		2915	2940	3	
		2940	2965	1	
		2965	3295	33	
		3295	3315	1	
		3315	3320	2	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	2506	2525	2	43
		2734	2756	2	
		2810	2830	2	
		2915	2940	4	
		2965	3290	33	
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3310	3310	1	1
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3310	3310	1	1
Тех. Колонна 245мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1780	1780	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1770	1770	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	870	22	52
		870	930	6	
		930	1775	22	
		1775	1780	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)				

Продолжение приложения 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
	ЦППЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	100	10	22
		100	895	20	
		895	900	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
Направ- ление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦППЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	9
		20	55	5	
		55	60	2	
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1