

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 3030 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3030)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Кусайкин Михаил Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А.

 (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
3-2Б6Б	Кусайкин Михаил Юрьевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3030 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p style="text-align: center;">Исходные данные к работе</p> <p style="font-size: small;">(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p style="text-align: center;">Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 350$ м³/сутки.</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1 Горно-геологические условия бурения скважины</p> <p>1.1 Геологическая характеристика разреза скважины</p> <p>1.2 Зоны возможных осложнений</p> <p>1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)</p> <p>2 Технологическая часть проект</p> <p>2.1 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины</p> <p>2.1.2 Построение графика совмещенных давлений</p> <p>2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.1.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.2 Проектирование процессов углубления скважины</p> <p>2.2.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото</p> <p>2.2.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны</p> <p>2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</p> <p>2.3.4 Проектирование процессов</p>
---	---

	испытания и освоения скважины 2.4 Выбор буровой установки 3 Муфты для проведения МГРП
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технический наряд

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Муфты для проведения МГРП	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3- 2Б6Б	Кусайкин Михаил Юрьевич		

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

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	40
14.05.2021	3. Муфты для проведения МГРП	15
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	10

Составил руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		

СОГЛАСОВАНО:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Кусайкину Михаилу Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Литературные источники. Методические указания по разработке раздела. Сборник сметных норм на бурение скважин. Налоговый кодекс РФ
Нормы и нормативы расходования ресурсов	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
Планирование и формирование бюджета строительства скважины	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины	Общий расчет сметной стоимости строительства скважины; Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Кусайкин Михаил Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Кусайкину Михаилу Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Кусайкин Михаил Юрьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 21 рисунок, 21 таблицы, 46 источников литературы и 7 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3030 метров на газовом месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3030 метров на газовом месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Проблемы выноса шлама в наклонных и горизонтальных скважинах.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Сокращения

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

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементиловочный;

ГЦУ – головка цементиловочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементиловочная.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	16
2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	16
2.1.1 Построение совмещенного графика давлений.....	16
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	16
2.1.3 Выбор интервалов цементирования	18
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....	19
2.2.1 Выбор способа бурения.....	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	19
2.2.3.Выбор типа калибратора	21
2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения	22
2.2.5 Проектирование режимов бурения	22
2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	22
2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота	23
2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	26
2.2.8 Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины	27
2.2.9 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате	27
2.2.10 Выбор буровой установки.....	27
2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости	28
2.2.12 Потребность в химических реагентах для бурения скважины.....	30

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	30
2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений	30
2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений	32
2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине	34
2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины.....	36
2.3.4.1 Обоснование способа цементирования.....	36
2.3.4.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	36
2.3.4.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	37
2.3.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	37
2.3.5 Проектирование процессов испытания скважин	38
2.3.5.1 Выбор жидкости глушения	39
2.3.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	39
2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя	40
2.3.5.4 Выбор типа фонтанной арматуры	41
3. ПРОБЛЕМЫ ВЫНОСА ШЛАМА В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ.....	42
3.1 Особенности очистки горизонтальных стволов скважин.....	42
3.2 Промывка горизонтальных стволов скважин	46
3.3 Моделирование выноса шлама в процессе бурения наклонно – направленной скважины.....	51
3.4 Влияние различных факторов на вынос шлама	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «РН-Бурение».....	66
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	66
4.1.2 Организационная структура управления предприятием.....	66

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	68
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	68
4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ	70
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	71
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	72
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	75
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	75
5.2 Производственная безопасность.....	76
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	76
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего).....	79
5.3 Экологическая безопасность.....	80
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
Список использованной литературы.....	85
Приложение А	89
Приложение Б.....	91
Приложение В.....	95
Приложение Г	98
Приложение Д.....	103
Приложение Е.....	105
Приложение Ж.....	114

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3030 м на газовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

При проектировании разведочных скважин зачастую приходится сталкиваться с недостатком информации о разрезе. Таким образом, последующее бурение данной скважины сопряжено с повышенным риском. Для того, чтобы сократить вероятность аварий и осложнений, в процессе проектирования закладываются превентивные мероприятия, способствующие предотвращению осложнений.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие с прослойками средних на верхних интервалах и средней твердости на более глубоких.

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

1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Геологическая характеристика разреза скважины представлена в приложении А.

Конструкция скважины представлена на рисунке 1.1.

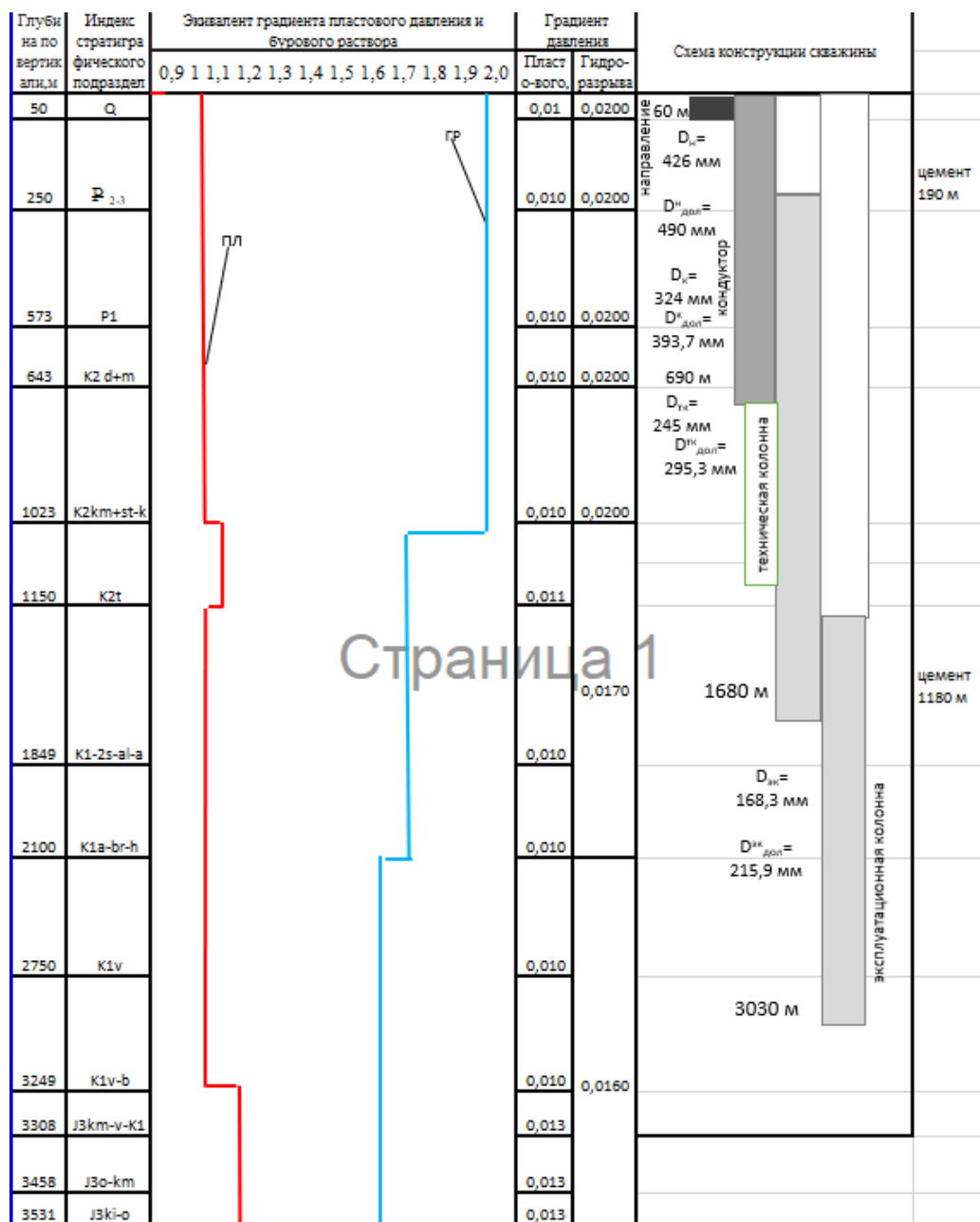


Рисунок 1.1 – Конструкция скважины и график совмещенных давлений

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

2.1.1 Построение совмещенного графика давлений

График совмещенных давлений построен и указан на рисунке 1.1.

2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

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

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. Кондуктор спускается для перекрытия осложненных интервалов. Обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей среды. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Исходя из разреза скважины (таблица 2.1), было принято решение спускать кондуктор на 690 м.

Для бурения под эксплуатационную колонну и вскрытия продуктивных пластов необходимо спроектировать промежуточную колонну, так как исходя из расчетов (таблица 2.2) минимальная глубина спуска предыдущей колонны 1680м.

Таблица 2.1 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	50	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси
P ₂₋₃	50	250	Алевритистые глины с прослоями алевролитов и глауконитовых песков
P ₁	250	573	Верхн. часть – пески мелкозерн. слабо каолиниз., с прослоями глин и алевролитов. Нижн. часть – глины темно-серые алевритистые, слюдястые, иногда опоковидные, с прослоями алевритов и песков
K _{2d+m}	573	643	Серые, зеленовато-серые и желтовато-серые пески и алевриты с прослоями глин алевритовых
K _{2km+st-k}	643	1023	Верх – ритмичное переслаивание глинистых алевролитов, алевритистых глин. Низ – серые и темно-серые глины с прослоями шлинистых алевролитов, реже песков

Таблица 2.2 – Расчет глубины спуска технической колонны

МЯ ПЛАСТА	ПК16 ²	ПК1 _г	БТ1	БТ12 ⁰	БТ ₁₂ ¹⁻¹	Комментарий
p	1771	1907	2351	2882	2968	Глубина кровли продуктивного пласта, м
u _n	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м или атм/м
p _n	0,16773	0,16773	0,16773	0,16773	0,16773	Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м или атм/м
γ	0,568	0,568	0,622	0,656	0,706	Относительная плотность газа по воздуху
Расчетные значения						
u _n	171,2557	184,4069	227,3417	278,6894	287,0056	Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм
p	177,7938	191,2122	231,4674	278,4318	281,7864	Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм
i	1,04	1,04	1,06	1,08	1,10	Значение параметра e ⁱ (считается автоматически)
u _n /e _s	164,48	176,54	214,01	257,21	262,04	Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм
L _{конд min}	1060	1140	1380	1660	1680	Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (выбирается путем подбора значений таким образом, чтобы требуемый запас составлял 1,08-1,1)
требуемый запас	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	Минимальный запас должен быть в пределах 1,08-1,1
принимаемая глубина	1680					Окончательная глубина спуска предыдущей колонны, м

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3030 м.

2.1.3 Выбор интервалов цементирования

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 690 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1490 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1850 м.

2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Диаметр долота равен 215,9 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Диаметр долота под технической колонну равен 295,3 мм.

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

Диаметр колонны 426 мм, диаметр долота равен 490 мм.

2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 18,423702 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: ОКО1-21-169x245 К1 ХЛ. Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	690	ВЗД
690	1680	ВЗД
1680	3030	ВЗД
2351	2390	Роторный
2882	2909	Роторный

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.4.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал

сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Таблица 2.4 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-60	60-690	690-1680	1680-3030	2351-2390	2882-2909
Шифр долота		490,0 GRD213	393,7 FD519SM	295,3 FD516SM	215,9 FD616MH	215,9/100 CB813MH	215,9/100 CB813MH
Тип долота		Шаро- шечное	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М	М+С	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117	3 171	3 171
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	6 5/8	6 5/8
Длина, м		0,5	0,45	0,4	0,35	0,2	0,2
Масса, кг		290	146,5	90	45	23	23
G, тс	Рек.	10–25	5–12	2–10	2–10	2–5	2–5
	Макс.	30	15	12	12	6	6
n, об/мин	Рек.	40–600	80–400	80–400	60–400	60–120	60–120
	Макс.	600	400	400	400	120	120

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC марки М+С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними по твердости горными породами.

2.2.3.Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

- Для бурения интервала под направление 0-60 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

- Для бурения интервала под кондуктор 60-690 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

- Для бурения интервала под техническую колонну 690-1680 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

- Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1680-3030 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

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

Интервал	0-60	60-690	690-1680	1680-3030
Шифр калибратора	КЛС 490 МС	КЛС 390 М	К 295 С	У4-КП 215,9 СТ

Продолжение таблицы 2.5

Тип калибратора		С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	390	295	215,9
Тип горных пород		М	М	М+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171	H152/M152	H117/M117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,07	0,85	0,67	0,4
Масса, кг		450	261	158	58

2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2351-2390 2882-2909	СК1-172/100РС	2-5	20-40	15-20

2.2.5 Проектирование режимов бурения

2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;

- расчет из условия допустимой нагрузки на долото. Результаты расчетов приведены в таблице 2.7.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

Таблица 2.7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-690	690-1680	1680-3030	2351-2390	2882-2909
Исходные данные						
D _д , см	49	39,37	29,53	21,59	21,59	21,59
G _{пред} , Т	30	15	12	12	6	6
Результаты проектирования						
G _{доп} , Т	24	12	9,6	9,6	4,8	4,8
G _{проект} , Т	5	6	10	10	4	4

2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-60	60-690	690-1680	1680-3030	2351-2390	2882-2909	
Исходные данные							
V _л , м/с	3	2	1,9	1,8	1	1	
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9
Результаты проектирования							
n ₁ , об/мин	117	97	123	159	88	88	
n _{стат} , об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200	20-40	20-40	
n _{проект} , об/мин	60	130	130	170	40	40	

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-60	60-690	690-1680	1680-3030	2351-2390	2882-2909
Исходные данные						
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159
K	0,6	0,5	0,45	0,3	0,3	0,3
K_k	1,3	1,20	1,15	1,13	1,15	1,05
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,13	0,11	0,1	0,1
V_m , м/ч	40	35	32	29	5	5
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0238	0,0127	0,0119	0,0064	0,0064	0,0064
n	3	5	5	8	8	8
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,088	1,088	1,1	1,1	1,1	1,1
ρ_n , г/см ³	1,92	1,94	2	2,2	2,23	2,31
Результаты проектирования						
Q_1 , л/с	113	61	31	11	11	11
Q_2 , л/с	113	66	35	19	5	5
Q_3 , л/с	88	55	42	24	24	24
Q_4 , л/с	42	37	35	30	30	30
Области допустимого расхода бурового раствора						
ΔQ , л/с	42-113	37-66	31-42	11-30	5-30	5-30
Запроектированные значения расхода бурового раствора						
$Q_{проект}$, л/с	45	70	50	32	20	20

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 50 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

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

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.10.

Для интервалов бурения 60-690 и 690-1680 метров (интервалы бурения под кондуктор и техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель МВР3-176Т, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-690	690-1680	1680-3030	2351-2390	2882-2909
Исходные данные							
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9
G _{ос} , кН		49	59	98	98	39	39
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования							
D _{зд} , мм		-	315	236	173	-	-
M _р , Н*м		-	3066	3771	2797	-	-
M _о , Н*м		-	197	148	108	-	-
M _{уд} , Н*м/кН		-	49	37	27	-	-

Таблица 2.11 – 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
МВР-240Т	60-690	240	9,49	2295	30-75	86-245	10,59	106-288
МВР-240Т	690-1680	240	9,49	2295	30-75	86-245	10,59	106-288
МВРЗ-176Т	1680-3030	178	8,540	1380	19-38	20-170	12,34	34-243

2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой. Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

2.2.8 Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины

Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины представлены в приложении В.

2.2.9 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение $Q_{ТК}$ для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$. Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в приложении Б.

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

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

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

2.2.10 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	104,22	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 101,22$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	80	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 80$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	135,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/135,5 = 1,48 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Интервал бурения под направление 0–60 метров

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. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

Для бурения данного интервала будем применять бентонитовый буровой раствор на водной основе. Плотность 1,088 г/см³, условная вязкость 90-100 сек.

Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. В процессе бурения, разбуриваемые 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. В качестве утяжелителя применяется барит.

Интервалы бурения под кондуктор 60–690 метров и техническую колонну 690–1680 метров

Породы, слагающие интервал под кондуктор и техническую колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну 1680–3030 метров

В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора.

Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения

Описание компонентных составов и технологических свойств буровых растворов и для бурового раствора под направление и для бурового раствора под кондуктор и для бурового раствора под техническую колонну и для бурового раствора под эксплуатационную колонну представлены в приложении Г.

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

2.2.12 Потребность в химических реагентах для бурения скважины

Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора приведен в приложении Г.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2.1 и 2.2 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

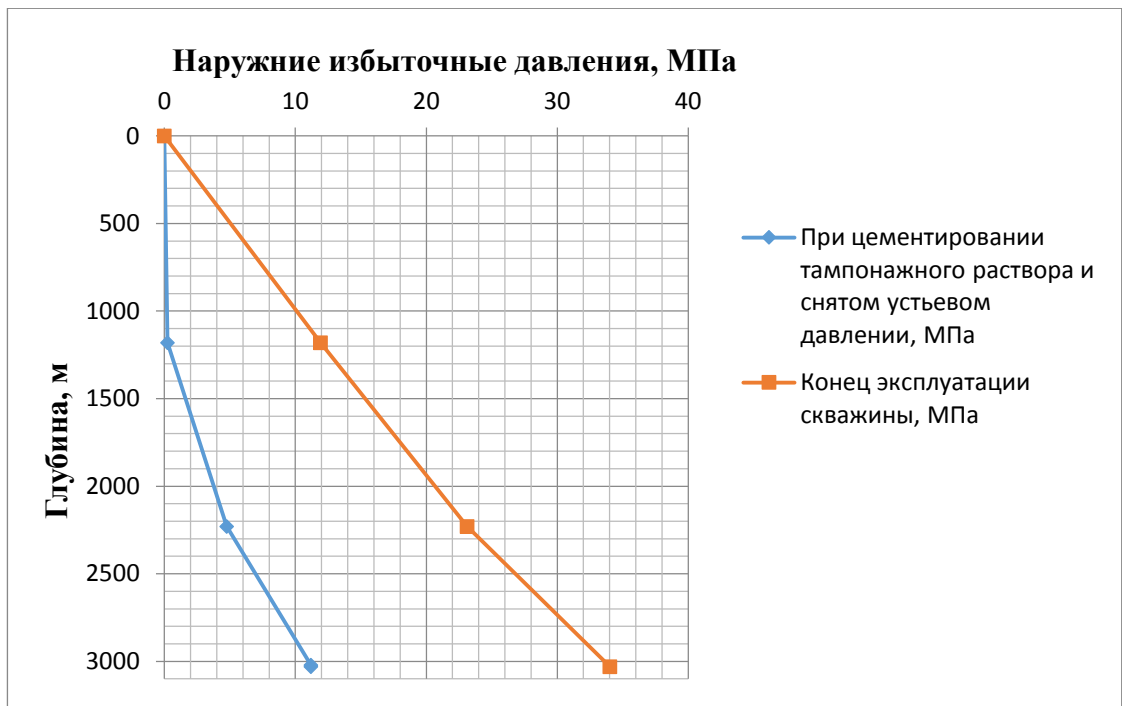


Рисунок 2.1 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

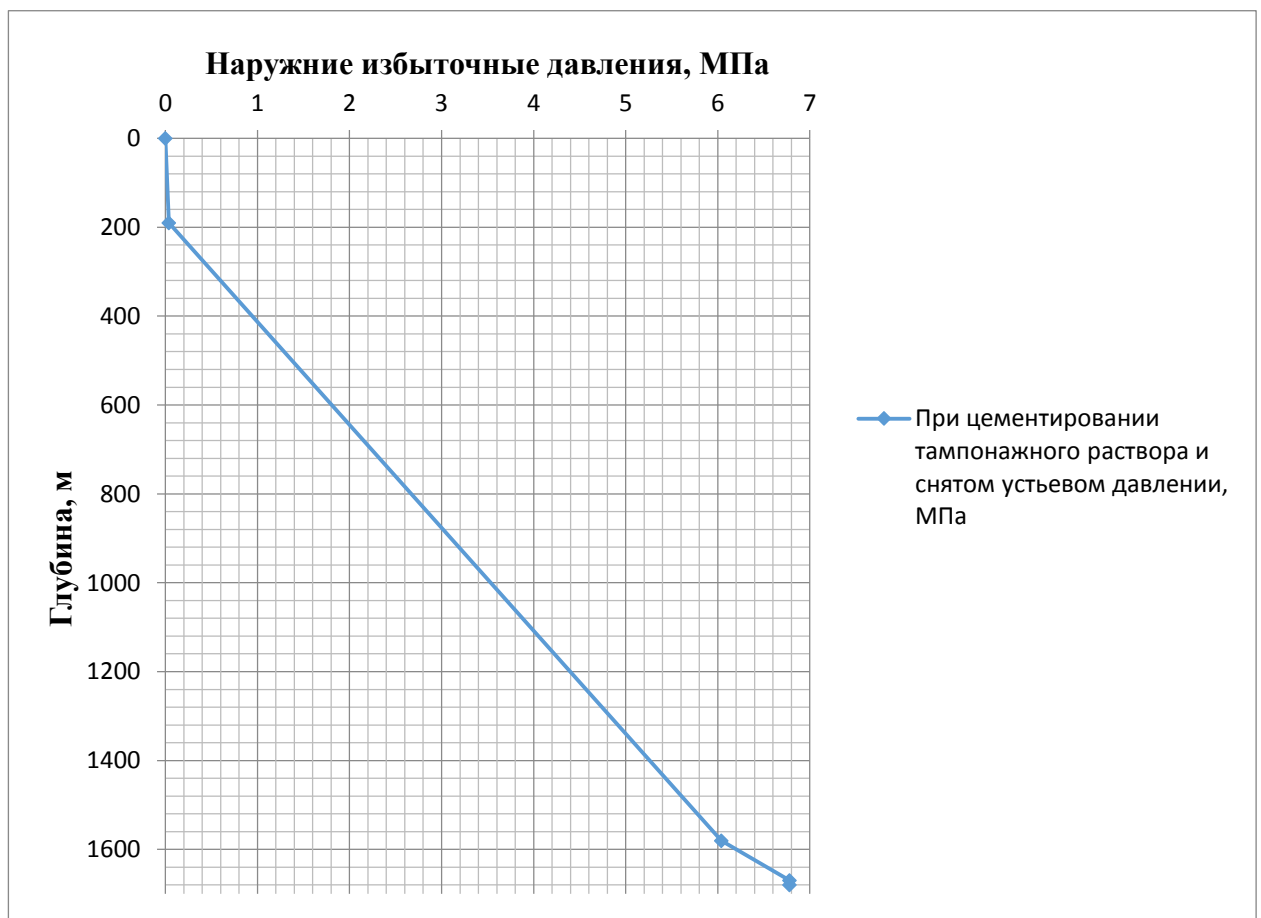


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

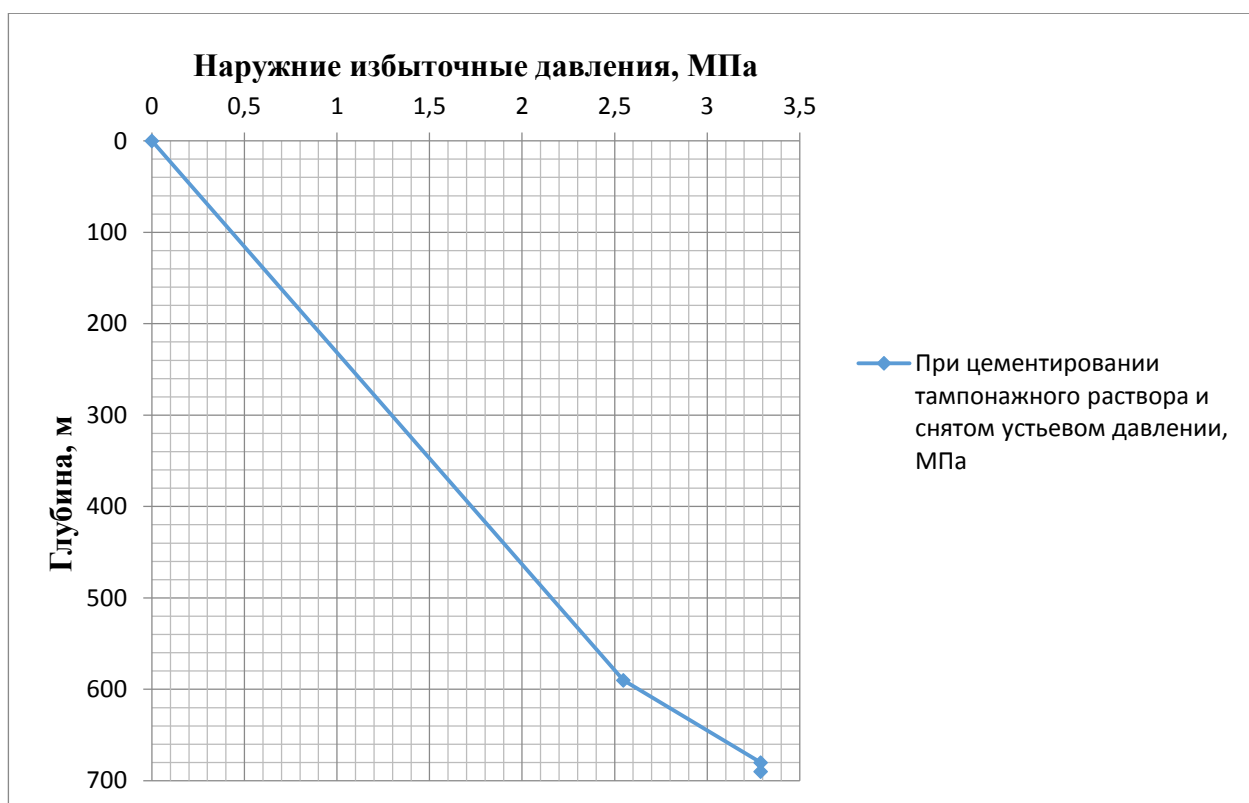


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

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

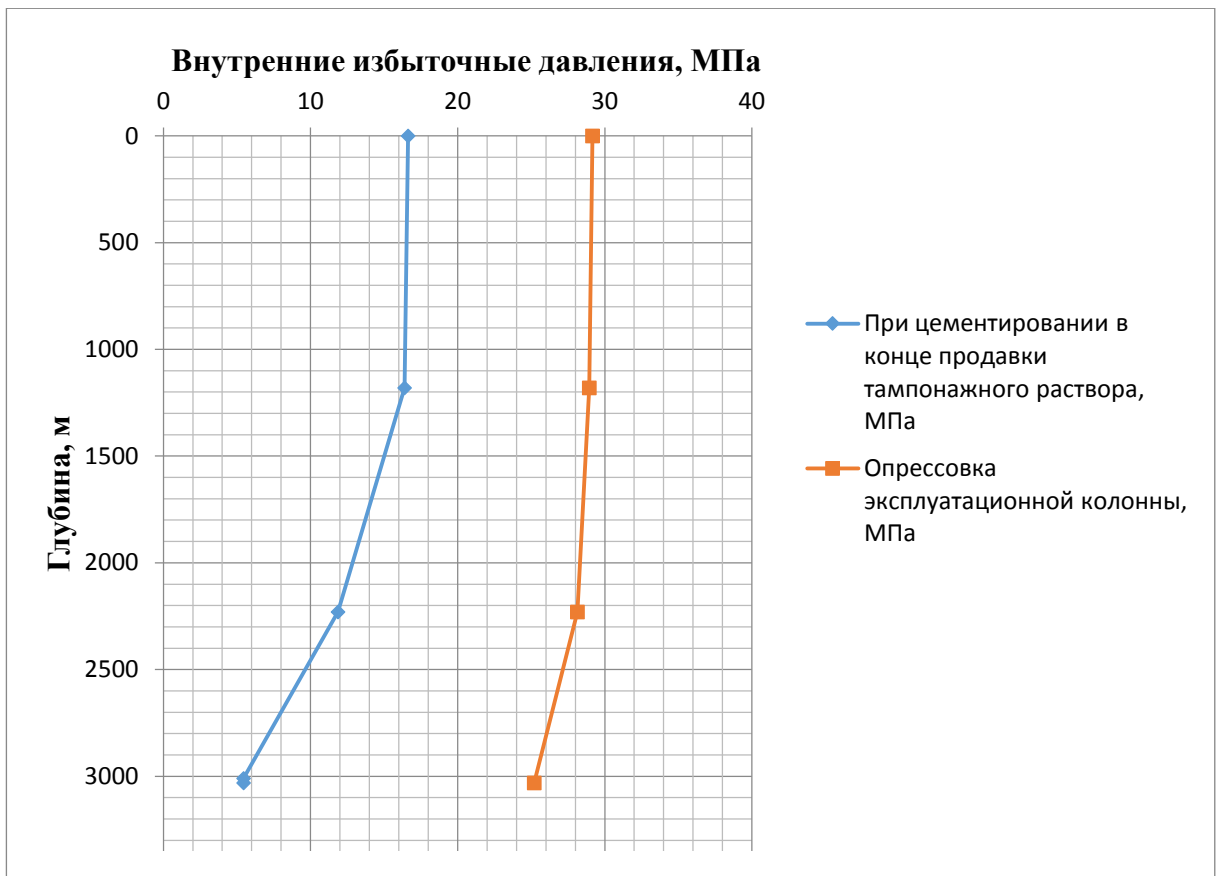


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

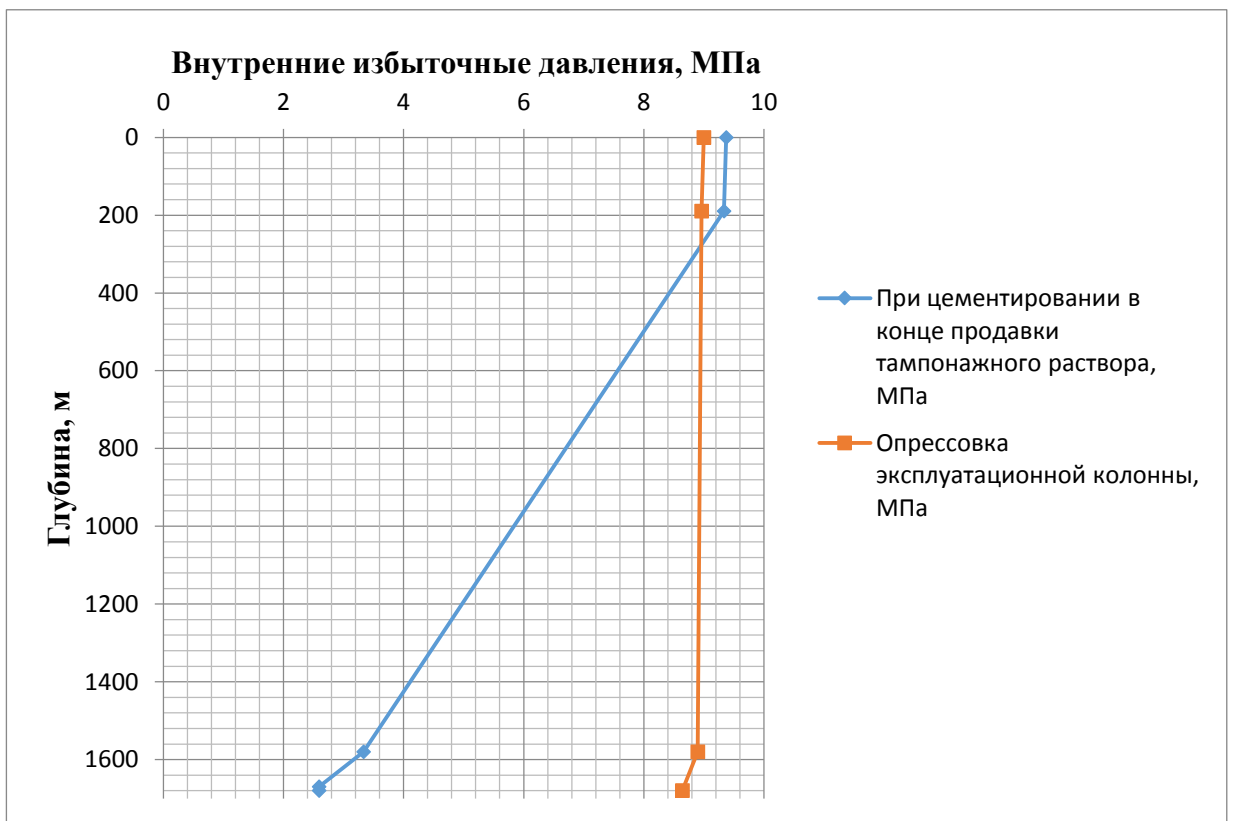


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны



Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	106,42	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	690	68,30	46230	46230	0-690
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1680	47,91	78960	78960	0-1680
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	12,1	1310	47,4	60915	121631	1720-3030
2	ОТТМ	Д	8,9	1720	35,98	60716		0-1720

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – 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»)	3030	3030	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3020	3020	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	1680	37	73
		1680	1770	12	
		1770	1820	5	
		1900	1950	5	
		2350	2390	4	
		2630	2650	2	
		2880	2910	3	
		2960	3000	4	
3000	3030	1			
Эксплуатационная, 168 мм	ЦТ 168/216	1760	1830	7	34
		1900	1960	6	
		2340	2400	6	
		2620	2650	3	
		2870	2920	5	
		2960	3010	5	
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3020	3020	1	1
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3020	3020	1	1
Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1680	1680	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1670	1670	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	680	17	48
		680	1800	31	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1670	1670	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	680	680	1	1
Кондуктор, 324 мм	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	670	670	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	60	5	24
		60	680	19	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	670	670	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	60	4	4
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины

2.3.4.1 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.

Поскольку $45,31 \leq 46,06$, условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.3.4.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,283	1030	1,26	МБП-СМ	88
			5,03	МБП-МВ	76
Продавочная жидкость	53,1	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	20,33	1450	17,68	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	13990
				НТФ	8,33
Нормальной плотности тампонажный раствор	15,21	1850	10,15	ПЦТ-II-100	19579
				НТФ	6,23

2.3.4.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m).$$

Для цемента нормальной плотности равна 19,579 т. Для облегченного равна 13,99 т.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m.$$

Для цемента нормальной плотности равна 10,15 м³. Для облегченного равна 17,68 м³.

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³. На рисунке 2.7 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

2.3.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного 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:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}.$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходимо 2 машины УС6-30. Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходимо 2 машины УС6-30.

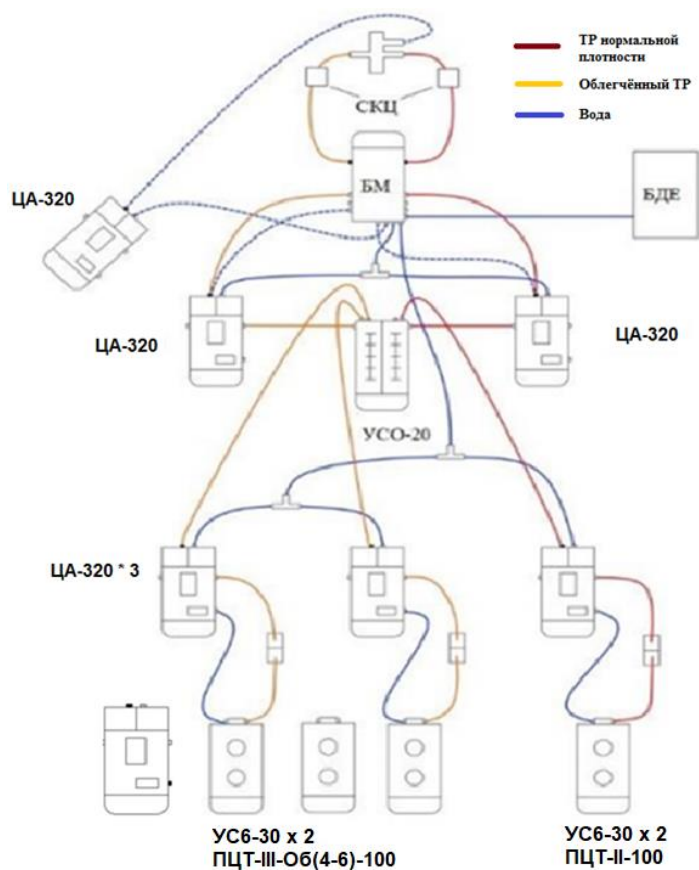


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.3.5 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 газонефтесодержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.5.1 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 2.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0127 \cdot 10^6}{9,81} = 1359 \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

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% ($k=0,05$);

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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 3.

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внЭК} = 2 * 51,91 = 103,82 \text{ м}^3, \quad (3)$$

где $V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м³.

2.3.5.2 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 таблице 2.16 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.16 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
27	Кабель	Кумулятивная	ПКО 114-АТ («БВТ»)	20	5

2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При

испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

2.3.5.4 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.

3. ПРОБЛЕМЫ ВЫНОСА ШЛАМА В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

3.1 Особенности очистки горизонтальных стволов скважин

Важнейшим направлением повышения эффективности разработки месторождений стало строительство наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием ствола (ГС). Результаты эксплуатации таких скважин однозначно доказали экономическую оправданность их бурения за счет кратного повышения их производительности. Горизонтальное вскрытие продуктивного пласта позволяет повысить коэффициент извлечения углеводородной продукции. В настоящее время наклонно-направленное бурение получило широкое распространение, в том числе и на месторождениях со сложными инженерно-геологическими условиями проводки.

В ряде случаев бурение скважин с горизонтальным окончанием ствола является единственно возможным способом разбуривания площадей. Сложность решения ряда проблем, как, например, неполный вынос шлама при бурении и формы его скоплений на нижней стенке скважины, условия лавинного обрушения скоплений, поведение неустойчивых пластов в наклонном стволе и т. п., связана с принципиальным отличием процессов происходящих при бурении ГС, в отличие от аналогичных, вертикальных [3].

В значительной мере такие процессы зависят от конкретных условий геологического строения разбуриваемых месторождений. Понимание процесса очистки ствола является ключом к предотвращению прихватов, непродуктивного времени и финансовых затрат. Проблемы при бурении горизонтальных скважин:

- в вертикальных скважинах около 30 % всех прихватов связаны с очисткой. В скважинах с большим зенитным углом около 80 % всех прихватов связаны с очисткой;
- хорошая реология для вертикального ствола не является хорошей в горизонтальной скважине;

- оседание барита и шлама;
- изменение эквивалентной циркуляционной плотности намного чувствительно к свойствам раствора.

На эффективность очистки ствола влияют: скорость вращения, расход раствора, реология раствора, диаметр ствола, каверны, диаметр бурильной трубы, зенитный угол, турбулентное или ламинарное течение, размер частиц шлама, удельный вес раствора, расхаживание инструмента, процентное соотношение слайдирования, скорость проходки, устойчивость ствола, твердая фаза раствора (коллоидные частицы), степень дисперсности частиц шлама [4].

Существует два механизма для очистки ствола:

Механическое удаление шлама – шлам выносится на дневную поверхность буровым раствором и ведет себя по-разному в зависимости от зенитного угла скважины:

- от 0° до $\pm 30^\circ$ (Шлам находится во взвешенном состоянии – быстрая очистка. Направление движения раствора противоположно силе тяжести. Частицы шлама двигаются вверх, скользя в восходящем потоке вниз под действием силы тяжести. Плотность раствора постоянна.);

- от $\pm 30^\circ$ до $\pm 65^\circ$ (Средняя скорость очистки. Частица шлама двигается вверх, скользя в восходящем потоке вниз под действием силы тяжести. Плотность раствора тем выше, чем ближе к трубе. Все частицы шлама через 5 – 7 свечей окажутся на бурильной трубе. Высок риск образования и схода лавины. Запустить лавину может СПО, изменение производительности насосов, расхаживание или вращение инструмента.);

- больше $\pm 65^\circ$ (Медленная очистка. Направление движения раствора не противоположно силе тяжести и не препятствует осаждению. Частица шлама двигается вниз, падая в потоке под действием силы тяжести, образуют неподвижный слой шлама. Плотность раствора тем выше, чем ближе к трубе.

Все частицы шлама (барита) через 1–2 свечи окажутся на бурильной трубе.), поэтому основные принципы для эффективной очистки ствола тоже разные. Диспергирование - фактически «растворяет» шлам в растворе. Может

быть очень эффективным механизмом очистки неглубоких секций большого диаметра (от 400мм), буримых на растворе на водной основе. На участке ствола с большим зенитным углом вязкие пачки неэффективны: они не могут перенести шлам далеко, независимо от типа пачки, более того, вязкие пачки вызывают проблемы:

- когда раствор перемешивается с вязкими пачками, его свойства резко ухудшаются;

- повышается ЭЦП, а также риск закупорки за трубного пространства вокруг КНБК;

- если вязкая пачка не вызывает увеличение выхода шлама на виброситах, зачастую делается опасный вывод

- «ствол чистый», что не соответствует реальности [5]. На самом деле есть подвижный верхний слой и статичные нижние слои - это формирует уровни равновесия.

Движение шлама происходит скачкообразно. Движение постоянное только у самого верхнего слоя. В каждой скважине с большим зенитным углом будет иметься слой шлама. Управление высотой слоя шлама - ключ к очистке скважины. Чистая скважина - это скважина с такой высотой и распределением слоя шлама, чтобы он не вызывал затруднений при работе. Она будет разная для различных операций (например, бурение, СПО, каротаж). Скважина чистая для бурения - это не тоже самое, что скважина чистая для СПО: во время бурения КНБК не протаскивают сквозь слой шлама. Самый большой риск прихвата - при подъеме инструмента. Скважина никогда не бывает полностью чистой, так как слой шлама всё равно существует. В скважинах с большим зенитным углом следует при любой возможности избегать обратных проработок и подъемов с циркуляцией (без вращения).

Возможность поднять инструмент без циркуляции или обратной проработки есть мера снижения риска;

- выбор любой практической процедуры или оборудования, которые принуждают вас производить обратную проработку, значительно увеличивает риск;

- обратная проработка или подъем с циркуляцией без вращения – это самые опасные операции в скважинах с большим зенитным углом и отходом от вертикали;

- максимальный риск прихвата, а также нарушения устойчивости ствола скважины. Однако обратную проработку можно производить безопасным образом при помощи надлежащего оборудования, процедур и терпения.

Риски при обратной проработке:

- прихват;
- поломки КНБК из-за вибрации;
- нарезание желобов;
- поглощения (если при закупорке ствола шламом вокруг инструмента превышен градиент гидроразрыва).

Обратная проработка сама по себе не повреждает ствол скважины. На самом деле, все проблемы создает эффект гидравлического удара — резкий скачок эквивалентной циркуляционной плотности ниже места закупорки ствола шламом. Зачастую полагают, что обвалочный шлам, появившийся после закупорок как раз и является причиной этих закупорок, но более вероятно, что закупорка ствола шламом как раз и создала обвалочный шлам из-за гидравлического удара [5].

Повышенное скопление шлама в скважине, свидетельствующее о недостаточной очистке ее от выбуренной породы, приводит к множеству осложнений и аварий. Во избежание подобных инцидентов рекомендуется вести учет объемов выбуренной породы в режиме реального времени, что позволит в кратчайшие сроки принять нужное решение, направленное на совершенствование показателей промывки скважины, как технических, так и гидравлических. Сочетание возможностей гидравлической программы промывки скважины и при необходимости, применение обратной промывки

позволяет обеспечить качественную очистку ствола скважины и повысить эффективность бурения.

3.2 Промывка горизонтальных стволов скважин

Буровой раствор при бурении горизонтальных скважин выполняет те же функции, что и при бурении вертикальных, но к нему предъявляется ряд дополнительных требований. Основными из них являются следующие:

- минимальное воздействие бурового раствора на пласт в связи с тем, что время контакта бурового раствора с коллектором многократно возрастает по сравнению с вертикальными скважинами;
- повышенные смазочные свойства для снижения сил сопротивления движению колонны бурильных труб;
- повышенная способность к выносу шлама в связи с тем, что он находится в основном у лежащей стенки скважины;
- обеспечение устойчивости стенок скважины в связи с повышенными напряжениями на висячей стенке.

Загрязнение продуктивного горизонта буровым раствором и его фильтратом приводит к уменьшению проницаемости пород в несколько десятков и даже сотен раз и, как следствие, к снижению дебита скважины. Само загрязнение происходит в результате:

- закупорки пор твердой фазой раствора;
- диспергирования глин, находящихся в пласте, при взаимодействии с фильтратом бурового раствора;
- образования осадков и эмульсий при взаимодействии бурового раствора и пластовых флюидов;
- увеличения вязкости флюида под действием полимеров, содержащихся в растворе.

Уменьшить воздействие бурового раствора на продуктивный горизонт возможно снижением репрессии на пласт и подбором состава раствора.

Минимальная репрессия на пласт по рекомендациям американских специалистов составляет 1,4-2 МПа. Этот параметр регулируется плотностью раствора.

Состав бурового раствора должен быть таким, чтобы на стенках скважины образовалась тонкая непроницаемая фильтрационная корка, а фильтрат был инертен по отношению к породам и флюиду. На первом этапе бурения горизонтальных скважин практически повсеместно использовался обычный глинистый раствор, однако это приводило к существенному возрастанию сил трения и осложнениям (прилипание инструмента, нарушение устойчивости стенок скважины). В дальнейшем стали применять растворы со специальными наполнителями для гидроизоляции продуктивного горизонта, например, со сломелем, размеры частиц которого в основной массе колеблются от 10 до 50 мкм. Для этого же используются карбонатные и солевые растворы. В этом случае хотя и происходит закупорка пор пласта, но она может быть легко ликвидирована при кислотной обработке.

Уменьшению попадания твердой фазы и фильтрата в пласт способствует включение в КНБК кольмататоров.

Проникновению фильтрата в окружающие породы препятствуют также стеклянные шарики, вводимые в раствор, но основное их назначение – снижение сил трения инструмента о стенки скважины.

Для уменьшения гидратации глин в пласте лучше всего использовать растворы, основой которых являются сбросовые пластовые воды, или вводить в буровой раствор ингибиторы. Одним из наиболее эффективных ингибиторов является хлористый калий. Ионы калия не дают глинистым частицам отделяться друг от друга, а это уменьшает загрязнение пласта и повышает устойчивость стенок скважины. Ингибирующей способностью обладают также алюмокалиевые квасцы, жидкое стекло, поваренная соль, гипс, хлористый кальций, но в меньшей степени.

Исключение образования гелей, эмульсий, осадков в пласте и снижение вязкости флюида достигается подбором состава раствора, в частности,

полимеров. Более того, в буровой раствор вводятся такие компоненты, которые легко растворяются в нефти и не растворяются в воде. Находясь в фильтрационной корке, они в дальнейшем после растворения не препятствуют поступлению нефти в скважину, но существенно уменьшают поступление воды. Пример такого компонента – воск.

Уменьшение сил сопротивления движению инструмента в скважине при бурении и спуско-подъемных операциях достигается введением в раствор смазывающих добавок. В настоящее время используются твердые и жидкие антифрикционные добавки. В качестве твердой добавки чаще всего используется графит. Для этих же целей применяются стеклянные сферические и эллипсоидные шарики. Они откладываются в фильтрационной корке и при движении колонны бурильных труб выполняют роль шарикоподшипников. В результате нагрузка при вращении и подъеме колонны снижается до 30 %. Эту же функцию выполняют и кристаллы фракционированной соли, вводимые в раствор в качестве твердой фазы. Такой раствор в конечном итоге уменьшает загрязнение пласта, так как после бурения соль может быть растворена. Кроме того, он обладает хорошими ингибирующими свойствами, что повышает устойчивость стенок скважины в глинистых породах, однако он достаточно дорог (по цене сопоставим с растворами на углеводородной основе).

Жидкие антифрикционные добавки можно подразделить на добавки на основе масел и водорастворимые. В качестве первых чаще всего используются природные продукты – рыбий жир, растительные масла в концентрациях от 2 до 10 %. Для улучшения диспергирования масел в раствор вводятся ПАВ. Следует отметить неблагоприятные воздействия таких добавок на окружающую среду. Водорастворимые смазочные добавки, основой которых являются гликоль, глицерин, полищелочные окислы, добавляются в количестве от 2 до 5 %. Применение смазочных добавок, особенно в больших концентрациях, существенно увеличивает стоимость растворов.

Вместе с тем величина сил трения в значительной степени зависит от количества шлама, поэтому необходимо добиваться полного его выноса. На

вынос шлама влияют различные факторы, к числу которых относятся зенитный угол скважины, производительность насосов (скорость движения жидкости в кольцевом пространстве), реологические свойства и плотность раствора, режим его течения, механическая скорость бурения и др. Далее рассматривается только влияние зенитного угла на вынос шлама. Общеизвестно, что при увеличении зенитного угла необходимо увеличивать расход промывочной жидкости. Так, расход в горизонтальной скважине должен быть больше, чем в вертикальной в 3 раза, при прочих равных условиях.

При зенитных углах до 30° транспортировка шлама по скважине происходит практически так же, как и в вертикальном стволе, а при остановке циркуляции весь шлам осаждается на забой. При зенитных углах $30-60^\circ$ шлам в процессе промывки скапливается у лежащей стенки, а при прекращении циркуляции начинает соскальзывать вниз и образует пробки. При зенитных углах более 60° в этом случае образуется устойчивая шламовая подушка. Таким образом, наибольшие трудности с удалением шлама и промывкой возникают при зенитных углах от 30 до 60° . Если колонна бурильных труб в процессе бурения не вращается, например, при искусственном искривлении скважины, то она, как правило, находится на лежащей стенке. Это приводит к тому, что скорость движения жидкости в этой области снижается, что опять же приводит к снижению выноса шлама. В процессе промывки шлам на лежащей стенке скважины может двигаться либо в виде единой массы, либо в виде «дюн».

Признаками плохой очистки скважины являются:

- меньший объем удаленного из раствора шлама по сравнению с объемом выбуренной породы;
- увеличение нагрузки на крюке при подъеме инструмента;
- возрастание давления на стояке;
- образование сальников на колонне бурильных труб.

Для полного выноса шлама в первую очередь следует повысить расход бурового раствора. В процессе бурения необходимо периодически производить расхаживание инструмента и его вращение (если это возможно). При

наращивании инструмента и перед подъемом необходимо произвести промывку скважины с одновременным расхаживанием и вращением инструмента. Продолжительность промывки зависит от профиля скважины и длины горизонтального участка ствола, и может превышать время промывки вертикальной скважины такой же глубины и диаметра в 1,5-2,5 раза. При спускоподъемных операциях следует делать промежуточные промывки через 100-500 м, особенно в горизонтальной части ствола.

Улучшению выноса шлама способствует повышение плотности раствора, однако, это приводит к увеличению дифференциального давления со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями.

Имеется опыт использования при бурении горизонтальных скважин обратной промывки, чередование промывки вязкими и обычными растворами (порционная промывка). В этом случае при сравнительно небольшой производительности насоса обеспечивается высокая скорость восходящего потока промывочной жидкости, и практически полная очистка скважины от выбуренной породы.

На практике при промывке горизонтальных скважин в различных регионах используются следующие виды растворов: инвертные полимерные, полимерглинистые, биополимерные, полимермеловые, растворы на основе полисахаридов, на рыбожировой основе и с добавками талового масла. Следует отметить, что лучшими для горизонтального ствола являются растворы на углеводородной основе. При их применении загрязнение продуктивного горизонта минимально, они обладают прекрасными смазочными свойствами и хорошей способностью к выносу шлама. Однако эти растворы дороги, экологически и пожароопасны, создают значительные трудности в работе.

После проходки горизонтального ствола необходимо провести его очистку. Для этого рекомендуется использовать гелеобразующий полимерный материал на основе ПОЛИОКСа. При его течении вязкоупругие свойства достаточно высоки, а в покое - как у обычного глинистого раствора. Промывка скважины таким раствором при наличии в компоновке кольмататора, скребков и

калибрующих лопастей позволяет практически полностью очистить горизонтальный ствол от глинистой корки.

3.3 Моделирование выноса шлама в процессе бурения наклонно – направленной скважины

Научно обоснованный выбор режима бурения и очистки скважины от образующегося шлама позволяет существенно сократить время и затраты, связанные с геологическими и технологическими рисками. Для выбора оптимального режима необходимо иметь соответствующие инструменты математического моделирования, опирающиеся на современные расчетные алгоритмы и физические модели процессов, которые происходят во время бурения. В настоящей работе представлены результаты расчетов различных режимов выноса шлама из наклонно-направленных скважин с использованием разработанного авторами программного средства.

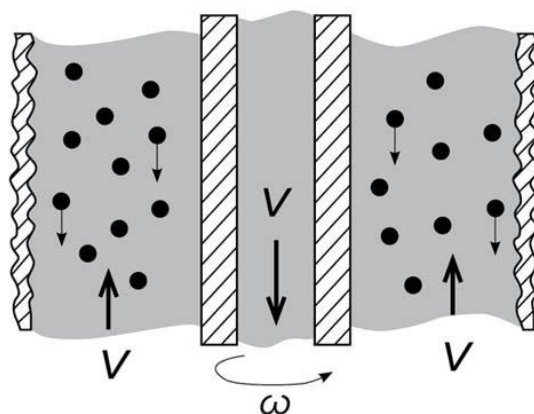


Рисунок 3.1 – Упрощенная схема модели выноса шлама

Для моделирования выноса шлама при бурении вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин разработана одномерная нестационарная термически-неравновесная математическая модель. В модели рассчитывается движение флюида, частиц шлама, осаждение этих частиц и формирование неподвижной эффективной глинистой корки (подложки) (рисунок 3.1). Реология флюида может быть, как ньютоновской, так и неньютоновской. При этом учитывается теплообмен между шламом, флюидом и стенками скважины. В качестве входных параметров модели рассматриваются:

концентрация (источник) шлама на входе; давление (расход) на входе и выходе; температура шлама, флюида и горных пород; скорость вращения долота; угол наклона скважины к горизонту. В качестве выходных параметров: распределение давления, температуры шлама и флюида, концентрации шлама и площади подложки по стволу скважины в различные моменты времени. Возможно моделирование повторного выноса и осаждения частиц шлама из скважины.

Математическая модель

Двухслойная модель, исследованная в работе [3] предполагает, что верхний слой соответствует жидкости с взвешенными в ней частицами. Нижний слой соответствует неподвижной подложке, которая образована выпавшими в осадок частицами шлама. Для каждого слоя записываются уравнения сохранения массы, энергии и импульса для каждой компоненты: шлама или жидкости. При этом концентрация взвешенных в потоке частиц и толщина неподвижной подложки изменяются из-за осаждения шлама на подложку и уноса с подложки.

Скорость твердых частиц в жидкой фазе и скорость жидкой фазы могут быть найдены путем решения уравнений сохранения импульса. При этом импульс системы может изменяться из-за действия гравитационных сил, трения частиц с потоком жидкости, трения о неподвижную подложку, трения со стенками канала, а также за счет осаждения и выноса частиц.

В настоящей работе также предполагается, что подложка неподвижна. Это справедливо для скоростей бурения от 50 до 400 м/с при среднем (3-7 мм) и относительно большом (>7 мм) размере частиц шлама.

Расчет трения о стенку канала, а также трение частиц шлама с буровым раствором определяется на основе соотношений, представленных, например, в работах [5,6].

Для учета влияния скорости вращения буровой колонны на перенос шлама используется подход, указанный в работе [3].

Зная распределение давления по высоте ствола скважины, можно вычислить эквивалентную циркуляционную плотность ρ как функцию от времени:

$$\rho_s = \frac{\sum_i \Delta p_i(t)}{g \cdot h} = \frac{p_z(t) - p_y(t)}{g \cdot h},$$

где ρ – суммарные потери давления в кольцевом пространстве;

g – ускорение свободного падения;

h – вертикальная глубина;

p_z – давление на забое;

p_y – давление на устье скважины.

Моделирование переноса шлама в наклонно – направленной скважине.

Постановка задачи

Для демонстрации способности созданной математической модели проводить нестационарные расчеты выноса шлама была построена реальная модель наклонно-направленной скважины (рисунок 3.2, 3.3).

Для учёта геометрии скважины необходимо составить расчетную схему этой скважины, которая состоит из последовательно соединенных элементов (каналов). Каждый канал моделирует некий участок скважины с определенным углом наклона по отношению к горизонту и заданной геометрией. Кроме того, учитывается и вращение долота. Параметры каждого канала представлены в таблице 3.1.

Для созданной модели скважины при различных скоростях проходки и временах наращивания были проведены расчеты выноса шлама и эквивалентной циркуляционной плотности в зависимости от времени. Время проходки здесь определяется скоростью проходки одного трубного сегмента заданной длины. Длина такого сегмента полагалась равной 10 м. Кроме того, для исследования влияния размера частиц шлама на значения ЭЦП при скоростях 5-150 м/ч диаметр частиц принимался равным 9 мм (бурение шарошечными долотами), а для скоростей 200-400 м/ч – 3 мм (для polycrystalline diamond contact (PDC)-долот). Далее эти параметры использовались при моделировании (таблица 3.2).

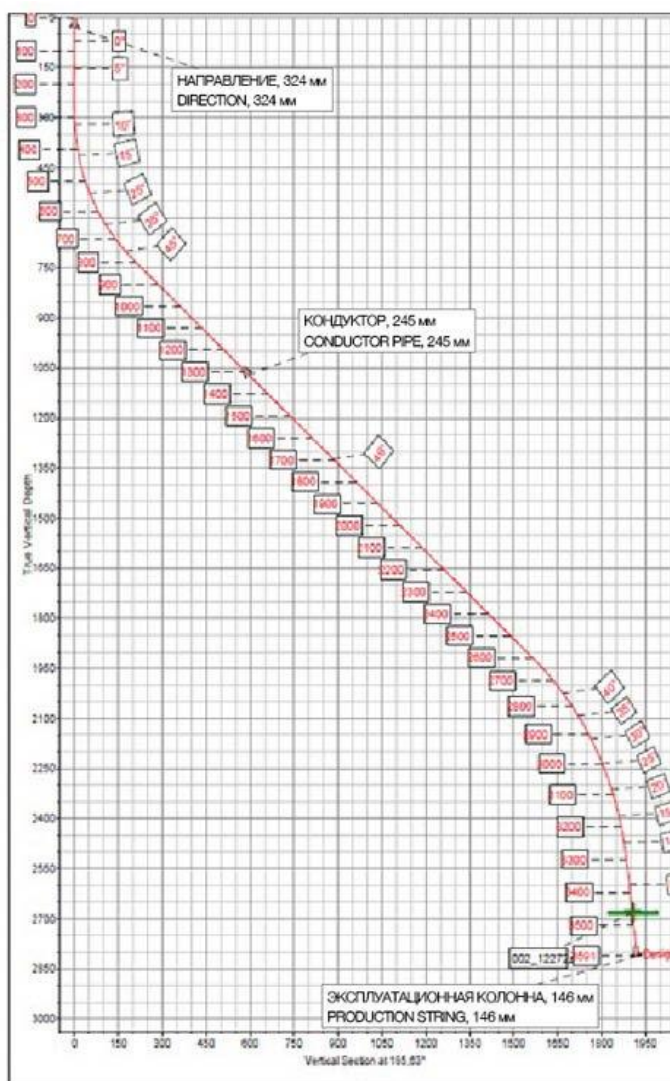


Рисунок 3.2 – Профиль скважины

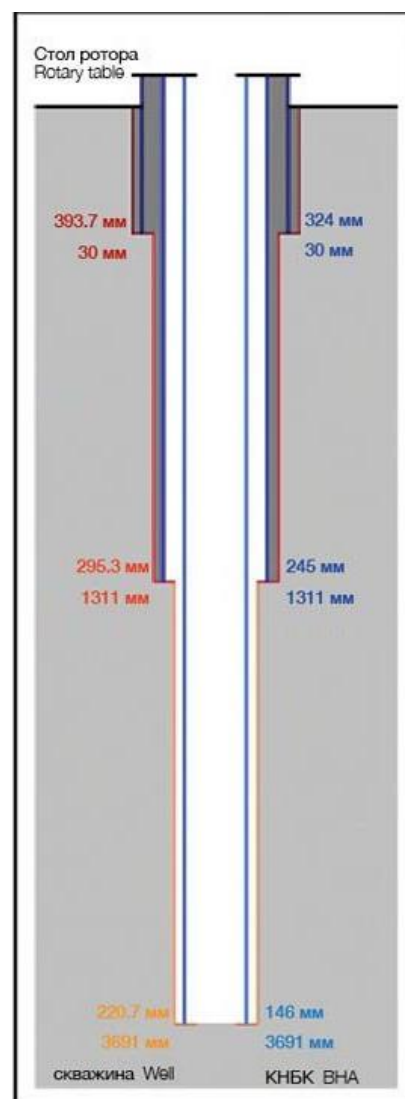


Рисунок 3.3 – Конструкция скважины

Характерная зависимость скорости проходки от времени представлена на рисунке 3.4. В качестве граничных условий задавалась масса выносимого в единицу времени шлама и расход бурового раствора на забое, а также давление на устье скважины. Масса выносимого в единицу времени шлама определяется, исходя из скорости проходки, в соответствии с выражением:

$$M_s = \rho_s V \frac{\pi D^2}{4},$$

где V – скорость проходки;

D – внешний диаметр скважины.

Было принято, что расход бурового раствора через буровую колонну составляет 35 л/с. Плотность породы принята равной $\rho_s = 2.3 \text{ g/cm}^3$, плотность

бурового раствора 1,25 г/см³. Реология – ньютоновская. Также предполагалось, что частицы шлама имеют сферическую форму, диаметр которых считался равным $d_s = 3$ мм (для скоростей проходки 200-400 м/ч) и 9 мм (для скоростей менее 200 м/ч).

Таблица 3.1 – Параметры расчетной модели

№ Элемента Element No.	Длина элемента (м) Element length (m)	Количество расчетных ячеек Number of computational cells	Наклон, ° Inclination, °	Внутренний диаметр (м) Inner diameter (m)	Внешний диаметр (м) Outer diameter (m)	Угловая скорость (1/с) Angular velocity (1/s)
1	150	75	90	0.127	0.245	1.333
2	170	85	85	0.127	0.245	1.333
3	90	45	80	0.127	0.245	1.333
4	90	45	75	0.127	0.245	1.333
5	100	50	65	0.127	0.245	1.333
6	100	50	55	0.127	0.245	1.333
7	100	50	45	0.127	0.245	1.333
8	510	255	41	0.127	0.245	1.333
9	670	335	41	0.127	0.2207	1.333
10	720	360	41	0.147	0.2207	1.333
11	100	50	55	0.147	0.2207	1.333
12	100	50	50	0.147	0.2207	1.333
13	100	50	60	0.147	0.2207	1.333
14	50	25	65	0.147	0.2207	1.333
15	50	25	70	0.147	0.2207	1.333
16	50	25	75	0.147	0.2207	1.333
17	50	25	75	0.127	0.2207	1.333
18	4	2	74	0.165	0.2207	1.333
19	96	48	80	0.127	0.2207	1.333
20	100	50	82	0.127	0.2207	1.333
21	160	80	83	0.127	0.2207	1.333
22	20	10	84	0.172	0.2207	1.333
23	12	6	85	0.178	0.2207	1.333

Таблица 3.2 – Параметры расчетов при моделировании

Скорость проходки, м/ч Rate of penetration, m/h	Время проходки, мин Drilling time, min	Время наращивания, мин Connection time, min	Диаметр частиц шлама, мм.н Cuttings particle diameter, mm
400	1,5	2, 4, 6, 9, 12, 15	3
300	2	2, 4, 6, 9, 12, 15	3
200	3	2, 4, 6, 9, 12, 15	3
150	4	1,2, 3, 4	9
100	6	2, 3, 4, 6	9
50	12	2, 4, 6, 8, 10, 12	9
40	15	2, 3, 6, 9, 12, 15, 17, 20	9
30	20	2, 4, 8, 12, 16, 20	9
5	120	20, 40, 80, 120	9

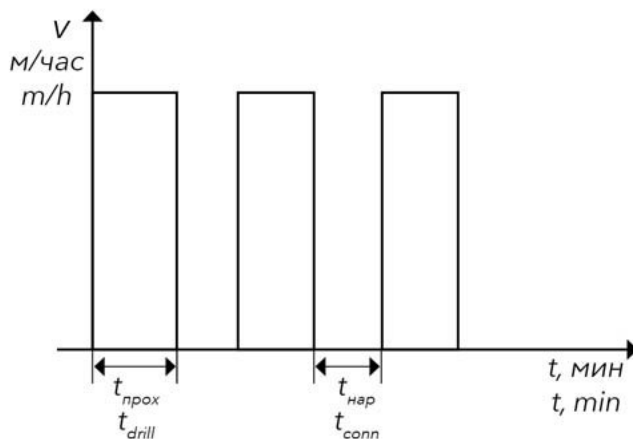


Рисунок 3.4 – График зависимости скорости проходки от времени

Результаты расчетов

Зависимость эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) от времени относительно плотности бурового раствора при скорости проходки 50 м/ч представлен на рисунке 3.5. Начальный рост ЭЦП связан с увеличением массы шлама в потоке в результате бурения. Провалы соответствуют наращиванию скважины, при котором происходит остановка бурения и промывки. Через определенное время значение ЭЦП выходит на стационар, что соответствует динамическому равновесию, при котором количество выносимого шлама уравнивается количеству шлама, образовавшегося в результате бурения. Отличие между ЭЦП при остановке и при бурении определяется разницей потерь давления за счет трения бурового раствора о стенки скважины.

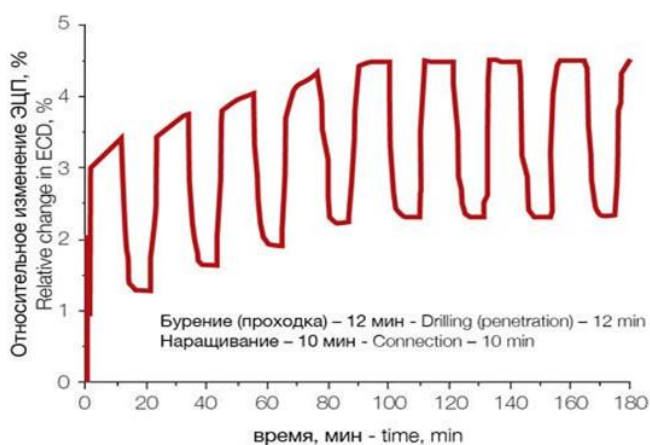


Рисунок 3.5 – Зависимость ЭЦП от времени

На рисунке 3.6 показана зависимость от времени наращивания минимального установившегося значения ЭЦП относительно плотности бурового раствора при разных скоростях проходки. Зависимость относительного максимального значения ЭЦП от времени наращивания при разных скоростях проходки изображена на рисунке 3.7.

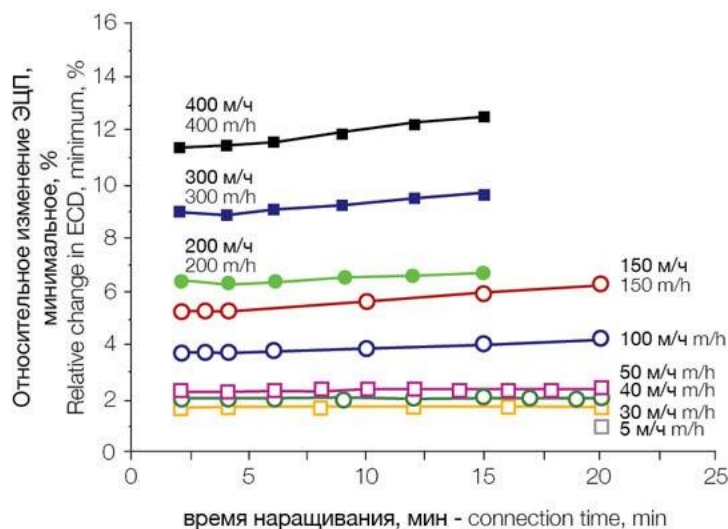


Рисунок 3.6 – Зависимость минимального ЭЦП от времени

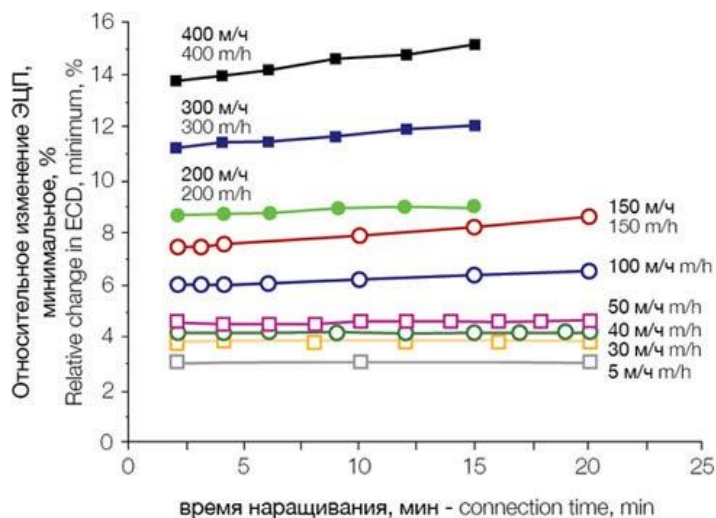


Рисунок 3.7 – Зависимость минимального ЭЦП от времени

Как можно увидеть на рисунках 3.6 и 3.7 значения минимального и максимального относительного значения ЭЦП также выходят на стационарные значения. На рисунке 3.8 представлена зависимость установившегося относительного значения ЭЦП при разных скоростях проходки. Стоит отметить, что для различных скоростей проходки темп изменения ЭЦП будет разный.

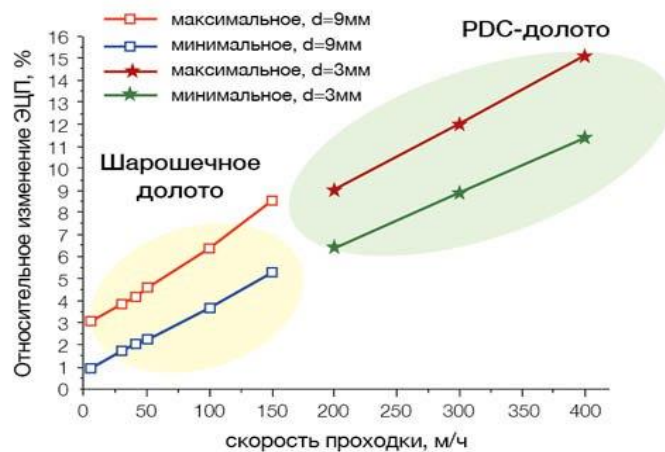


Рисунок 3.8 – Зависимость максимального ЭЦП от скорости проходки

В ходе расчетов также было определено, что для каждой скорости проходки существует максимальное время наращивания, при котором проходное сечение, образованное буровой колонной и скважиной, полностью перекрывается осаждающимися частицами шлама. Зависимость времени наращивания, при котором происходит перекрытие проходного сечения, от скорости проходки представлено на рисунке 3.9. Красная линия показывает зависимость, в которой размеры частиц шлама принимались равными 9 мм (скорость проходки 5-150 м/ч), а синяя линия – равными 3 мм (скорость проходки 200-400 м/ч). Так как частицы диаметром 9 мм тяжелее частиц 3 мм, то время их оседания значительно меньше. Как и ожидалось, чем больше скорость проходки, тем больше шлама образуется в процессе бурения, а значит меньше максимальное значение времени наращивания.

Также рассчитано распределение ЭЦП по стволу скважины с учетом нестационарных эффектов выноса шлама при различных механических скоростях проходки. Согласно [7] произведен расчет ЭЦП с учетом изменения режима течения в кольцевом пространстве, также получена зависимость изменения ЭЦП в зависимости от скорости механической проходки.

На рисунке 3.10 отображено распределение ЭЦП от глубины. Красная кривая отображает плотность бурового раствора, синяя кривая – распределение ЭЦП от глубины, зеленые кривые – распределение минимального среднего значения ЭЦП при скорости проходки от 50 до 200 м/ч, розовая кривая –

распределение максимального среднего значения ЭЦП при скорости проходки от 50 до 200 м/ч. Очевидно, что при увеличении механической скорости проходки, загрязнение забоя скважины происходит быстрее, тем самым происходит локальное увеличение ЭЦП. Поэтому необходимо с высокой точностью определять время наращивания буровой колонны и чаще производить процедуру промывки скважины, иначе существует высокий риск поглощения бурового раствора.

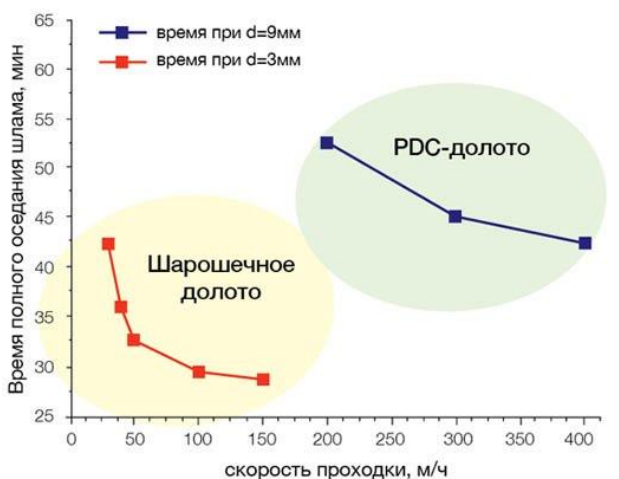


Рисунок 3.9 – Зависимость максимального времени наращивания от скорости проходки

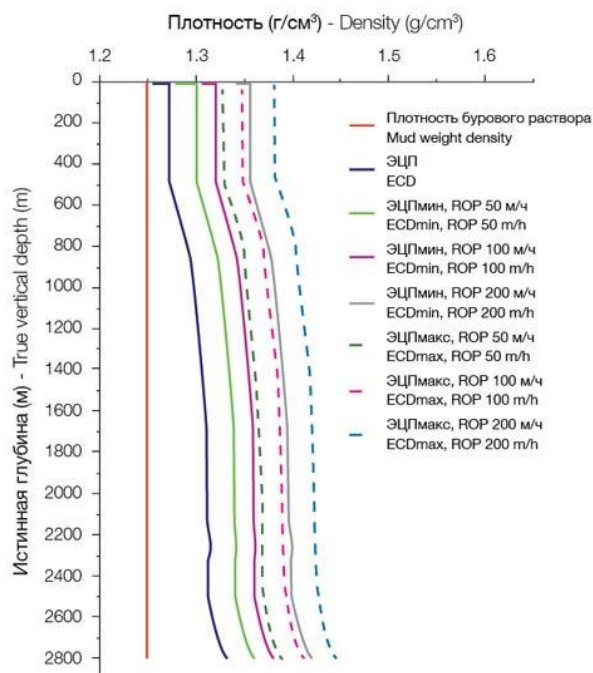


Рисунок 3.10 – Распределение ЭЦП по стволу скважины при различных скоростях проходки

3.4 Влияние различных факторов на вынос шлама

На рисунке 3.3 иллюстрируется механизм транспортировки шлама для различных диапазонов зенитного угла наклонных скважин. В интервалах с зенитными углами до 30° (зоны 1-и 3) шлам эффективно выносится потоком бурового раствора и осадок на стенках не образуется. При зенитных углах больше 30° шлам осаждается на нижней стенке скважины. Осадок может соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки в кольцевом пространстве. Осевший шлам можно удалить из скважины сочетанием двух разных механизмов. Шлам, осевший на нижней стенке скважины, может:

- перемещаться вверх единой массой (Зона 4);
- подниматься на поверхности контакта осадка с буровым раствором в виде ряби или дюн (Зона 2).

Последний механизм перемещения лучше всего реализуется при турбулентном течении маловязкой жидкости. Идеальными для очистки ствола от шлама являются условия, соответствующие законам 1 и 2. Условия, соответствующие зоне 5, гарантируют возникновение затяжек инструмента.

Зенитный угол

В общем, вынос шлама затрудняется при увеличении зенитного угла. Наибольшие трудности возникают при зенитных углах от 50 до 60° , поскольку при таких условиях осевший шлам имеет тенденцию соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки. При зенитных углах более 60° обломки образуют устойчивую шламовую постель. Такая постель удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Диапазон зенитного угла, в котором происходит соскальзывание осадка, в значительной степени зависит от реологических свойств бурового раствора. Трудности с очисткой ствола могут возникнуть в диапазоне зенитных углов от 40 до 60° .

Механическая скорость

При повышении механической скорости проходки увеличивается количество шлама в кольцевом пространстве. Предыдущий опыт свидетельствует о том, что для эффективного бурения вертикальных скважин

максимально допустимая концентрация шлама в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5%.

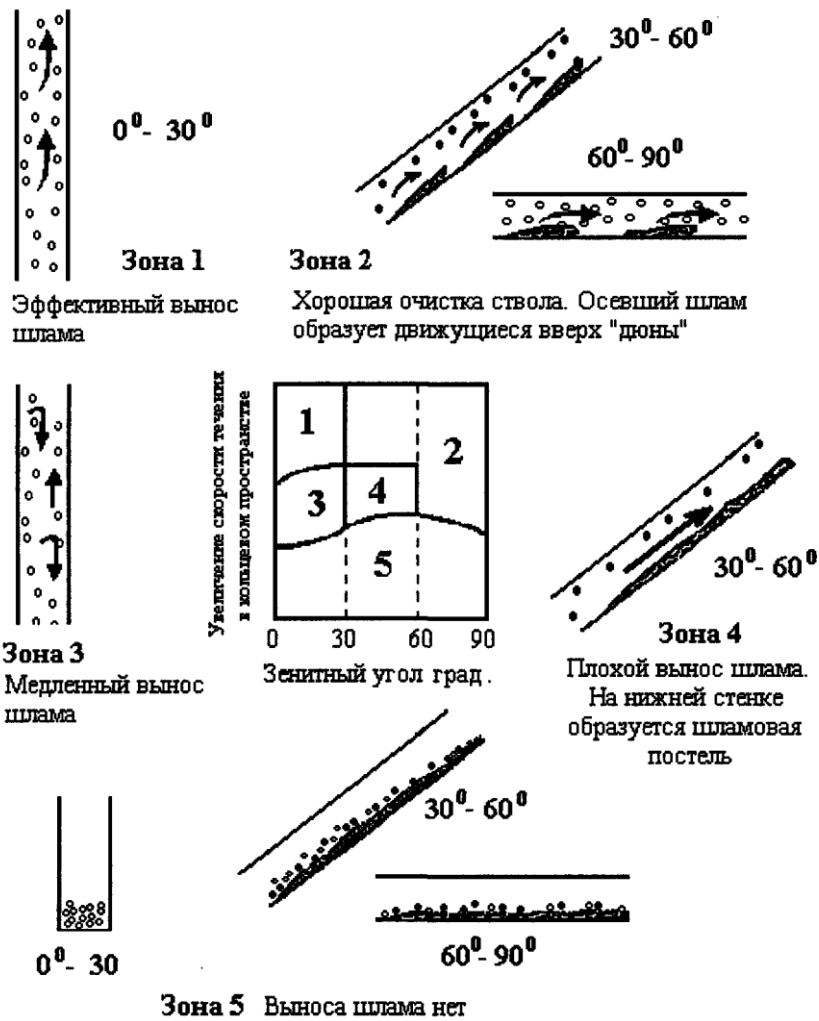


Рисунок 3.11 – Механизмы транспортирования шлама в скважине

При бурении наклонных скважин увеличение скорости проходки приводит к росту толщины осадка. Для удаления более толстого слоя осевшего шлама необходимо увеличение подачи бурового раствора. Важно контролировать и ограничивать механическую скорость проходки в наклонных скважинах, так как толстый слой осевшего шлама труднее удалить из скважины (рисунок 3.12).

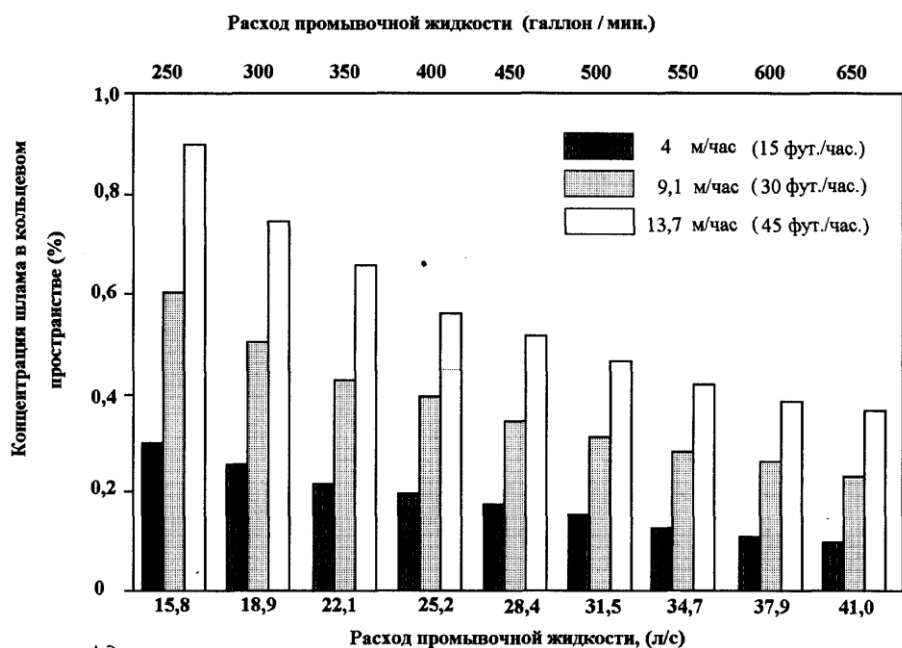


Рисунок 3.12 – Зависимость содержания шлама в кольцевом пространстве от механической скорости проходки

Реологические свойства бурового раствора

Скорость осаждения частиц в буровом растворе зависит от его вязкости. Эта зависимость влияет на транспортировку шлама в вертикальных скважинах. Однако после образования шламовой постели на нижней стенке скважины с зенитным углом более 30° изменение реологических свойств бурового раствора мало улучшает вынос шлама. Маловязкие жидкости наиболее эффективны в скважинах с зенитными углами более 30° , так как режим их течения - турбулентный и завихрения потока способствуют выносу шлама.

Для уменьшения гидравлических сопротивлений и обеспечения более плоского профиля скоростей в затрубном пространстве пластическую вязкость следует понизить до минимума. При минимальной вязкости и том же самом расходе промывочной жидкости увеличивается скорость течения ее в наружной части кольцевого пространства. Такой результат легко достигается в скважинах диаметром как 445 (17-1/2"), так и 311 мм (12-1/4"). При использовании растворов на нефтяной основе ввод специальных реагентов - модификаторов реологических свойств придает раствору необходимую вязкость в диапазоне малых скоростей сдвига. В статье С. Окражи и Дж. Дж. Азара из Универ нефтяников. Август 1986 г. рассмотрена зависимость промывочной жидкости от

величины зенитного бурильной колонны в скважине. Были четко установлены три диапазона зенитного угла:

- 0-45° Шлам выносится эффективнее при ламинарном режиме течения. Транспортировка улучшается при повышении реологических свойств, особенно динамического напряжения сдвига;

- 45-55° Ни ламинарный, ни турбулентный режимы не имеют преимуществ друг перед другом. В этом диапазоне наблюдалось соскальзывание вниз шламового осадка;

- 55-90° Увеличения отношения τ_0/η не приводит к улучшению выноса шлама. Ствол лучше очищается при турбулентном режиме течения.

Повышение реологических свойств совершенно не влияло на несущую способность при турбулентном режиме в любом диапазоне зенитного угла (приложение Д).

Однако при малых зенитных углах и ламинарном режиме течения повышение динамического напряжения сдвига улучшает вынос шлама. (Уменьшает концентрацию выбуренной породы в кольцевом пространстве (приложение Д)). При увеличении зенитного угла вынос шлама при ламинарном режиме течения можно улучшить, повысив отношение τ_0/η (приложение И).

Однако влияние повышения отношения τ_0/η уменьшается при увеличении скорости восходящего потока (приложение Д).

При зенитных углах до 55° влияние эксцентричного положения бурильных труб в скважине невелико. При углах более 55° и ламинарном режиме течения влияние эксцентричного положения труб становится заметным.

В своей последующей работе «Зависимость выноса шлама от реологических свойств раствора при направленном бурении» (Публикация 19535 Общества Инженеров-нефтяников. Октябрь 1989 г.) Т. Е. Беккер, Дж. Дж. Азар и С. Окражи сделали следующие выводы:

Лучшим параметром, характеризующим несущую способность буровых растворов, является показание ротационного вискозиметра Фэнн при частоте

вращения $n = 6$ об/мин. Другими параметрами, которые могут характеризовать транспортирующую способность растворов, являются:

- напряжение сдвига в буровом растворе при скорости сдвига, равной ее среднему значению при течении в кольцевом пространстве;
- показание ротационного вискозиметра Фэнн при частоте вращения $n = 3$ об/мин начальное статическое напряжение сдвига.

Производительность буровых насосов

Единственным наиболее важным фактором, от которого зависит очистка ствола от шлама, является производительность буровых насосов или расход промывочной жидкости.

Особую важность этот фактор приобретает при бурении наклонных скважин. Приблизительно можно считать, что скорость восходящего потока, необходимая для выноса шлама из наклонной скважины с зенитных углов в пределах $50-60^\circ$ примерно в два раза больше, чем в вертикальной скважине. Нужно принимать все меры для снижения гидравлических сопротивлений, что даст возможность увеличить производительность насосов. В трудных случаях следует тщательно проанализировать конструкцию компоновки низа бурильной колонны, выбор диаметра долотных насадок, дополнительные гидравлические потери в забойном двигателе и системе измерений в процессе бурения.

Выбор диаметра долотных насадок

Если можно обеспечить такую подачу буровых насосов, которая достаточна для хорошей очистки ствола, то диаметр долотных насадок можно выбирать обычным путем так, чтобы гидравлическая мощность на долоте была оптимальной. При выборе диаметра насадок очень важно иметь в виду, что:

- для некоторых забойных гидравлических двигателей существует оптимальный диапазон перепада давления в долоте;
- при бурении хрупких пород насадки следует выбирать таким образом, чтобы свести к минимуму возможный размыв стенок скважины.

В таблице 3.3 приведены расчетные значения перепада давления в долоте и соответствующие скорости истечения из насадок при течении бурового

раствора с плотностью 1200 кг/м³ и расходах, типичных для бурения долотом 216 мм (8-1/2"). До получения дополнительной информации следует придерживаться правила, согласно которому скорость истечения из насадок при бурении в легко разрушающихся породах не должна превышать 91 м/с (300 фут./с).

Таблица 3.3 – Перепад давления в долоте и скорость истечения из насадок при бурении долотом 216 мм

Перепад давления в долоте и скорость истечения из насадок при бурении долотом 216 мм (8 1/2")			
Диаметр насадок, мм	22,1 л/с	25,2 л/с	31,6 л/с
3x15,9	0,92 МПа	1,2 МПа	1,88 МПа
	37,2 м/с	42,7 м/с	53,3 м/с
3x12,7	2,24 МПа	2,93 МПа	4,58 МПа
	58,2 м/с	66,4 м/с	82,9 м/с
3x8,7	100 МПа	13,1,МПа	20,5 МПа
	123,1 м/с	140,8 м/с	174,3 м/с

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «РН-Бурение»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть».

Общество осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин.

Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов). Регионы присутствия ООО «РН-Бурение» включают:

- Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Ямало-Ненецкий автономный округ;
- Республика Коми;
- Краснодарский край;
- Красноярский край;
- Иркутская область;
- Сахалинская область;
- Чеченская республика;
- Оренбургская область;
- Республика Башкортостан.

Парк буровых установок ООО «РН-Бурение» по состоянию на 01.07.2019 составляет 267 единиц, количество буровых бригад – 202, бригад ЗБС – 39.

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

В ООО «РН-Бурение» действует жесткая, иерархическая организационная структура управления (приложение К), тип – линейно-

функциональная. В подчинении у директора находится пять заместителей, из них три функциональных руководителя:

- Заместитель директора по обеспечению производства (руководит отделом материально-технического обеспечения, административно-хозяйственным отделом, службой производственного обеспечения, центральной производственно-диспетчерской службой, сектором транспортного обеспечения);

- Заместитель директора по экономике и финансам (руководит финансово-бюджетным отделом);

- Заместитель директора по безопасности.

Через технического директора (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены пять линейных директоров II уровня (главный геолог, главный технолог, главный энергетик, главный механик), а также производственно-технический отдел и отдел промышленной безопасности, охраны труда и производственного контроля.

Также через заместителя директора по производству (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены служба подготовительных работ и комплексного природопользования и цех вышкомонтажных работ.

Анализируя организационную структуру ООО «РН-Бурение», можно сделать вывод, что количество подчиненных на большинстве уровней управления соответствует норме управляемости (6-8 человек). Так, директору ООО «РН-Бурение» непосредственно подчинены 5 человек, техническому директору – 7 человек, заместителю директора по обеспечению производства – 5 человек.

Существующая организационная структура ООО «РН-бурение» является наиболее оптимальной для данного вида деятельности и позволяет эффективно управлять предприятием и получать стабильные результаты. Данная организационная структура в компании наработана опытом и отвечает целям и стратегическим задачам ООО «РН-бурение».

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

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

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

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

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [6].

Для начала определяется продолжительность вышккомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток. Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется путем подсчета суммы произведений нормативного времени бурения пачки на мощность данной пачки.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам. Рассчитанное время СПО приведено в приложении Е. Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [7]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [8]. Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 10,1 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 134,8 часа; на работы по задавке

скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины – 11,6 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 250,2 часов или 10,4 суток. Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении Е.

4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ

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

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

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 614,1 часов или 25,6 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 218,7 часов или 9,1 суток. Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	25,6												
3.Испытание	9,1												

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [9], в части II – на строительные и монтажные работы [10], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [11].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [12] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ. Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Е.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 20% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 78,88 [13,14]. Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Е. Сметную себестоимость строительства скважины можно определить, как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{106\,965\,716 - 3\,447\,470}{3030} = 34\,164,4 \text{ руб/м.}$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долото типа PDC серии FD (Fast drill) отечественного производителя ВБМ. Его ключевыми особенностями являются увеличение агрессивности вооружения, оптимизация дизайна для повышения эффективности очистки при высоких механических скоростях бурения и улучшенный технологический процесс производства,

позволяющий значительно уменьшить стоимость долот. Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет эффективности внедрения долота типа PDC

№ п/п	Показатель	Массовое долото другого производителя У6 - 215,9 ST	Внедряемое долото 215,9 FD616MH
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Винтовой забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3030	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1680-3030	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	4500	3200
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	35	50
7	Время СПО, ч	9,12	
8	Цена долота в ценах 2021 г., руб	331 000	244 000
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1350	
10	Количество долблений	$1350 / 4500 = 0,3$	$1350 / 3200 = 0,42$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$1350 / 35 = 38,6$	$1350 / 50 = 27,0$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$38,6 + 9,12 = 47,7$	$27,0 + 9,12 = 36,1$
13	Экономия времени, ч	$47,7 - 36,1 = 11,6$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	48525	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$331\ 000 * 0,3 = 99\ 300$	$244\ 000 * 0,42 = 102\ 937$
16	Эксплуатационные затраты на	$47,7 * 48525 = 2\ 314\ 226$	$36,1 * 48525 = 1\ 752\ 723$

	бурение с учетом времени СПО, руб		
1 7	Итого эксплуатационных затрат, руб	$99\,300 + 2\,314\,226 = 2\,413\,526$	$102\,937 + 1\,752\,723 = 1\,855\,660$
1 8	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$2\,413\,526 - 1\,855\,660 = 557\,866$	
1 9	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$557\,866 / 1350 = 413,2$	
2 0	Экономический эффект на долото	$413,2 * 3200 = 1\,322\,349$	
2 1	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$244\,000 / 1\,322\,349 = 0,18$	

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются ТК РФ [15]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [16].

Статья 299 ТК РФ регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, однако в исключительных случаях продолжительность вахты может быть продлена до 3 месяцев. Статья 300 ТК РФ определяют учет рабочего времени при работе вахтовым методом. «При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год». Статья 301 ТК РФ регламентирует режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки. Статья 302 ТК РФ регламентирует «гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом». Работникам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненным к ним местностям, устанавливается районных коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 24 календарных дней [15].

Согласно закону от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [17], люди, работающие на вредных производствах, имеют право на государственные льготы компенсации.

Работник, занятый непосредственно на буровой, также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [18].

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Ж. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [19]. Основопологающим документом, регулирующим нормы промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [20].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение объектов на работающего

Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Мероприятия, направленные на предотвращение возникновения данного фактора, регламентируются ПБНГП [23].

Падение работающего с высоты

Данный фактор может возникнуть при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к тяжелым травмам, вплоть до летального исхода. Для предотвращения возникновения данного фактора в ПБНГП [23] указаны необходимые правила работы для верхового рабочего.

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [31] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также

прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Движущиеся машины и механизмы

Данный фактор возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить в соответствии с ПБНГП [23].

Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение травм. Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться ПБНГП [23], в которых указаны «общие требования к применению технических устройств и инструментов», а также паспортами и техническими документами на соответствующее оборудование.

Повышенный уровень вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [34] машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает 0,5 м/с² для локальной и 0,1 м/с² для общей вибрации. В приложении Ж указаны предельно допустимые уровни колебательной скорости на рабочем месте.

Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [33] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ для данного вида работ.

Статическое электричество

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [36].

Недостаток искусственного и/или естественного освещения

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нормы освещенности рабочих мест на буровой приводятся в ПБНПП [23].

Пожаровзрывоопасность

Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования ППБО-85 [41]. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которые обязаны знать все работающие;
- курение на предприятиях допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

Воздействие химических/газообразных агентов

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, при ГНВП и т.д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в ГОСТ 12.1.007-76 [42].

Патогенные/условно патогенные микроорганизмы и насекомые

В процессе осуществления буровых работ в открытом пространстве необходимо вести контроль за концентрацией микроорганизмов-продуцентов в воздухе рабочей зоны. Превышение данного параметра может привести к заболеваниям различной степени сложности. Нормы ПДК представлены в ГН 2.2.6.1762-03 [44].

Одним из наиболее распространенных природно-очаговых заболеваний, характерное для района проведения работ является клещевой энцефалит. Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противоэнцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

- соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;
- ношение специальной одежды, соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013 [45];
- применение химических средств защиты от клещей.

Физические перегрузки

Бурение относится к работам средней тяжести. Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением тяжестей и сопровождается умеренным физическим напряжением. Данный фактор регулируется ТК РФ [16].

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

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Источниками опасного фактора на рабочих площадках при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб ввремя СПО, падения различных предметов с полати верхового, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [9], а также проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Электрический ток

ГОСТ 12.1.019 [46] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Для

предупреждения поражения электрическим током на буровых проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны осуществляться согласно ПУЭ [46].

Пожаровзрывоопасность

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 25 апреля 2012 года № 390 «О противопожарном режиме» [46].

Расположение рабочего места на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно ПБНГП [23] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.3 Экологическая безопасность

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39-133-94 [45].

Защита атмосферы

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

Источники загрязнения атмосферного воздуха приведены в приложении Ж.

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

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

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться ОНД-86 [43], РД 52.04.186-89 [44] и ГН 2.1.6.1338-03 [45].

Защита гидросферы

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке. Мероприятия по очистке вод представлены в ОСТ 51-01-03-84 [46].

Защита литосферы

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами и т.д.
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) а весь период строительства скважины;

– при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [23].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [45].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

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

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

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований ПБНГП [23]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3030 метров на газовом месторождении. Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической, эксплуатационной колонн и хвостовика. Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твёрдости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, а для бурения остальных интервалов выбраны PDC долота. Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ-1180.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-21-169х245 К1 ХЛ, ОП5-280/80х21, АФ1-80/65х21. Были проанализированы проблемы выноса шлама в наклонных и горизонтальных скважинах и методы их решения и улучшения. Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические

решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованной литературы

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.: ил.
2. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 345с.: ил.
3. Матыцын В. И., Рябченко В. И., Шмарин И. С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2002. — № 3. — 10–12 с.
4. Райхерт Р. С., Цукренко М. С., Органов А. С. Техно-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 3. — 28–35 с.
5. Александров С. С., Лагуманов М. Г. Регулирование очистки скважины в процессе бурения //Бурение и нефть. 2013. № 2. 34–36 с. Техно-технологический уровень горизонтального бурения за рубежом.// сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Обзорная информация, зарубежный опыт.
6. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 18.05.2021).
7. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 18.05.2021).
8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
12. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».
13. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 18.05.2021).
14. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 18.05.2021).
15. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).
16. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».
17. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ.
18. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.
19. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

20. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
21. ГОСТ Р 12.4.205-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты от падения с высоты, удерживающие системы. Общие технические требования. Методы испытаний.
22. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.
23. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
24. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. ИПБОТ 131-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонтам.
26. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
27. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
28. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
29. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
31. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
32. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

33. ГОСТ 12.1.018-93 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
34. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
35. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
36. ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
37. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
38. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
39. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
40. ГН 2.2.6.1762-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в воздухе рабочей зоны.
41. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний.
42. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
43. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
44. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 года №390 «О противопожарном режиме».
45. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.
46. ОНД-86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-250	1,3
250-2750	1,15
2750-3850	1,05

Таблица А.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-1123	М	II-IV
1123-3308	С	IX
3308-3850	Т	IX

Таблица А.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см ² на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидро разрыва пород
1	2	3	4	5
Q	0	50	0,0098	0,020
P ₂₋₃	50	250		
P ₁	250	573		
K ₂ ^{d+m}	573	643		
K ₂ ^{km+st-k}	643	1023		
K _{2t}	1023	1150	0,011	0,017
K ₁₋₂ ^{s-al-a}	1150	1849	0,0098	
K ₁ ^{a-br-h}	1849	2100		
K ₁ ^v	2100	2750	0,0098	0,016
K ₁ ^{v-b}	2750	3249		
J ₃ ^{km-v-K₁}	3249	3308	0,0127	
J ₃ ^{o-km}	3308	3458		
J ₃ ^{ki-o}	3458	3531		
J ₂ ^{b-kl}	3531	3850		

Таблица А.4 – Данные о продуктивных пластах

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
БТ ₁₀	2635	2642	нефть	759	23	-
БТ ₁₂₋₀	2351	2390	нефть	734	70	-
БТ ₁₂₁₋₁	2882	2909	нефть	706	113	-
ПК16 ²	1771	1819	ГАЗ	0,568	2940	-
ПК1 ₈	1907	1947	ГАЗ	0,568	211100	-
БТ1	2351	2390	ГАЗ	0,622	339600	-
БТ12 ⁰	2882	2909	ГАЗ	0,656	121200	-
БТ12 ¹⁻¹	2968	3000	ГАЗ	0,706	113500	-
Q - P1/3	2	70	ВОДА	1000	-	-
К2-К1	1179	2310	ВОДА	1015	10-75,5	-
К1	2346	3080	ВОДА	1011	до 32,8	-
К1	3483	3850	ВОДА	1011	288	-

Таблица А.5 – Основные осложнения, встречающимися в разрезе скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
К	1100	3222	Поглощение бурового раствора
К-Ж	3222	3850	
К-Ж	0	3850	Осыпи и обвалы горных пород
ПК16 ² , ПК18, БТ12 ⁰ , БТ1, БТ12 ¹⁻¹ , Ю2 ¹	1100	3222	Нефтепроявление
	3222	3850	
Q - P1	0	600	Прихватоопасность
Q-К1	600	3850	

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	60	490,0 GRD213	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 490 МС	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	975	31
Σ			7250	60

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-690 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
60	690	393,7 FD519SM	146,5	0,45
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	261	0,85
		Переводник П-171/152	60	0,517
		МВР-240Т	2295	9,49
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		КЛС 390 М	261	0,85
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	1872	12
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	20133,97	645
Σ			26328,97	690

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (690-1680 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
690	1680	295,3 FD516SM	0,4	90
		К 295 С	0,67	158
		МВР-240Т	2295	9,49
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 С	0,67	158
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	4680	30
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	37700,30	1208
Σ			47727	1680

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1680-3030 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1680	3030	215,9 FD616МН	45	0,35
		У4-КП 215,9 СТ	58	0,4
		МВР3-176Т	1380	8,54
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС2-178	10296	66
		Переводник П-147/162	63	0,527
				ПК-127х9,19 Е
Σ			104217	3030

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2351-2390 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2351	2390	215,9/100 СВ813МН	90	0,4
		СК1-172/100РС	1346	22,2
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	73129	2342
Σ			78412	2390

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (2882-2909 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2882	2909	215,9/100 СВ813МН	90	0,4
		СК1-172/100РС	1346	22,2
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	89332	2861
Σ			94615	2909

Таблица Б.7 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	3030	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	2952	92,17	104,22	1,28	1,34

Приложение В

Таблица В.1 – Конструкция бурильных колонн (анализ суммарных напряжений)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	34,4	1,08	6,95	1,75	8,35	>10	>10
бурение	60	690	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	648,4	20,24	28,93	1,02	4,19	4,60	4,82
бурение	690	1680	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	1615	51,58	64,09	1,62	2,32	2,08	2,18
бурение	1680	3030	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2955	94,37	106,15	2,13	1,50	1,25	1,31

Таблица В.2 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,22	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,9	230,5
Под кондуктор									
60	690	БУРЕНИЕ	0,63	0,059	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12,7	113,7	616,1
Под техническую колонну									
690	1680	БУРЕНИЕ	0,86	0,075	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11,1	105,8	398,7
Под эксплуатационную колонну									
1680	3030	БУРЕНИЕ	1,27	0,09	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	81,6	138

Таблица В.3 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	80	23,04	46,08
60	690	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	125	36	72
690	1680	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	150	266,0	1	100	25,6	51,2
1680	3030	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	170	203,3	1	100	32,8	32,8

Таблица В.4 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	62,9	50,0	0	2,4	0,4	10
60	690	БУРЕНИЕ	209,8	85,6	50	64,0	0,2	10
690	1680	БУРЕНИЕ	217,6	77,9	50	78,0	1,7	10
1680	3030	БУРЕНИЕ	190,7	42,1	65,7	56,9	16,0	10

Приложение Г

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	60
Каустическая сода	1
ФХЛС	1

Таблица Г.2 – Технологические свойства бентонитового раствора под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,088
Условная вязкость, с	90-100
Содержание песка, %	< 2

Таблица Г.3 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
РАС HV	0,4
Пеногаситель	1
РАС LV	0,12
Reolub	5

Таблица Г.4 –Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,088
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.5 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
Барит	67,74
РАС HV	0,4
Пеногаситель	1
РАС LV	0,12
Reolub	5

Таблица Г.6 –Технологические свойства полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-16
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	7-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.7 – Компонентный состав ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
Мел	112,78
PAC HV	2
Пеногаситель	0,2
PAC LV	0,12
Reolub	4
DUO-VIS	35
POTASSIUM CHLORIDE	50

Таблица Г.8 – Технологические свойства ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
pH	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.9 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3350 м

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	490,0	-	1,30	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 9,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 59,7
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 69,8
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	690	630	393,7	406	1,22	101,3

Продолжение таблицы Г.9

Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=2,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=60,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=2,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=146,3$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=212,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=274,1$
Техн. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
690	1680	990	295,3	304	1,15	128
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=53,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=5,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=261,0$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=320,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=318,2$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1680	3030	1350	220,7	224,5	1,15	123,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=8,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=38,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=8,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=251,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=308,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=370$

Таблица Г.10 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка	направление		кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
		ед. изм.	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустик	Поддержание pH	25	69,80	3	274,15	11	318,22	13	370,01	15	1032,18	42
Глина ПММБ	Структурообразователь	1000	4187,82	5	3289,78	4	3818,64	4		0,00	11296,25	13
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	69,80	3	274,15	11	318,22	13	370,01	15	1032,18	42
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	69,80	3							69,80	3
РАС-NV	Понизитель фильтрации	25			109,66	5	127,29	6	740,03	30	976,98	41
Пеногаситель	Снижение поверхностного натяжения	172			274,15	2	318,22	2	74,00	1	666,37	5
РАС-LV	Стабилизатор, регулятор	25			32,90	2	38,19	2	44,40	2	115,49	6
Reolub	Смазочная добавка	172			1370,74	8	1591,10	10	1480,06	9	4441,90	27
Барит	Утяжелитель	1000					21556,86	22			21556,86	22
Мел	Утяжелитель	1000							41729,35	42	41729,35	42
DUO-VIS	Структурообразователь	25							12950,49	519	12950,49	519
POTASSIUM CHLORIDE	Предотвращение набухания глини	1000							18500,70	19	18500,70	19

Приложение Д

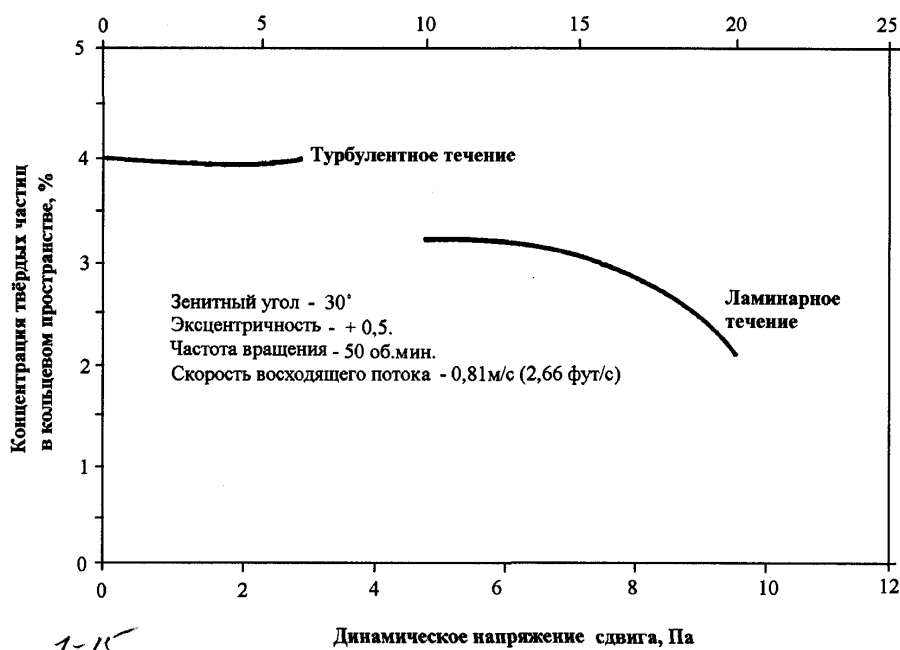


Рисунок Д.1 – Влияние динамического напряжения сдвига и режима течения на концентрацию выбуренной породы в кольцевом пространстве

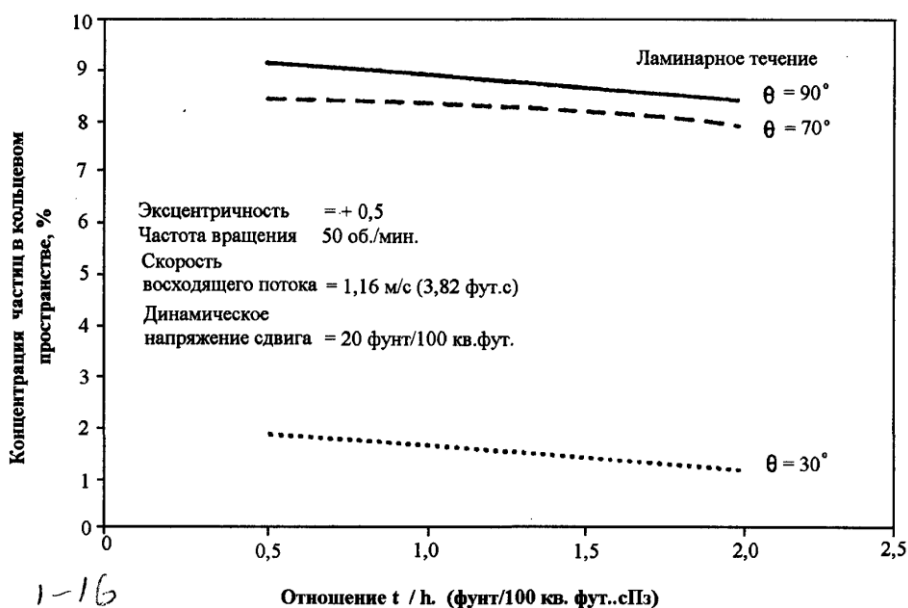
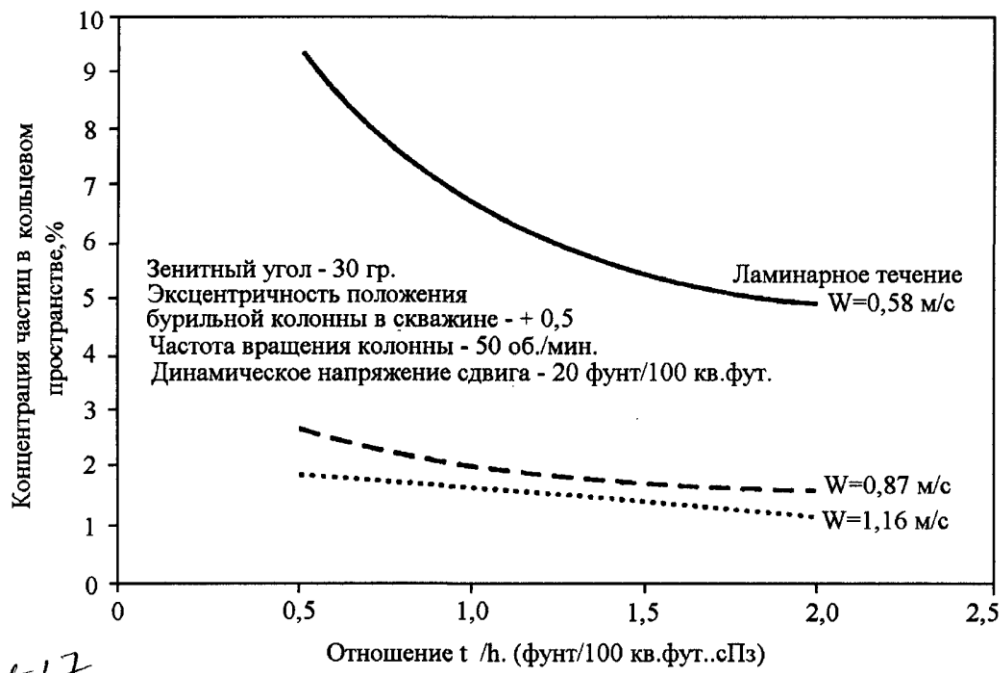


Рисунок Д.2 – Зависимость концентрации частиц в кольцевом пространстве от величины отношения τ_0/η (фунт./100 кв.фут./сПз)



1-12
 Рисунок Д.3 – Зависимость степени очистки ствола от величины отношения τ_0/η при разных скоростях потока и ламинарном режиме течения

Приложение Е

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

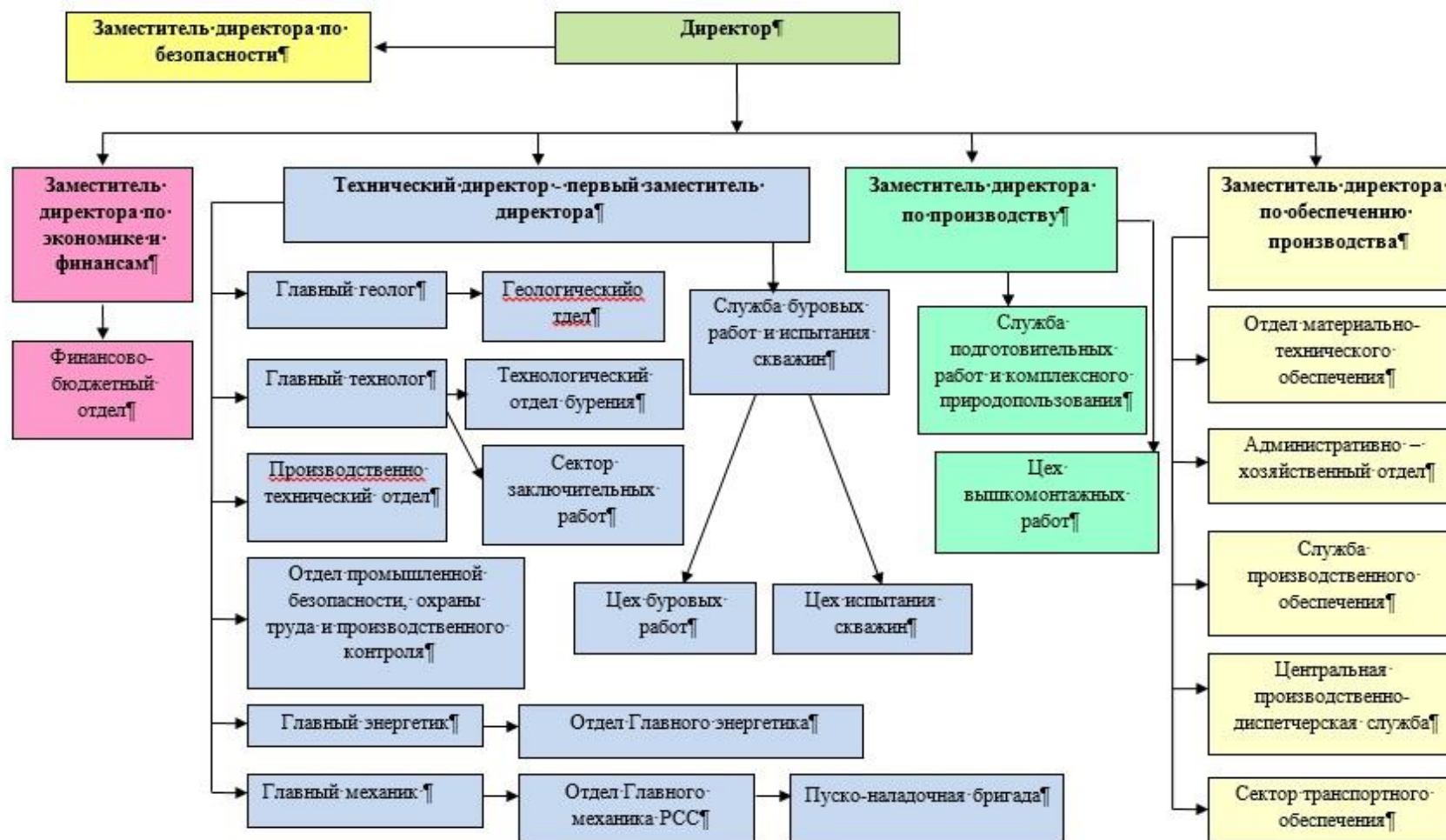


Рисунок Е.1 – Организационная структура ООО «РН-Бурение»

Таблица Е.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 GRD213	0	60	400	0,017	60	0,15	1,02	0,1	1,12
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,60
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,36
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										14,50
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,72
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										15,32
Бурение под кондуктор	393,7 FD519SM	60	690	3200	0,025	630	0,20	15,75	1,38	17,13
Промывка (ЕНВ)										0,35
Наращивание (ЕНВ)										3,45
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										37,37
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										63,32
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,17
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										66,99
Бурение под техническую колонну	295,3 FD516SM	690	1680	3200	0,032	990	0,31	31,68	6,795	38,48
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,66

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Наращивание (ЕНВ)										11,03
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										45,42
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обгираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										113,16
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,66
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										119,82
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD616MH	1680	1771	3200	0,055	91	0,03	5,005	7,33	12,34
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	215,9/100 CB813MH	1771	1819	400	0,2	48	0,12	9,6	22,26	31,86
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD616MH	1819	1907	3200	0,055	88	0,03	4,84	7,62	12,46
Отбор керна	215,9/100 CB813MH	1907	1947	400	0,2	40	0,10	8	15,24	23,24
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD616MH	1947	2351	3200	0,055	404	0,13	22,22	8,31	30,53
Отбор керна	215,9/100 CB813MH	2351	2390	400	0,2	39	0,10	7,8	16,62	24,42
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD616MH	2390	2635	3200	0,055	245	0,08	13,475	8,65	22,13
Отбор керна	215,9/100 CB813MH	2635	2642	400	0,2	7	0,02	1,4	8,67	10,07
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD616MH	2642	2882	3200	0,055	240	0,08	13,2	8,88	22,08
Отбор керна	215,9/100 CB813MH	2882	2909	400	0,2	27	0,07	5,4	17,76	23,16
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD616MH	2909	2968	3200	0,055	59	0,02	3,245	8,98	12,23
Отбор керна	215,9/100 CB813MH	2968	3000	400	0,2	32	0,08	6,4	17,96	24,36
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD616MH	3000	3030	3200	0,055	30	0,01	1,65	9,12	10,77
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,58

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нарращивание (ЕНВ)										4,31
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										55,39
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										375,28
Ремонтные работы (ЕНВ)										30,02
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										411,98
Итого по колоннам:										614,10

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	22,8	1,2	170,5	3,1	428,3	14,9	2053,2
Социальные отчисления, 30,4%						6,9		51,8		130,2		624,2
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,4	1,2	17,8	3,1	44,6	14,9	214,0
Социальные отчисления, 30,4%						0,7		5,4		13,6		65,0
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	41,7	1,2	312,0	3,1	783,8	14,9	3756,9

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	236,4	1,2	1768,3	3,1	4441,9	14,9	21291,3
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,2	277,2	3,1	696,2	13,5	3035,7
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,2	114,3	3,1	287,2	13,5	1252,4
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,2	11,0	3,1	27,6	14,9	132,2
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,2	9,3	3,1	23,4	14,9	112,0
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,2	184,5	3,1	463,3	14,9	2220,9
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	5,6	1,2	41,9	3,1	105,1	14,9	504,0
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	16,6	1,2	123,9	3,1	311,2	14,9	1491,7
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,2	6,8	3,1	17,1	14,9	82,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	27,9	1,2	208,9	0,3	53,9	14,9	2515,3
NaOH	т	4,59			0,1	0,3	0,3	1,3	3,8	17,5	0,4	1,7
Глина ПММБ	т	6,08			4,1	25,0	3,3	20,0	0,3	1,9		
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,4	0,3	5,6	0,3	6,8	0,4	7,6
РАС-NV	т	9,06					0,1	1,0	0,1	1,2	0,7	6,7
Пеногаситель	т	2,8					0,3	0,8	0,3	0,9	0,1	0,2
РАС-LV	т	408,26					0,0	13,4	0,0	15,6	0,0	18,1
Reolub	т	8,07					1,4	11,1	1,6	12,8	1,5	11,9
Барит	т	15,24							21,6	328,5		
Мел	т	53,68									41,7	2240,0
DUO-VIS	т	21,09									13,0	273,1
KCl	т	4,4									18,5	81,4
Итого затрат зависящих от времени, руб				8749,8		407,4		3303,6		7827,5		39351,1
Затраты, зависящие от объема работ												
490,0 GRD213	шт	1985,7			0,2	297,9						
393,7 FD519SM	шт	1522					0,2	299,6				
295,3 FD516SM	шт	4458,6							0,3	1379,4		
215,9 FD616MH	шт	5254,6									0,36	1899,9
215,9/100 CB813MH	шт	7552,1									0,48	3643,9
Калибратор КЛС 490 МС	шт	890,54			0,2	178,1						
Калибратор КЛС 390 М	шт	565,38					0,2	111,3				
Калибратор К 295 С	шт	415,54							0,3	128,6		
У4-КП 215,9 СТ	шт	288,21									0,36	104,2
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб				0,0		475,963		410,9529		1507,9		5648,0
Итого по колоннам, руб				8749,752		883,3325		3714,56		9335,5		44999,0
Всего по сметному расчету, руб								127321,5				

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	61,1	1,6	201,1	1,9	244,4	2,3	298,1
Социальные отчисления, 30,4%				18,6		61,1		74,3		90,6
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,5	1,6	18,1	1,9	22,0	2,3	26,8
Социальные отчисления, 30,4%				1,7		5,5		6,7		8,1
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,6	1,6	11,7	1,9	14,3	2,3	17,4
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	119,7	1,6	393,7	1,9	478,6	2,3	583,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	678,4	1,6	2231,2	1,9	2712,1	2,3	3307,2
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	65,8	1,6	216,3	1,9	262,9	2,3	320,5
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,2	1,6	13,9	1,9	16,8	2,3	20,5
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	80,1	1,6	263,6	1,9	320,4	2,3	390,7
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,7	1,6	28,6	1,9	34,8	2,3	42,5
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,1	1,6	52,8	1,9	64,2	2,3	78,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
Башмак колонный БК-426	шт	142,57	1,0	142,6						
Башмак колонный БК-339	шт	74,77			1,0	74,8				
Башмак колонный БК-245	шт	56,93					1,0	56,9		
Башмак колонный БК-168	шт	80,7							1,0	80,7
Центратор ЦПЦ-426/390	шт	41,8	4,0	167,2						
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6			24,0	830,4				
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4					48,0	931,2		
Центратор ЦПЦ-168/216	шт	16,5							73,0	1204,5
ЦОКД-426	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦОКД-339	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-168	шт	101							1,0	101,0
Продавочная пробка ПП-426-490	шт	126,4	1,0	126,4						
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15			1,0	59,2				
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12					1,0	30,1		
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	21,5							1,0	21,5
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	2550			1,0	2550,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	1936							1,0	1936,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4809,3		7272,9		7890,7		8692,2	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x10 Д	м	37,21	60,0	2232,6						
Обсадные трубы 339x9,5 Д	м	28,53			690,0	19685,7				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	19,8					1680,0	33264,0		
Обсадные трубы 168x12,1; 168x8,9 Д	м	13,1							3030,0	39693,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95					14,1	422,3	19,6	586,4
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32					26,5	848,0	14,0	447,7
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2887,4		21772,17		36891,34		43072,246	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			104623,2							
Всего по сметному расчету, руб			133288,2							

Таблица Е.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	131 223	1 927 328,57
	Итого по главе 1	131 223	1 927 328,57
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	75 328	5 941 917,84
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	895 373,69
	Итого по главе 2	86 679	6 837 291,53
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	127 321	10 043 192,64
3.2	Крепление скважины	133 288	10 513 853,63
	Итого по главе 3	260 610	20 557 046,27
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	8 795	693 728,80
	Итого по главе 4	8 795	693 728,80
5	Глава 5. Промышленно-геофизические работы		
5.1	Затраты на промышленно-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	29 634	2 337 585,26
	Итого по главе 5	29 634	2 337 585,26
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 767	928 164,80
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	872	68 752,95
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 561 253,08
	Итого по главе 6	45 108	3 558 170,83
	ИТОГО прямых затрат	562 049	35 911 151,25
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	112 410	7 182 230,25
	Итого по главе 7	112 410	7 182 230,25
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	53 957	3 447 470,52
	Итого по главе 8	53 957	3 447 470,52
	ИТОГО по главам 1-8	728 416	46 540 852,02
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	178 462	11 402 508,75
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	32 050	2 047 797,49
9.3	Северные надбавки 2,98%	21 707	1 386 917,39
9.4	Промышленно-геофизические работы	-	14 200 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	5 640 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	16 800,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	71 300,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	232 219	39 887 663,63
	ИТОГО по гл 1-9	960 634	86 428 515,65

Продолжение таблицы Е.4

1	2	3	4
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 457	93 081,70
	Итого по главе 10	1 457	93 081,70
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	48 105	4 127 314,87
	Итого по главе 12	48 105	4 127 314,87
ИТОГО		1 028 247	1 010 196
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		90 648 912,22
	НДС		16 316 804,20
	ВСЕГО с учетом НДС		106 965 716,42

Приложение Ж

Социальная ответственность

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

Факторы	Этапы работ							Нормативные документы
	Механическое бурение	СПО	Сборка-разборка КНБК	Приготовление и обработка БР	Эксплуатация и ремонт бурового оборудования	Крепление ствола и цементирование	Освоение скважины	
Физические								
Падение объектов на работающего	+	+	+		+			ГОСТ 12.4.125-83 [10]
Падение работающего с высоты		+			+			ГОСТ Р 12.4.205-99 [11] ГОСТ Р 12.3.050-2017 [12]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+		+	+	+	ГОСТ 12.4.125-83 [13]
Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования	+	+	+		+	+		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [14] ИПБОТ 131-2008 [15]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	+	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [16] СНиП 2.04.05-91 [17] СанПиН 2.2.4.548-96 [18]
Повышенный уровень вибрации и шума	+	+			+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [19] ГОСТ 12.1.012-2004 [20] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [21]
Статическое электричество	+	+			+			ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [22] ГОСТ 12.1.018-93 [23]
Недостаток естественного и/или искусственного освещения	+	+	+	+	+	+	+	СП 52.13330.2011 [24] СНиП 23-05-95 [25]
Пожаровзрывоопасность	+			+	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-89 [26] ППБО-85 [27]
Химические								
Воздействие химических/газообразных агентов	+			+		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [28] ГН 2.2.5.1313-03 [29]

Продолжение таблицы Ж.1

Биологические								
Патогенные/условно патогенные микроорганизмы и насекомые	+	+	+	+	+	+	+	ГН 2.2.6.1762-03 [30]
Психофизиологические								
Физические перегрузки	+	+	+	+		+		ТК Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [2]

Таблица Ж.2 – Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации согласно СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [45]

Вибрация м/с·10 ⁻² , дБ	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20	7,1	2,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	-	-
		132	123	114	108	107	107	107	107	-	-
Локальная	По каждой оси	-	-	-	5,0	5,0	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
					120	120	117	114	111	108	105

Таблица Ж.3 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и выделяемые вредные вещества

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