



Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2006 МЕТРОВ НА СЕВЕР-КОЖВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РЕСПУБЛИКА КОМИ)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 2006)(470 13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Отариди О.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалёв А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Глызина Т.С.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалёв А.В	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Ковалёв А.В
(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
З- 2Б22	Отариди Отари Николаевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2006 МЕТРОВ НА СЕВЕРО- КОЖВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РЕСПУБЛИКА КОМИ)		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2017	№1436/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(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).</i>	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1.Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев А.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Отариди Отари Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Отариди Отари Николаевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

<i>Данные по строительству скважин на Северо-Кожвинском нефтяном месторождении</i>	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия.
2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.
3. Нормативная карта.
4. Составление линейно-календарного графика.
5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Отариди Отари Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Отариди Отари Николаевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочее место расположено на Северо-Кожвинском месторождении, воздух свежий. Буровая расположена в Томской области. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Вредные факторы 1. Несовершенство технологического процесса, рабочего инструмента или средств безопасности. 2. Неправильная обстановка рабочего места, его загрязненность посторонними предметами, недостаточная практика работающих безопасному ведению технологических процессов. 3. Сильный шум и вибрации, 4. Избыточное тепло или сильный мороз. 5. Насекомые, животные. Опасные факторы 1. Несовершенство или конструктивные недостатки оборудования. 2. Аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин. 3. Ядовитые вещества, ионизирующие излучения. 4. Поражение электрическим током. 5. Опасность возгораний.
2. Экологическая безопасность:	При бурении скважины воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения Бурение скважины сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»; Раздел VI, глава 21, статья 147 ТК РФ «Повышенная оплата труда работника (работников)»;

	Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. N 302н «Проведение медицинских осмотров».
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Отариди Отари Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 с., 18 рис., 39табл., 14 литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СКВАЖИНА, ОСВОЕНИЕ, ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА, ДОЛОТА, БУРОВОЙ РАСТВОР, БУРОВАЯ УСТАНОВКА, БУРЕНИЕ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ВЫГОДА, ЭКОЛОГИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Объектом исследования является (ются) Северо-Кожвинское месторождение

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины

Метод или методология проведения работы (исследование) и аппаратуры геофизические исследования

Полученные результаты и их новизну применение гибридных долот

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики Одноколонное строение скважины, простота конструкции, дешевизна

Степень внедрения: Западная-сибирь (Республика Коми)

Рекомендации или итоги внедрения результатов работы уменьшение количества спуско-подъемных операций

Область применения: в процессе работы был составлен проект на бурение под эксплуатационно наклонно-направленную скважину проектной глубиной 2006 метров

В процессе исследования проводились технологические решения по построению наклонно-направленной скважины, построение геолого-технического наряда, построение компоновки низа буровой колонны, рассмотрена специальная часть: гибридная система буровых долот

Экономическая эффективность/значимость работы в соответствии с экономическими требованиями проводимых работ, прибыль достигнута с положительными показателями

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования (разработки). Дальнейшее развитие месторождения

Дополнительные сведения (особенности выполнения и оформления работы и т.п.) в процессе выполнения работы замечания исправлены, оформлено в соответствии с требованиями

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БК	– бурильная колонна
БУ	– буровая установка
ГЗД	– гидравлический забойный двигатель
ГИС	– геофизические исследования скважин
ГТН	– геолого-технический наряд
ДНС	– динамическое напряжение сдвига
КНБК	– компоновка низа бурильной колонны
КП	– кольцевое пространство
ЛБТ	– легкосплавные бурильные трубы
НТФК	– нитрилтриметилфосфовая кислота
ОЗЦ	– ожидание затвердевания цемента
ОК	– обсадная колонна
ОЦР	– облегченный цементный раствор
ПВ	– пластическая вязкость
ПВО	– противовыбросовое оборудование
ПК	– бурильные трубы с приваренными замками с комбинированной высадкой
СБТ	– стальные бурильные трубы
СНС	– статическое напряжение сдвига
СПО	– спуско-подъемные операции
УБТ	– утяжеленные бурильные трубы
ЦА	– цементируочный агрегат
ЦСМ	– цементосмесительная машина

Оглавление

1. Общая и геологическая часть.....	12
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	12
1.2 Геологические условия бурения.....	14
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	16
1.4 Зоны возможных осложнений	21
1.5 Исследовательские работы.....	22
2 Технологическая часть	24
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	24
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	25
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	26
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	29
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3 Углубление скважины	30
2.3.1 Выбор способа бурения	30
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	31
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	32
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	32
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	33
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	34
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	36
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	39
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	41
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	43
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	43
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	43
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	48
2.4.3 Технологический режим цементирования скважины	49
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	50
2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	51
2.5 Выбор буровой установки.....	52

3. Проблемы профилактики противofонтаной безопасности при строительстве скважин.....	53
3.1 Аварии и их виды.	53
3.2 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования при строительстве нефтяных и газовых скважин	54
3.3 Временная инструкция по проведению испытаний на герметичность обсадных колонн и устьевой обвязки скважин.....	62
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	68
4.1 Расчет экономической эффективности внедрения предлагаемых мероприятий по включению колонного фильтра в компоновку низа бурильной колонны на Северо-Кожвинском месторождении.....	68
1.1.2 4.1.1 Аннотация мероприятия.....	68
1.1.3 4.1.2 Методика расчета эффективности внедрения новой буровой техники	68
1.1.4 4.1.3 Расчет годовой экономии эксплуатационных затрат от внедрения предлагаемых мероприятий	75
1.1.5 4.1.4 Расчет коммерческой эффективности использования колонного фильтра в компоновке низа бурильной колонны.....	78
5 Социальная ответственность	80
5.1 Производственная безопасность.....	80
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	80
1.1.6 5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ	81
1.1.7 5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды.....	82
5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда	83
5.3 Экологическая безопасность.....	90
1.1.8 5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	90
1.1.9 5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
Список используемых источников.....	101

ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа выполнена на собранных материалах об Северо-Кожвинском месторождении это нефтеносный участок, который расположен в Западной-Сибири (Республики Коми), на котором было произведено бурение под эксплуатационную скважину проектной глубиной 2006 метров в проект включены такие материалы как геолого-технический наряд под данную скважину и компоновка низа буровой колонны.

В дипломный проект были включены такие разделы как:

геологическая, геофизическая часть, разрез данной скважины, условия для бурения и проводки скважины, возможные осложнения при бурении и эксплуатации скважины. Технологические решения по строительству скважины, режимы бурения, частоты вращения, осевые нагрузки, расходы и типы промывочной жидкости. Технические решения выбор буровой установки, выбор бурильной колонны, КНБК, и порода-разрушающего инструмента. Проект содержит специальный вопрос о выносе бурового шлама из забоя в направленных скважинах, чтобы не возникали осложнения в процессе бурения скважины.

Экономическая часть проекта содержит все решения по экономической эффективности связанных с затратами на бурение, затраты на работы связанные с геофизическими исследованиями и д.р. а также заработной платой и прибылью от данного проекта.

Часть о социальной ответственности содержит вопросы связанные с соблюдением экологии и безопасности жизни деятельности человека.

1. Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Северо-Кожвинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Смешанный лес
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Коми Печорский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	3,0 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	267
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	северо-восточное, северное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20 - 25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Пудино Кедровый

Обзорная карта района работ

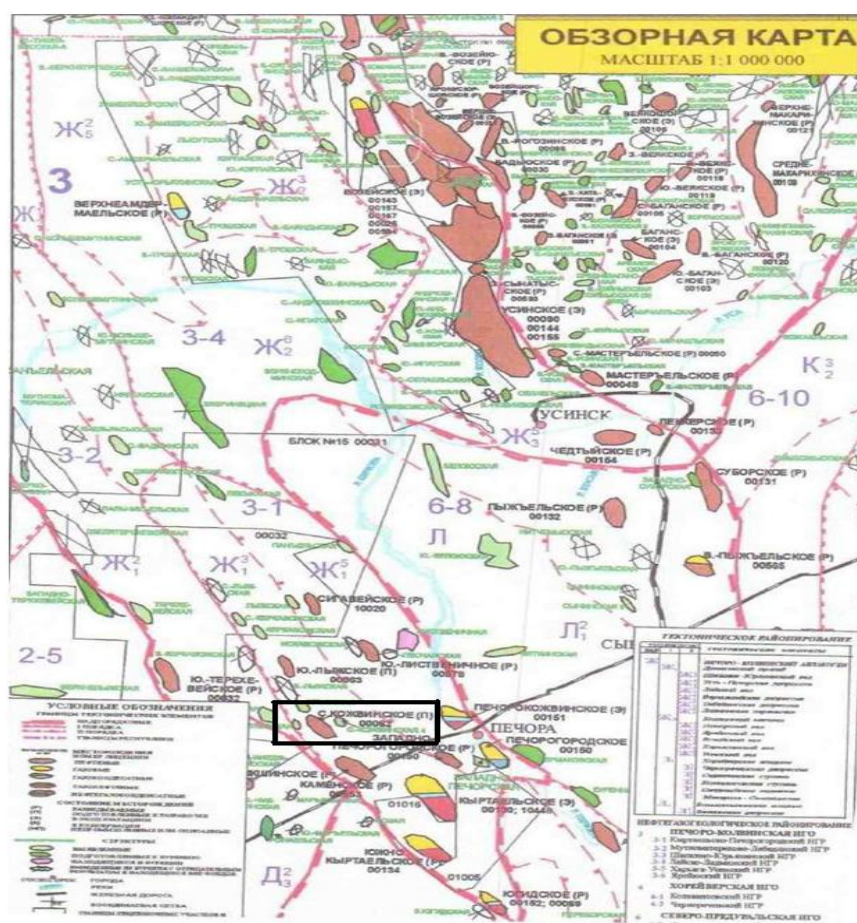


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	70	30	Четвертичная система	Q	1,2	0
70	200	125	Верхний девон, средне-фаменский подъярус, ыджыд-каменская свита.	Pg ₃ nk	1,12	0
200	540	170	Верхний девон, ниже-фаменский подъярус, кожвинская свита	Pg ₂₋₃ cg	1,12	0
540	670	260	Верхний девон, ниже-фаменский подъярус, лыжская свита	Pg ₂ ll	1,12	0
670	1570	285	Верхний девон, ниже-фаменский подъярус, кыртаельская свита	Pg ₁ tl	1,12	0
1570	1590	365	Верхний девон, верхне-франский подъярус, соплеская свита	K ₂ gn	1,12	0
1590	1610	415	Верхний девон, средне-франский подъярус, доманиковый горизонт	K ₂ sl	1,11	0
1610	1670	560	Верхний девон, ниже-франский подъярус, тиманский+саргаевский горизонты	K ₂ ip	1,11	0
1670	1740	575	Верхний девон, ниже-франский подъярус, джьерский горизонт	K ₂ kz	1,11	0
1740	1903	1440	Верхний девон, ниже-франский подъярус, яранский горизонт, ронаельская свита	K ₁₋₂ pk	1,11	0
1903	2006	2130	Средний девон, живетский ярус, старооскольский горизонт, дзельская свита	K ₁ kin	1,11	0

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Прогноз литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	70	суглинок	30
			песок	40
			глина	30
D ₃ fm ₂ (ik)	70	200	Известняк	100
D ₃ fm ₁ (kg)	200	540	известняк	90
			мергель	10
D ₃ fm ₁ (lg)	540	670	известняк	90
			мергель	10
D ₃ fm ₁ (kr)	670	1570	известняк	15
			мергель	60
			глина	25
D ₃ f ₃ (sp)	1570	1590	известняк	10
			алевролит	20
			аргиллит	70
D ₃ f ₂ (dm)	1590	1610	известняк	100
D ₃ f ₁ (sr+tm)	1610	1670	известняк	20
			песчаник	10
			мергель	20
			аргиллит	50
D ₃ f ₁ (dzt)	1670	1740	песчаник	30
			алевролит	50
			аргиллит	20
D ₃ f ₁ (jr)	1740	1903	песчаник	30
			Алевролит	20
			аргиллит	50
D ₂ zv (dz)	1903	2006	глина	20
			песчаник	70
			Алевролит	10

В таблице 1.5 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Для снижения гидродинамических давлений в открытом стволе скважины, для предотвращения нарушения устойчивости стенок скважины, поглощений промывочной жидкости и флюидопроявлений идет ограничение скорости спуска и подъема бурильного инструмента при бурении под эксплуатационную колонну:

в интервале 0÷2000 м спуск инструмента со скоростью не более 1 м/с;

в интервале 2000- до забоя - не более 0,2 м/с;

подъем от забоя до глубины 2000м - 0,2 м/с; 2000 - 0 м - 1 м/с.

Для предотвращения обвалов стенок скважины и флюидопроявлений нужен постоянный контроль долива скважины при подъеме инструмента.

Повышение качества тампонажного раствора, надежное разобщение пластов в затрубном пространстве скважины.

Применение в КНБК вихревого устройства для очистки и кольматации стенок скважины УОК.

Применение рецептуры безглинистого ингибирующего биополимерного бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта.

Постоянный контроль параметров в процессе бурения:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме;
- плотность бурового раствора с регистрацией;
- расход бурового раствора на выходе из скважины;
- давление в манифольде с регистрацией;
- уровень раствора в приемных емкостях при бурении;
- скорость СПО.

Для предотвращения осложнений ствола скважины и газонефтепроявлений идет промывка скважины до и после каждого долбления, промежуточные промывки при спуске и подъеме бурильного инструмента в течение 1,5ч.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.6.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности Казанского месторождения представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.5 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	проницае мость	Глинис тость, %	Абразив ность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	70	суглинок	2,33	25-30	0	100	2	I	Мягкая
			песок	2,30	10	0	90	4		
			глина	2,71	30	0	100	2		
D ₃ fm ₂ (ik)	70	200	известняк	2,74	15	0	100	4	II	средняя
D ₃ fm ₁ (kg)	200	540	известняк	2,74	18	20	80	4		средняя
			мергель	2,61	20	0	100	3	I	Мягкая
D ₃ fm ₁ (lg)	540	670	известняк	2,74	18	20	100	4	I	Мягкая
			мергель	2,61	25	20	20	3		
D ₃ fm ₁ (kr)	670	1570	известняк	2,74	18	10	60	4	II	средняя
			мергель	2,61	25	0	20	3	I	Мягкая
			глина	2,71	16	0	20	2		
D ₃ f ₃ (sp)	1570	1590	известняк	2,74	15	0	100	4	II	средняя
			алевролит	2,65	22	20-30	20	6	I	мягкая
			аргиллит	2,74	16	0	50	3		
D ₃ f ₂ (dm)	1590	1610	Известняк	2,74	20	20	80	4	II	средняя
D ₃ f ₁ (sr+tm)	1610	1670	известняк	2,74	18	20	100	4	II	средняя
			песчаник	2,73	22	50-200	20	7	II	средняя
			мергель	2,61	20	0	20	3	I	мягкая
			аргиллит	2,74	16	0	100	3	I	мягкая
D ₃ f ₁ (dzr)	1670	1740	песчаник	2,73	22	10-30	10-20	7	II	средняя
			алевролит	2,65	20	0-10	30	6	I	мягкая
			аргиллит	2,74	15	0	100	3		

Продолжение таблицы 1.5

D ₃ f ₁ (jr)	1740	1903	песчаники	2,73	22	20	20	7	II	Средняя
			алевролит	2,65	20	0	40	6	I	мягкая
			аргиллит	2,74	16	0	100	3		
D ₂ zv (dz)	1903	2006	глины	2,71	15	0	100	2	I	мягкая
			песчаник	2,73	22	30	20	7	II	средняя
			алевролит	2,65	20	10	30	6	I	мягкая

Таблица 1.6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °C
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	70	0,10	0,10	0,1	0,10	0,196	0,213	0,243	0,263	5
D ₃ fm ₂ (ik)	70	200	0,10	0,10	0,1	0,10	0,213	0,216	0,263	0,269	6
D ₃ fm ₁ (kg)	200	540	0,10	0,10	0,1	0,10	0,216	0,217	0,269	0,270	13
D ₃ fm ₁ (lg)	540	670	0,10	0,10	0,1	0,10	0,217	0,212	0,270	0,238	15
D ₃ fm ₁ (kr)	670	1570	0,10	0,10	0,1	0,10	0,212	0,215	0,238	0,268	35
D ₃ f ₃ (sp)	1570	1590	0,10	0,10	0,1	0,101	0,215	0,216	0,268	0,270	36
D ₃ f ₂ (dm)	1590	1610	0,10	0,10	0,1	0,101	0,216	0,213	0,270	0,270	37
D ₃ f ₁ (sr+tm)	1610	1670	0,10	0,1065	0,1	0,1065	0,213	0,219	0,270	0,270	41
D ₃ f ₁ (dzr)	1670	1740	0,1065	0,1065	0,1065	0,1065	0,219	0,215	0,270	0,270	41,5
D ₃ f ₁ (jr)	1740	1903	0,1065	0,1065	0,1065	0,1065	0,215	0,215	0,270	0,270	42
D ₂ zv (dz)	1903	2006	0,1065	0,1065	0,1065	0,1065	0,214	0,214	0,270	0,270	45

Таблица 1.7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
D ₃ dzr	1670	1740	поровый	0,767	н.д.	124	-
D ₃ jr	1760	1820		0,733	н.д.	123,1	
D ₂ zv	1820	2006		0,743	н.д.	160,8	
Водоносность							
Q	0	70	поровый	-	-	-	(преобладающий): Na ⁺ +K ⁺ - 5,65 мг-экв/л Cl ⁻ - 1,6мг-экв/л, SO ₄ ⁻ - 0,05мг-экв/л, HCO ⁻³ - 9,0мг-экв/л, , Mg ⁺⁺ - 2,0мг-экв/л, Ca ⁺⁺ - 3,0мг- экв/л
D ₃ f ₂ dm	1590	1610	поровый	1,0243	7,2		(преобладающий): Cl ⁻ - 570мг-экв/л, SO ₄ ⁻ -5,43мг- экв/л, HCO ⁻³ - 3,4мг- экв/л, Na ⁺ +K ⁺ - 461,1 мг- экв/л, Mg ⁺⁺ - 21мг-экв/л, Ca ⁺⁺ - 98мг-экв/л

Продолжение таблицы 1.7

D _{3f1j} r	1740	1820	поровый	1,053	от 6,2 до 527	(преобладающий): Cl ⁻ - 1230мг-экв/л, SO ₄ ⁻ - 3,52мг-экв/л, HCO ⁻³ - 5,5мг-экв/л, Na ⁺ +K ⁺ - 909,4 мг-экв/л, Mg ⁺⁺ - 66мг-экв/л, Ca ⁺⁺ - 266мг-экв/л
D _{2zv}	1820	2006	поровый	1,0691	от 6,2 до 527	(преобладающий): Cl ⁻ - 1630мг-экв/л, SO ₄ ⁻ - 10,01мг-экв/л, HCO ⁻³ - 2,5мг-экв/л, Na ⁺ +K ⁺ - 1214 мг-экв/л, Mg ⁺⁺ - 22мг-экв/л, Ca ⁺⁺ - 410мг-экв/л

Разрез представлен 3 нефтеносными, и 4 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 1670-2006 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 450 м для эксплуатации водоносного горизонта 380-395 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 1.8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 0-560 м возможны обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента, причиной которого является несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы.

В интервале 70 - 500 м прогнозируется поглощение бурового раствора. Поэтому вводим в буровой раствор наполнитель.

В интервале 1670-2006 м ожидаются нефтегазопроявления. Поэтому ограничить скорость спуска и подъема инструмента. Подобрать качественный раствор для вскрытия продуктивного пласта.

Таблица 1.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
D ₃ fm ₂ (ik)- D ₃ fm ₁ (kg)	70	500	Поглощение бурового раствора	Введение в буровой раствор наполнителя
D ₃ f ₂₋₁ sr+tm - D ₂ zv	1670	2006	При снижении уровня или плотности бур. раствора, недоливе скважины при подъеме бурильного инструмента возможны нефтегазопроявления (D ₃ d _{zr} в инт.1670- 1740, D ₃ j _r в инт. 1760-1820м, D ₂ d _z в инт. 1820-1975м).	Ограничить скорость спуска и подъёма инструмента. Подобрать качественный раствор для вскрытия продуктивного пласта

1.5 Исследовательские работы

К исследовательским работам относятся: геофизические исследования (таблица 1.9), работы по испытанию продуктивных горизонтов в процессе бурения (таблица 1.10), отбор шлама (таблица 1.11) и испытание объектов в эксплуатационной колонне (таблица 1.12).

Таблица 1.9 – Исследовательские работы

Наименование исследований	Масштаб записи	Интервалы (глубины по стволу), м
1	2	3
.КС, ПС,ДС, ГК, КГК, термометрия	1:500	0-550, 1664-2067
ПС, КС, ДС, ГК, КНК, БКЗ, БК, БМК, ГГК-П, ИК, АК, резистивиметрия	1:200	1700-2067
АКЦ с записью ФКД	1:500	0-550, 0-1664, 0-2067
Инклинометрия через 100-150 м проходки	т.з. через 10 м	0-2067
ЛМ (для определения положения муфтовых соединений обсадных труб)	1:500	0-2067
ГК (для привязки интервалов перфорации), ЛМ (до и после перфорации)	1:200	1700-2067
Станция ГТИ		0-2067

Таблица 1.11 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в процессе бурения

Номер объекта	Интервал опробования, м	Возраст стратиграфического горизонта	Диаметр пакера, мм	Депрессия, МПа
1	2	3	4	5
Опробование пластов в процессе бурения не предусматривается.				

Таблица 1.12 – Отбор шлама

Интервал отбора шлама, м. <u>по вертикали</u> по длине ствола
<u>1610-1975</u> 1700-2067 через 5м проходки

Таблица 1.13 – Испытание объектов в эксплуатационной колонне

№ объекта	Интервалы объектов испытания по вертикали	Возраст	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог.м	Плотность промывочной жидкости	Количество режимов исследования	Метод интенсификации
1	2	3	4	5	6	7
1	1860-1960	D ₂ zv (dz)	ПКТ-89 15 отв/п.м.	1130	3	ГКО

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице

2.1. Запроектирован трехинтервальный профиль скважины.

Таблица 2.1 - Результаты проектирования профиля скважины

№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	600	600	0	0	0	0	0	0	600	600
2	600	810	210	0	40	40	0	2,5	600	815	215
3	810	1867	1057	40	499	459	21,5	21,5	815	2006	1191
Итого	Σ		1867	Σ		499	-	-	Σ		2006

Таблица 2.6 - Расчёт профиля скважины для заданной конструкции

скважины

Диаметр долота, мм, колонна	Наименование участка	Интервал по вертикали от – до, м	Вертикальная проекция, м		Изменение	Искривление			Длина по стволу, м		Горизонтальная проекция, м	
			На участке	Нарастающая		Зенитного угла на участке (от-до), град	Интен-ть, град/100 м	Радиус, м	На участке	Нарастающая	На участке	Нарастающая
393,7 кондуктор	вертикальный	0 - 550	550	550	0 - 0	0	∞		550	550	0	0
295,3 промежуточная	вертикальный	550 - 600	50	600	0 - 0	0	∞		50	600	0	0
	набора угла	600 - 810	210	810	0 - 21,5	10	573		215	815	40	40

	прямолинейный	810 – 1600	790	1600	21,5 - 21,5	0	∞	849	1664	311	351
215,9 эксплуатационная	прямолинейный	1600 - 2006	375	2006	21,5 - 21,5	0	∞	403	2067	148	500

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,001 \text{ мкм}^2$; $k_2 = 0,05 \text{ мкм}^2$; $k_3 = 0,3 \text{ мкм}^2$.

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,117 \text{ мкм}^2$. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{nl} = 0,1 \text{ МПа/10 м}$ (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 < 74,266 \text{ МПа.}$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.1.

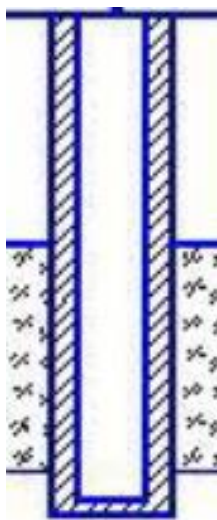


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2

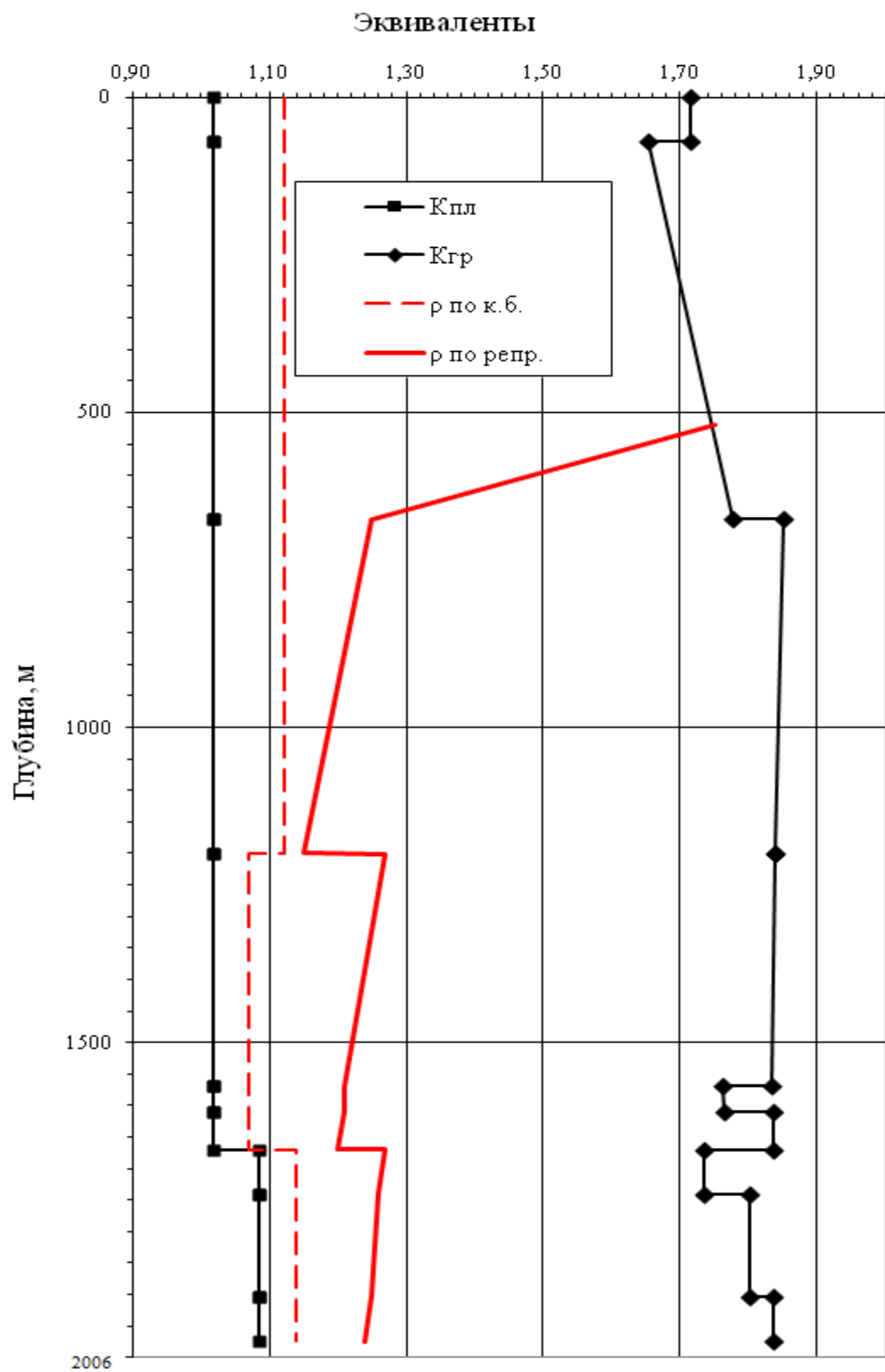


Рисунок 2.2 - График изменения коэффициентов аномальности пластовых давлений(1) и индексов давлений начала поглощения (2)

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому принимаем под каждый интервал буровой раствор с плотностью 1140 кг/м³.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Предлагается выбрать следующую конструкцию скважины: направление (30м), кондуктор (550м), промежуточная колонна (1600м), эксплуатационная колонна (2006м). Направление служит для закрепления приустьевой зоны скважины от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обвязки ствола скважины с циркуляционной системой.

Кондуктором спускается на 550м для перекрытия неустойчивых пород четвертичной системы и изоляции поглощающих пластов в интервале 0-500м.

Промежуточная колонна спускается на 1600 м и служит для перекрытия неустойчивых пород кыртаельской и соплесской свит верхнего девона, а также для предотвращения гидроразрыва при проявлении на глубине 670 м. На колонну монтируется ПВО.

Эксплуатационная колонна спускается до глубины 2006 м и крепится для разобщения продуктивного горизонта от всей вскрытой толщи пород и дальнейшей эксплуатации продуктивного горизонта.

Из графика эквивалентных давлений видно, что несовместимых интервалов бурения по необходимой плотности бурового раствора нет. Поэтому принимаем под каждый интервал буровой раствор с плотностью 1140 кг/м³.

Конструкция скважины должна обеспечивать доведение строительства скважины до проектной глубины без аварий и осложнений, качественно вскрывать продуктивный пласт, нести минимум затрат на проводку ствола скважины. Количество обсадных колонн для обеспечения вышеназванных условий, проектируют исходя из несовместимости отдельных интервалов бурения скважины, а также исходя из условия недопущения гидроразрыва пластов в результате выброса, полученных по совмещенным графикам

давлений и графикам эквивалентов плотностей. Башмаки колонн устанавливать в устойчивых породах. Итак, назначить следующую конструкцию скважины, которая выполнит все вышеназванные требования.

Направление — 30 метров. Кондуктор — 550 метров. Промежуточная — 1600 метров. Эксплуатационная колонна — 2006 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Кондуктор: прямое цементирование в интервале 0 - 550 м.

Промежуточная колонна: прямое цементирование в интервале 0 - 1600 м.

Эксплуатационная колонна: прямое цементирование в интервале 1300 - 2006 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи ($150-300 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 168 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Интервал установки по стволу, м	Наименование обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Наружный диаметр соединения, мм	Диаметр долота, мм
0–30	Направление	426	451	490
0-550	Кондуктор	324	351	393,7
0-1600	Промежуточная	245	269,9	295,3
0-2600	Эксплуатационная	168	187,7	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3

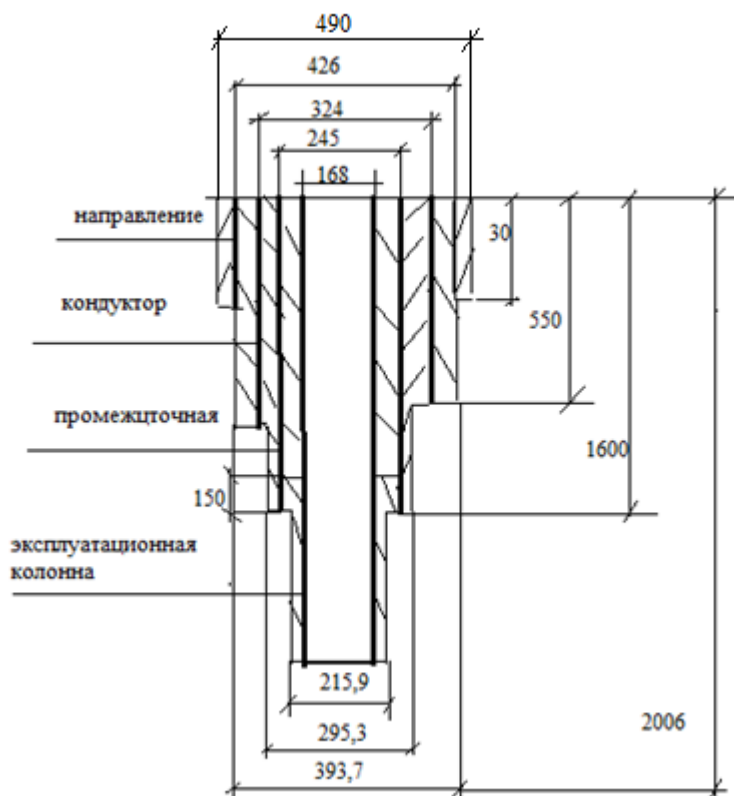


Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевоего давления составляет 20,15 МПа.

Принять обвязку устья ОКК2-21-168×245×324 К₁ .

Принять фонтанную арматуру АФК1-65×21 К₁ .

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.3 [1].

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	роторный
30-550	Кондуктор	турбинный
550 - 1600	Промежуточная	турбинный
1600-2006	Эксплуатационная колонна	с применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-550	550-1600	1600-2006
Шифр долота		490,0 V-KL11-R215-1	393,7 VU-C54X-R174	295,3 FD266 SM-A129	215,9 AUM-LSP54XP
Тип долота		трех	четырёх	четырёх	пяти
Диаметр долота, мм		295,3	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		мягкие	мягкие	средние	средние, твердые
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-177	3-152	3-177
	API	6 ^{5/8} Reg	7 ^{5/8} Reg	6 ^{5/8} Reg	4 ^{1/2} Reg
Длина, м		0,3	0,5	0,3	0,3
Масса, кг		90	180	90	0,4
G, т	Рекомендуемая	2-10	5-12	2-10	2-10
	Предельная	12	12	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	80-440	80-400	80-440	60-400
	Предельная	440	400	440	150

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-550	550-1600	1600-2006
Исходные данные				
α	0,4	0,4	0,4	0,4
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1100	1250	1250	2300
$D_d, \text{см}$	49,0	39,37	29,53	21,59
k_T	33	22	22	29
$D_c, \text{мм}$	15,9	12,7	12,7	12,7
$q, \text{кН/м}$	0,3	0,3	0,5	0,5
η	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	1,5
$G_{пред}, \text{тс}$	2-10	5-12	2-10	2-10
$G_1, \text{кН}$	16,17	14,76	11,07	14,9
$G_2, \text{кН}$	147	118	147	108
$G_3, \text{кН}$	160	400	160	160
$G_{проект}, \text{кН}$	107	178	106	94

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1600-2006 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей

сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента

Интервал		0-30	30-550	550-1600	1600-2006
Исходные данные					
$V_{\text{д}}$, м/с		2,8	2,5	2,5	1,5
$D_{\text{д}}$	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	5	5	5
z		24	22	22	20
α		0,8	0,8	0,6	0,4
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		109	121	161	132
n_2 , об/мин		270	354	354	389
n_3 , об/мин		82	65	53	41
$n_{\text{проект}}$, об/мин		155	180	190	187

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-30 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается турбобур ТО2-240, от 30-1600 ЗТСШ-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-195, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 2.7 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.7 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-550	550-1600	1600-2006
Исходные данные					
D _д	м	не требуется	0,3937	0,2953	0,2159
	мм		393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН			96	96	96
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		не требуется	315	236	173
M _р , Н*м			4901	3700	2700
M _о , Н*м			197	148	108
M _{вд} , Н*м/кН			49	37	27

В таблице 2.8 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.8 - Технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Двига- тель	Интер- вал, м	Наруж- ный диа- метр, мм	Дли- на, м	Вес, кг	Расход жид- кости, л/с	Число обо-ро- тов, об/мин	Макси- мальный рабочий момент, кН*м	Мощ- ность двигате- ля, кВт
ТО-240	0-60	240	10170	2506	0,045	410	1343	139,1
ЗТСШ- 240	60-1600	240	23225	5975	0,032- 0,034	470	2648	112-134
ДРУ- 195	1600-2006	195	6,42	1140	25	80	3,1	67-210

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, 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 таблицах 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-550	550-1600	1600-2006
Исходные данные				
$D_{дл}, м$	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,6	0,6	0,5	0,4
K_k	1,5	1,5	1,5	1,5
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,15	0,1	0,1
$V_m, м/с$	0,0083	0,0083	0,0069	0,0041
$d_{бт}, м$	0,4064	0,2985	0,2191	0,1461
$d_{мах}, м$	0,4731	0,3397	0,2731	0,1778
$d_{нмах}, м$	0,143	0,143	0,143	0,159
n	15	15	15	15
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,12	1,12	1,07	1,14
$\rho_{п}, г/см^3$	2,600	2600	2750	2,750
$Q_1, л/с$	113	73	34	15
$Q_2, л/с$	115,4	74,3	40,5	13,2
$Q_3, л/с$	139	119	66	45
$Q_4, л/с$	76	56	32	19
$Q_5, л/с$	126	126	126	140
$Q_6, л/с$	45	32	32	25
$Q_{табл}, л/с$	45	34	25	25
$\rho_{табл}, кг/м^3$	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$	1120	1120	1070	1140
$M, Н*м$	4901	4901	3700	2700
$M_{табл}, Н*м$	1343	2648	2648	3100
n	0,9	0,9	0,9	0,9
$Q_n, л/с$	190	190	190	190
$Q_{пров1}, л/с$	66	25,3	16,9	12
$Q_{пров2}, л/с$	171	171	171	171

Таблица 2.10 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-550	550-1600	1600-2006
Исходные данные				
$Q_1, л/с$	113	73	34	15
$Q_2, л/с$	115,4	74,3	40,5	13,2
$Q_3, л/с$	139	119	66	45
$Q_4, л/с$	76	56	32	19
$Q_5, л/с$	126	126	126	140
$Q_6, л/с$	45	32	32	25
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, л/с$	102,4	160,1	55	43
$Q, л/с$	45	32	32	25

$Q_{\text{тн}}, \text{ л/с}$	45	34	25	25
$\rho_1, \text{ кг/м}^3$	1000	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	1120	1120	1070	1140
$M_{\text{тм}}, \text{ Н*м}$	4080	5000	5000	1528
$M_{\text{тб}}, \text{ Н*м}$	4569	5270	5350	1741

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 2.11-2.12.

В таблице 2.13 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178	178	12	145,0
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ЦКОД-168-1	168	350	26

Таблица 2.12 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
Р _н , кгс/мм ²	2,67		Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)		
Р _{кр} , кгс/мм ²	3,07		Да		
Р _{кр} / Р _н	3,07/1,15				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
1	1450	12	1,120	7,850	2470
Σ					11836

Q _{КНБК} , кгс	18925	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)			
K	1,20				
ΔP, МПа	6				
F _к , мм ²	1,125*10 ⁻² м				
σ _т , кгс/мм ²	33				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
1	1528	12	1,100	7,850	87070
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10 ⁶	4,73*10 ⁻⁵	5	168	178
Ψ ⁺ / Ψ ⁻			Q _р , кгс		
α	0,93	M _{итак}		4175	
μ	5	W, см ³		2,53*10 ⁻⁴	
R, м	2334	[σ], кгс/мм ²		23	
Q _к , кгс	121016	σ _з , кгс/мм ²		24,75	
σ _р , кгс/мм ²					
Выполняется условие σ _з > [σ]				Да	
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
УБТ -178	1450	12	1,120	7,850	9077
Σ					10074
Q' _{тк} , кгс	171360	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		1670	
Q _{КНБК} , кгс	379374				
n	3,34*10 ⁻³				
q _т , кгс/м	40798				
K _т	1,10	Максимальная длина секции бурильных труб, м		1656	
K	1,1				
n	3,34*10 ⁻³				
F _к , мм ²	1,125*10 ⁻²				
σ _т , кгс/мм ²	372				

Таблица 2.13 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	490,0 V-KL11-R215-1	290	0,6	Бурение под направление
			КЛСВ 490,0	420	1,1	
			УБТС2-203 УБТС2-178	1931	9	
			490,0 V-KL11-R215-1	1404	9	
Σ				4045	19,7	
2	30	550	393,7 VU-C54X-R174	187	0,5	Бурение под кондуктор
			УБТС2-203	1931	9	
			УБТС2-178	1404	9	
Σ				3522	18,5	
3	530	550	393,7 V-KL21-R971	187	0,5	Бурение
			УБТС2-203	1931	9	
			КЛСВ 393.7	360	1,1	

			УБТС2-203	1931	99	
			КЛСВ 393,7	360	1,1	
			УБТС2-203	21245	9	
			УБТС2-178	1404	9	
Σ				27418	128,7	
4	550	600	295,3 V-54X-R175	85	0,4	Бурение
			УБТС2-203	1931	9	
			УБТС2-178	1404	9	
Σ				3420	18,4	
5	600	810	295,3 FD266 SM-A129	84,3	0,4	Бурение (набор угла)
			УБТС2-203	1931	9	
			КЛСВ 295,3	310	1,1	
			УБТС2-203	1931	9	
			КЛСВ 295,3	310	1,1	
			УБТС2-203	21245	99	
			УБТС2-178	1404	9	
			Σ	27215,3	128,6	
6	810	1664	295,3 FD266 SM-A129 КЛС 290	84,3	0,4	Бурение (стабилизация), проработка
			ДРУ - 240	250	0,87	
			295,3 FD266 SM-A129 КЛС 290	1850	7,7	
			КОБ 178*3-147	45	0,4	
			НУБТ-203 (немагнит)	2023	9,5	
			MWD	870	9,5	
			НУБТ-203 (немагнит)	2023	9,5	
			УБТС2-203	5794	27	
			Ясс-203	1420	10	
			УБТС-203	11588	54	
Σ				25947,3	128,87	
7	1664	1664	215,9 AU C54Z-R812	35	0,4	РЦС
			УБТС2-178	2808	18	
Σ				2843	18,4	
8	1664	2006	215,9 AUM-LSP54XP	35	0,4	Бурение под ЭК
			КЛС 215,9	190	1,1	
			ДРУ - 195 ЦЗД-195/215	1450	7,19	
			КОБ 178*3-147	200	1,54	
			НУБТ - 178	45	0,4	
			MWD	161,4	9	
			НУБТ-178	870	9,5	
			УБТС2-178	161,4	9	
			Ясс-178	4212	27	
			УБТС2-178	696	4,3	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – полимерглинистый.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.14. В таблице 2.15 представлен компонентный состав бурового раствора, далее приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.14 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	30	1,15	6	60	9,81	1120	2230	1,5	0,008	
30	550	1,15	3,5	550	9,81	1120	2400	1,5	0,006	
550	1600	1,15	7,6	1600	9,81	1070	2400	1,5	0,005	
1600	2006	1,15	17	2006	9,81	1140	2750	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	30	1,190	35 - 40	65 - 70	23	8,4	9	2	20	9
30	550	1,360	40 -	55 -	23	8,4	8 -	1-2	10	7

			50	65			9			
550	1600	1,021	30 - 40	35 - 40	22	8,6	8 - 9	1	10	7
1600	2006	1,820	35 - 40	25 - 30	24	8,3	8 - 9	0,05	10	7

Таблица 2.15 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м от (верх) до (низ)		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
0	30	Глинистый Вода пресная, Бентонит, Drill-Kleen, PAC R, кальцинированная сода, каустическая сода,
30	550	Биополимерный Бентонит, СМС LV, PAC R, Кальцинированная сода, Ореховая скорлупа, Резиновая крошка
550	1600	Полигликолевый Бентонит, Кальцинированная сода, Каустическая сода, ДАМФ, PAC R, PAC LE, XB-Polymer, Defoam A, Lubriol, Glycol, UltraCarb WF-80, UltraCarb WF-160, M-I Cide
1600	2006	Полигликолевый Бентонит, Кальцинированная сода, Каустическая сода, ДАМФ, PAC R, PAC LE, XB-Polymer, Defoam A, Lubriol, Glycol, UltraCarb WF-80, UltraCarb WF-160, M-I Cide

С целью обеспечения полноты удаления выбуренной породы из бурового раствора и регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе при бурении планируется осуществлять четырехступенчатую систему очистки с использованием технических средств, изготовленных зарубежными фирмами.

К основному оборудованию системы приготовления и очистки бурового раствора относятся:

полнопоточное линейное вибросито (2 шт.) фирмы "Derrik" в комплекте с приемной емкостью и емкостью под вибросито с гидравлической системой регулирования угла наклона сетки (от минус 15° до плюс 5°);

гидроциклонная установка ПГ-50;

илоотделители ИГ-50;

центрифуга (1 шт.) фирмы "Derrick" с полным гидравлическим приводом, с независимой плавной регулировкой скорости вращения барабана и шнека, автоматическим очищением и остановкой шнека, радиальным потоком;

центробежные насосы, винтовой конвейер, емкости, лопастные перемешиватели, всасывающие и нагнетательные линии, запорная арматура и т.п.

Буровой раствор из скважины поступает на вибросита, на которых происходит отделение основной массы выбуренной породы (шлама) от раствора. Шлам с вибросита сбрасывается в шламовый амбар, а буровой раствор через сетки вибросита стекает в емкость, откуда центробежным насосом ШН-150 подается в пескоотделитель гидроциклонной установки. В пескоотделителе буровой раствор разделяется на пульпу с повышенным содержанием песка и на основную массу раствора. Основная масса раствора собирается в емкость для предварительной очистки. Концентрат песка сбрасывается с помощью конвейера в шламовый амбар, а жидкая часть пульпы стекает в емкость для предварительной очистки раствора. Из этой емкости раствор с помощью центробежного насоса подается в илоотделители для тонкой очистки, где он разделяется на два потока: пульпу и основную массу раствора. Пульпа стекает на сетку вибросита: концентрат частиц сбрасывается на конвейер и далее в шламовый амбар, а жидкая часть раствора с илоотделителей с помощью центробежного насоса направляется напрямую в активные емкости насосно-емкостного блока буровой установки (при отсутствии необходимости дальнейшего снижения твердой фазы в растворе) или в центрифугу. Буровой раствор, попадая в центрифугу, разделяется на жидкую и твердую фазу (кек). Кек с центрифуги направляется в шламовый амбар.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на

гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.16, а в таблице 2.17 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.16 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d _д , м	К	P _{пл} , МПа	P _{гд} , МПа	ρ _п , кг/м ³
2006	0,2159	1,25	30,8	46,7	2650
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,032	УНБТ-950А	1,25	0,016	15	1120
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м		d _в , м	
УБТ 203 79Д	0,203	6,0		0,079	
УБТ 178-71Д	0,178	6,0		0,071	
АБТ-147-120Д	0,147	12,4		0,12	

Таблица 2.17 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

ρ _{кр} , кг/м ³	φ	d _с , м	V _{кп} , м/с	ΔP _{зд} , МПа	ΔP _о , МПа
1450	0,99	0,270	0,5	5,2	0,2
ΔP _г , МПа	ΔP _р , МПа	V _д , м/с	Φ, м ²	d, мм	
0,39	2,1	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	S _{кп}	ΔP _{кп}	ΔP _{мк}
УБТ 178-71Д	17674	37504	71	0,078	-
УБТ 146-75Д	24125	27818	93	0,048	-
АБТ-147	23919	28044	117	1,1	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP _т	
УБТ 178-71Д	36150	35051	0,0299	0,0014	
УБТ 146-75Д	29723	20653	0,0295	0,0097	
АБТ-147	21401	18251	0,0289	0,015	

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна для исследовательских работ.

Отбор керна, шлама и грунтов не предусматривается

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1020	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1070
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	700	глубина скважины, м	2006
высота столба буферной жидкости h_1 , м	500	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	1600
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины $h_о$, м	1730

2.4.1.1 Расчет наружных и внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 2.4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

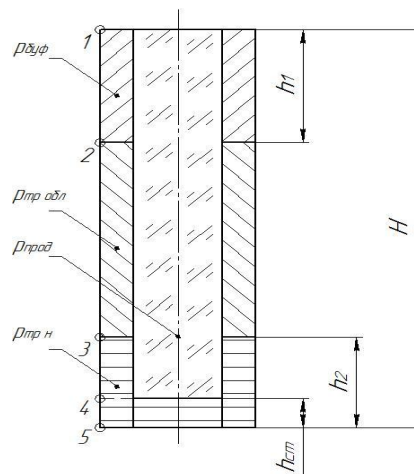


Рисунок 2.4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.19 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	400-500	500-1600	1600-2006
Наружное избыточное давление, МПа	0	1,9	3,9	14,4

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 5,96$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_z = 12,6$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 2.5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

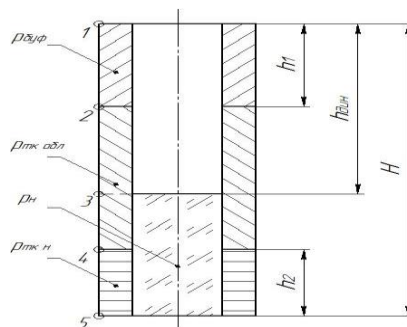


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 2.20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	400-500	500-1660	1660-2006
Наружное избыточное давление, МПа	0	20,3	0,3	0,5

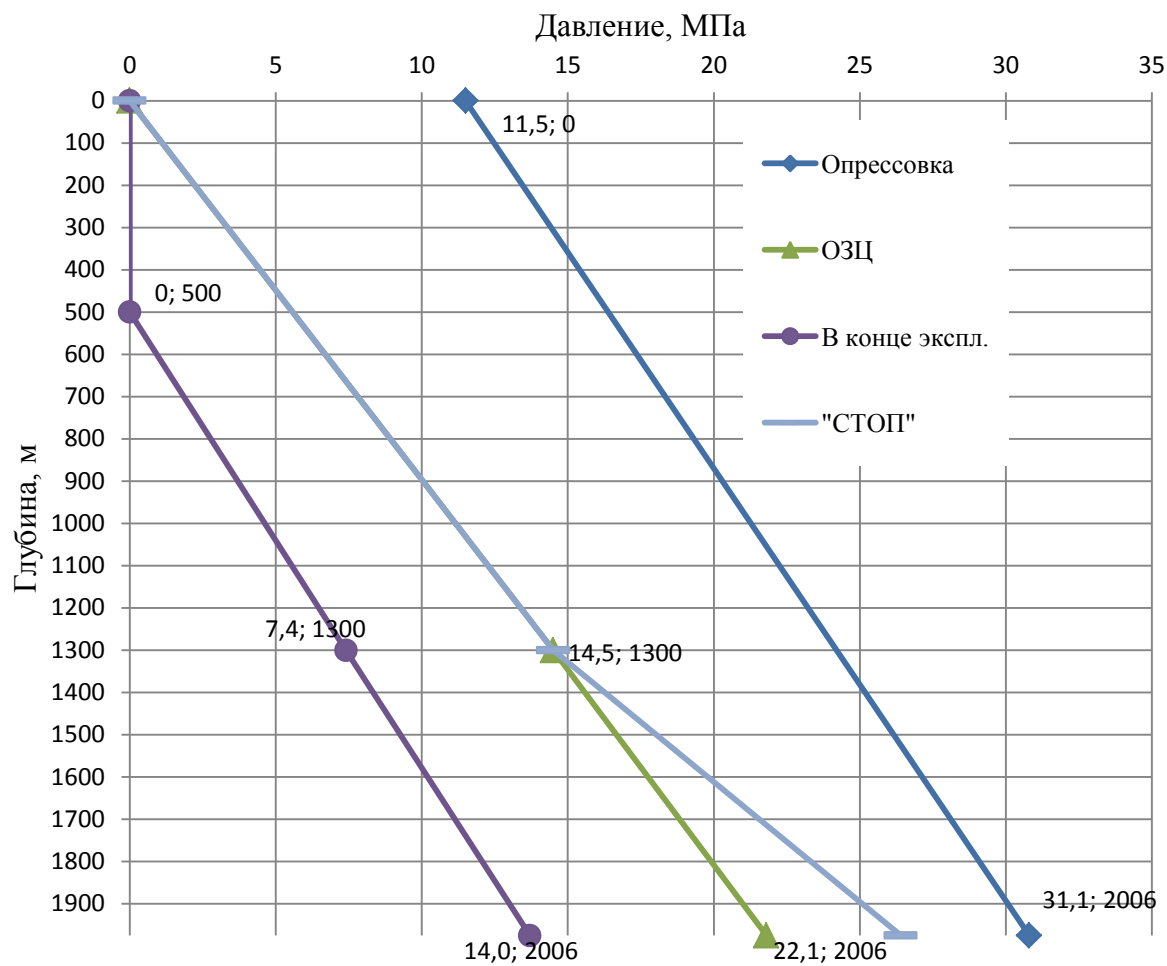


Рисунок 2.6 - Графики наружных и внутренних давлений

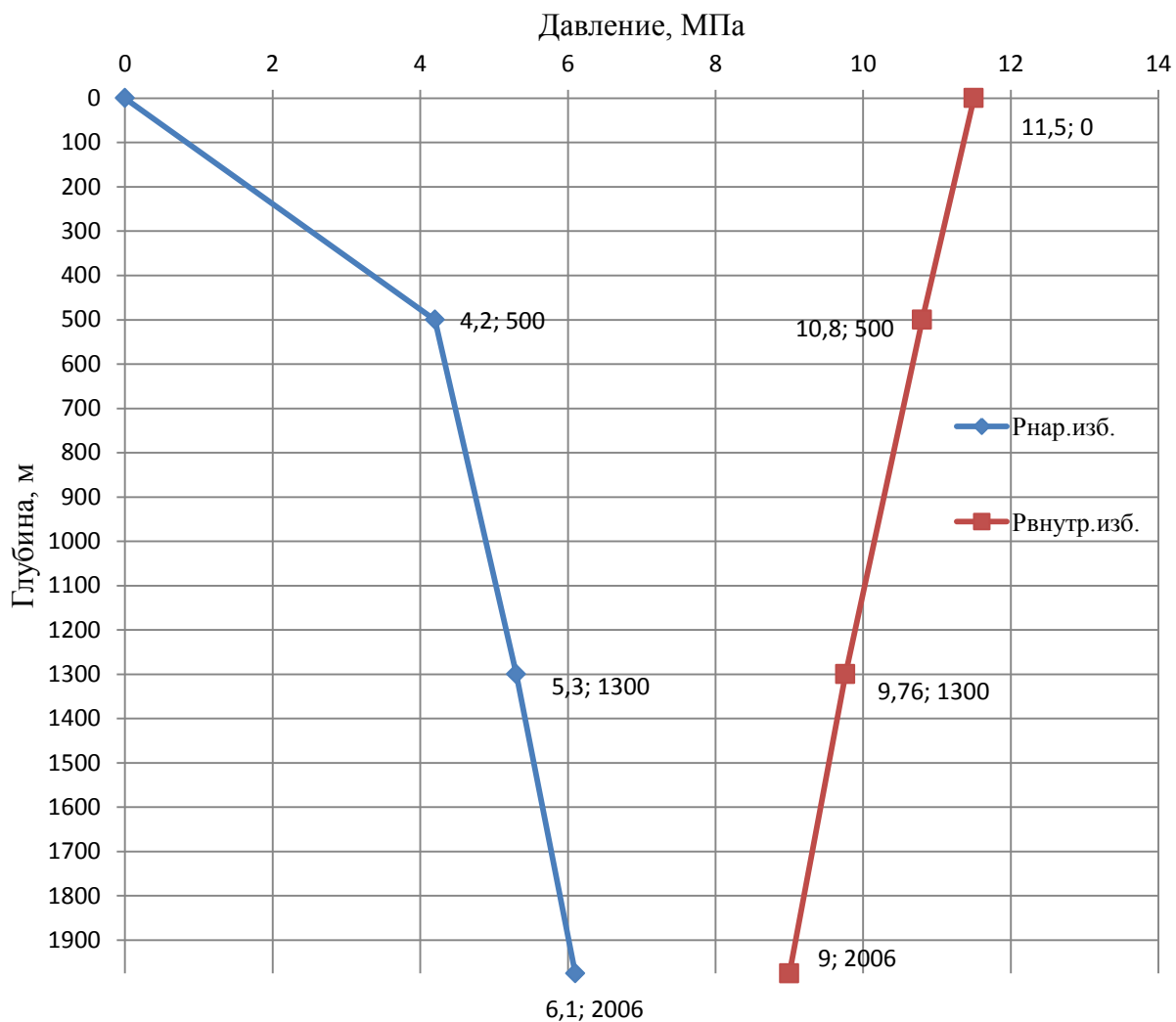


Рисунок 2.7 - Графики избыточных давлений

2.4.1.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.21

Таблица 2.21 - Рассчитанные параметры секций

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	11,5	830	0,472	239,54	239,54	2006-1600
2	Д	9,2	270	0,382	100	432,2	1600-550
3	Д	8,1	840	0,337	244,44	676,64	550-30
4	Д	9,2	1240	0,382	473,68	1150,32	30-устье

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (2.2)$$

47 < 55 МПа. Условие (2.2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22 [2].

Таблица 2.22 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	49,7	50490	25,6
$\rho_{тробл}=1400 \text{ кг/м}^3$	17,7	8082	27,5
Сумма	67,4	58572	53,1

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	7,3
Продавочная	50,2

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 2.8 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

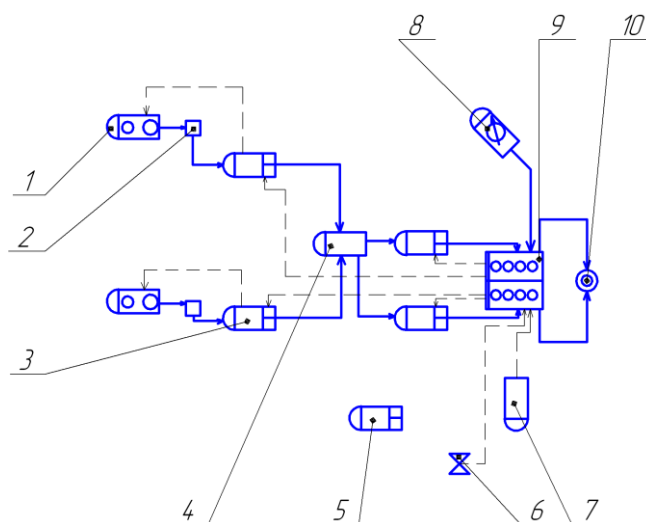


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М;
- 4 – осреднительная емкость УО-16;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01;
- 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.3 Технологический режим цементирования скважины

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.9.

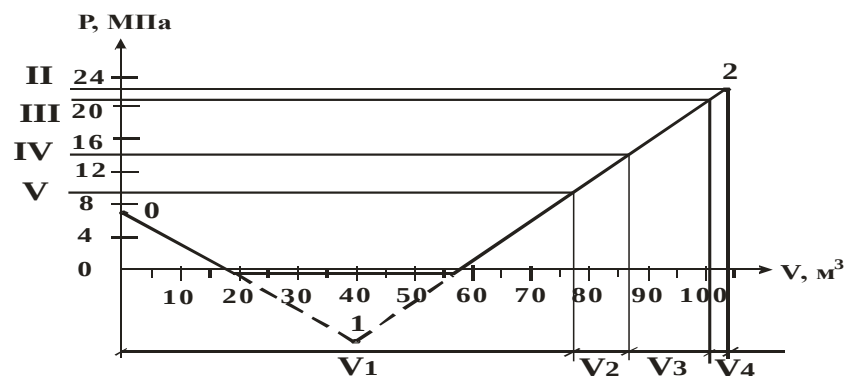


Рисунок 2.9 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 2.24 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.24 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	2,3
IV	4,3
III	8,1
II	14,5

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 78 мин

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:
под кондуктор:

- башмак типа БКМ-245 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -245-ОТТМ;
- центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295;
- центратор ЦЦ-4-245/295;
- пробка ПП-219-245;

под эксплуатационную:

- башмак БКМ-146;
- обратный клапан ЦКОДМ-146;
- центратор - турбулизатор ЦТГ-146/216;

(интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.25).

Таблица 2.25 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
1053	башмак БКМ-245	1
1043	обратный клапан ЦКОДМ-245-ОТТМ	1
1041-1051	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	2
70-991	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	12
10-20	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	2
1043	пробка ПП-219-245	1
1490-1550	центратор - турбулизатор ЦТГ-146/216	7
2580-2006	центратор - турбулизатор ЦТГ-146/216	8

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК2 – 65х21 ХЛ К1.

Перфорацию производить зарядами ЗПКО-102 ПП-30, ЗПКО-89 АТ-03, 2” (51) Predator плотностью 20 отв./м (длина пробиваемого канала 8001000мм) или аналогичными. При проведении газогидродинамических исследований глубинные и устьевые замеры проводить (цифровыми) электронными термоманометрами. Предусмотреть проведение СКО, интенсификации струйным насосом или выполнение испытания с помощью КИИ-95.

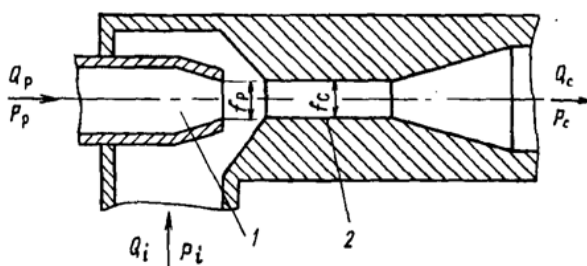


Рисунок 2.10 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 128 т, а вес бурильной колонны – 96 т [3]. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК .

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ-3000 ЭУК			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	120	[G _{кр}] / Q _{бк}	0,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	180	[G _{кр}] / Q _{об}	0,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	200	[G _{кр}] / Q _{пр}	1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{влб})	45	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	1,3
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	96		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	128		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,25		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	90		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	28	1916	
3	34	1156	
4	74	733	

3. Проблемы профилактики противofонтаной безопасности при строительстве скважин.

3.1 Аварии и их виды.

Аварией считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Аварии происходят из-за поломки, оставления или падения в скважину элементов обсадных или бурильных труб, из-за неудачного цементирования обсадных колонн, прихвата, открытого фонтанирования и падения в скважину различных предметов [4].

Газонефтепроявления (ГНВП): при бурении, креплении и освоении скважин - это неорганизованное поступление относительно небольших количеств нефти и газа в скважину и на поверхность, не представляющее на первых порах непосредственного препятствия для выполнения основных технологических операций. Предотвращение и ликвидация возникших нефтегазопроявлений являются, по существу, нормальными технологическими процессами в практике разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Хотя нефтегазопроявления чреваты опасными последствиями и могут перейти в фонтаны, тем не менее нефтегазопроявления считают не авариями, а осложнениями технологического цикла бурения скважин.

Аварийный фонтан: неконтролируемое поступление нефти и газа на поверхность по стволу скважины, препятствующее проведению бурения и связанное с разрушением элементов оборудования и конструкции скважины.

Зачастую аварийные фонтаны осложняются взрывами, пожарами, грифонами и т.д. В зависимости от геолого - технических и организационных условий степень сложности аварийных фонтанов бывает различной (Таблица 3.1)

Таблица 3.1 - Степень сложности аварийных фонтанов

Типичные причины аварийного фонтанирования скважин	Количество аварийных фонтанов, %				
	Всего	в том числе газовых	в том числе нефтяных	Осложненных	
				пожарами	грифонообразо- ванием
Недостаточная изученность геологических условий бурения, вскрытие пластов с аномально высоким давлением	10	8	2	4	2
Неправильная конструкция скважин, нарушение обсадных колонн и их некачественное цементирование	20	20	-	6	10
Внезапные поглощения промывочной жидкости при бурении	10	9	1	2	2
Отсутствие, неисправленность или неправильное использование противофонтанной арматуры на устьях скважины	20	17	3	6	5
Нарушение технологических требований буровыми бригадами	40	35	5	10	10

3.2 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования при строительстве нефтяных и газовых скважин

Причины возникновения ГНВП

Поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластовым давлением забойного происходит в результате:

снижения гидростатического давления на продуктивный пласт за счет:

- использования бурового раствора или жидкости глушения скважины с заниженной плотностью;

- падения уровня в скважине в результате поглощения; - недолива скважины при подъеме колонны труб;

- снижения плотности бурового раствора при его химической обработке;

- установки жидкостных ванн с низкой плотностью при ликвидации прихватов.

снижения забойного давления в результате эффекта поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником, завышенных скоростях подъема труб;

разгазирования раствора в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок;

отсутствия в компоновке бурильной колонны шарового крана или обратного клапана;

низкого качества монтажа противовыбросового оборудования, несоблюдения установленных условий его эксплуатации;

несвоевременности обнаружения газонефтеводопроявлений;

недостаточной обученности производственного персонала, несоответствии его квалификации характеру производимых работ и принимаемых решений;

низкой трудовой и производственной дисциплины.

Признаки ГНВП

Газонефтеводопроявления обнаруживают по прямым и косвенным признакам.

Прямые признаки газонефтеводопроявлений, указывающие на поступление пластового флюида в скважину: $\frac{3}{4}$ увеличение объёма (уровня) бурового раствора в приёмной ёмкости; $\frac{3}{4}$ повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при постоянной подаче буровых насосов; $\frac{3}{4}$ уменьшение против расчётного объёма бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство скважины при подъёме инструмента; $\frac{3}{4}$ увеличение против расчётного объёма бурового раствора в приёмной ёмкости при спуске бурильной колонны; $\frac{3}{4}$ повышение газосодержания в буровом

растворе и снижение его плотности; $\frac{3}{4}$ перелив скважины при остановленных насосах.

Косвенные признаки, предупреждающие о возможности возникновения газонефтеводопроявления: $\frac{3}{4}$ изменение давления на буровых насосах; $\frac{3}{4}$ увеличение механической скорости проходки; $\frac{3}{4}$ изменение параметров бурового раствора; $\frac{3}{4}$ увеличение крутящего момента на роторе

Мероприятия по предупреждению ГНВП

Газонефтеводопроявление, обнаруженное на ранней стадии, ликвидируют в короткие сроки и без сопутствующих осложнений. Предупреждение ГНВП – предотвращение или ограничение притока пластового флюида в объёме, не превышающем допустимого значения, и его удаление из скважины при выполнении любых работ при её строительстве и ремонте. Допустимый объём притока пластового флюида – объём притока пластового флюида в ствол скважины, который определяется из условий обеспечения контролируемости скважины и реализации мероприятий по ликвидации ГНВП без осложнений. Допустимый объём поступления пластового флюида в ствол скважины устанавливается:

при подъёме бурильного инструмента – не более 0,5 м³;

при бурении и прочих операциях – не более 1,0 м³.

Предельно допустимый объём притока пластового флюида – это критический объём поступления пластового флюида в ствол скважины в условиях забоя, при котором возможно управление скважиной без угрозы потери контроля и перехода её в аварийное состояние. При этом обеспечивается безопасное удаление флюида из ствола скважины (с позиций предотвращения гидроразрыва пород, предупреждения поглощений, нарушения герметичности обсадной колонны и разрушения устьевого оборудования). Предельный объём определён по формуле:

$$V_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{min}}}{10^{-6} * \rho - \rho_{\text{ф}} * q} * (10^{-6} * \rho q H + p_{y \text{ min}} - p_{\text{пл}} - \Delta p) \quad (3.1)$$

где

$p_{y \min}$ - наименьшее из допустимых давлений на устье, МПа;

$S_{\min}$ - наименьшая площадь поперечного сечения затрубного пространства, m^2 ,

ρ - плотность бурового раствора;

ρ_{ϕ} - плотность флюида в рассматриваемом сечении, kg/m^3 ;

q - ускорение;

$p_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

Δp - превышение забойного давления над пластовым, МПа.

$V_{пр}$ - предельный объем поступления флюида в ствол скважины по расчету составляет $4,5m^3$.

Для своевременного обнаружения притока пластового флюида в ствол скважины осуществляется контроль за его поступлением по прямым и косвенным признакам с помощью технических средств или отдельных приборов, оснащённых звуковой и световой сигнализацией, а также записывающим устройством на диаграмме. Порядок и способы организации контроля по обнаружению притока зависят от вида технологических операций и работ на буровой:

1. При бурении, проработке, промывке

Для своевременного обнаружения ГНВП по контролю уровня (объёма) бурового раствора необходимо: - изолировать приёмную ёмкость, через которую ведётся циркуляция, от других емкостей;

уменьшить поверхность зеркала приёмной ёмкости установкой перегородки;

установить контроль за исходным уровнем бурового раствора после возобновления циркуляции;

корректировать исходное положение уровня на объём введённых добавок при обработке и утяжелении раствора.

Перераспределение объёмов бурового раствора в приёмных емкостях, переключение насосов, введение добавок в буровой раствор могут проводиться

только с разрешения бурильщика с корректировкой положения исходного уровня.

Для своевременного обнаружения притока по контролю за изменением расхода на выходе необходимо определять: - при наличии станции ГТИ – когда накопленный избыточный объём на выходе из скважины составит не более 0,5 м³; - при отсутствии станции ГТИ - момент времени, когда расход на выходе из скважины увеличится более чем на 10%.

Для своевременного обнаружения притока по изменению газосодержания необходимо: - установить величину фоновое содержание газа до вскрытия флюидосодержащего горизонта; - зафиксировать момент превышения газосодержания на 0,5% выше фонового.

При обнаружении того факта, что: - объём притока флюида не превышает допустимого - необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом раствора из скважины в течение трёх минут. Прекращение движения раствора в течение этого срока свидетельствует о попадании в зону предупреждения ГНВП (установить причину увеличения притока), а продолжение перелива – в зону ликвидации ГНВП. В случае, если превышена граница допустимого объёма, то приток соответствует зоне ликвидации ГНВП; - увеличение расхода на выходе из скважины на 10% и более - необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом раствора из скважины в течение трёх минут. Прекращение движения в течение этого срока свидетельствует о попадании в зону предупреждения ГНВП (установить причину), а продолжение перелива – в зону ликвидации ГНВП. В случае, если увеличение расхода на выходе превышает 20%, то приток соответствует зоне ликвидации ГНВП; - газосодержание превышает фоновое менее, чем 1% - необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом раствора из скважины в течение трёх минут. Прекращение движения в течение этого срока свидетельствует о попадании в зону предупреждения ГНВП (установить причину), а продолжение перелива или превышение фонового газосодержания более 1%, то приток соответствует зоне ликвидации ГНВП.

При появлении комплекса косвенных признаков, свидетельствующих о вскрытии напорных горизонтов, необходимо остановить циркуляцию бурового раствора и усилить наблюдение за прямыми признаками.

До начала вскрытия высоконапорного пласта проводят контрольные замеры: - по доливу скважины при подъёме инструмента с составлением тарифовочной таблицы, в которой сопоставляется длина поднятого инструмента и объём долитого бурового раствора (объём ёмкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объём раствора, вытесняемый бурильным инструментом; ёмкость должна быть оборудована уровнемером); - по объёму вытесненного бурового раствора при спуске инструмента с составлением тарифовочной таблицы, в которой сопоставляется длина спущенного инструмента и вытесненный объём.

2. При подъёме инструмента

Для своевременного обнаружения притока необходимо:

зафиксировать величину уровня в ёмкости для долива перед началом подъёма;

после подъёма числа свечей, определяемого регламентом, осуществлять долив затрубного пространства до устья. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта;

постоянно контролировать количество поднятых свечей и объём долитого бурового раствора, сопоставляя его с тарифовочной таблицей. При уменьшении объёма долива по сравнению с таблицей на 0,5 м³ необходимо остановить подъём и немедленно приступить к ликвидации ГНВП.

3. При спуске инструмента

Для своевременного обнаружения притока необходимо:

зафиксировать величину уровня в изолированной приёмной ёмкости перед началом спуска;

после спуска числа свечей, определённого регламентом (обычно пять), зафиксировать уровень жидкости в приёмной ёмкости;

постоянно контролировать количество спущенных свечей и объём вытесненного из скважины бурового раствора, сопоставляя его с тарировочной таблицей. При увеличении объёма в приёмной ёмкости по сравнению с таблицей на 1 м³ принять меры по ликвидации ГНВП.

4. При простоях без циркуляции

Признаком притока флюида в скважину является перелив и увеличение объёма бурового раствора в приёмной ёмкости. Для своевременного обнаружения притока необходимо:

установить контроль за движением бурового раствора в желобах;

через определённые промежутки времени (5 – 10 мин) контролировать величину уровня в приёмной ёмкости, для чего зафиксировать величину уровня в изолированной приёмной ёмкости после выключения насосов через три минуты или в начале простоя.

5. При прекращении циркуляции бурового раствора проявление распознают по продолжающемуся не затухающему движению бурового раствора в желобной системе. Движение со снижающейся скоростью во времени обусловлено влиянием сжимаемости и вязкоупругости бурового раствора.

6. При возникновении ситуации, когда уровень в скважине упал ниже устья, необходимо доливать скважину до устья буровым раствором и контролировать движение бурового раствора в желобной системе. Наличие перелива соответствует притоку флюида в скважину в зоне ликвидации ГНВП. К работам на скважине допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), оснащенных специальными тренажерами и имеющих соответствующую лицензию Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). Перед вскрытием напорного пласта необходимо разработать мероприятия по предупреждению

газонефтеводопроявлений и провести: • инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений согласно плану ликвидации аварии (ПЛА):

- проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу;
- оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления.

Скважина должна быть обеспечена запасом промывочной жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины. При вскрытом продуктивном горизонте перед каждым СПО необходимо проверять исправность ПВО открытием и закрытием превентора, открытием и закрытием задвижек, уровень масла, давление в системе привода ПВО. Дежурство газокаротажной станции должно осуществляться круглосуточно. При длительных простоях бурильный инструмент спускается в башмак кондуктора (промежуточной колонны), устанавливается шаровый кран, устье герметизируется, назначается ответственный по наблюдению за ростом давления в скважине. Не оставлять без контроля устье скважины и желобную систему при вскрытых продуктивных пластах. Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов на объекте должны быть вывешаны предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважины – путь к фонтану!»

7. Освоение скважины

При проведении работ по освоению скважины, устье должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием, схема установки и обвязки которого согласована с территориальным органом по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора и противofонтанной службой. После установки противовыбросовое оборудование опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной

колонны. Блок долива устанавливается и обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса. Подъем труб из скважины производится с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины.

3.3 Временная инструкция по проведению испытаний на герметичность обсадных колонн и устьевой обвязки скважин

Настоящая инструкция разработана для регламентирования и упорядочения видов работ, связанных с опрессовкой эксплуатационных колонн совместно с устьевым оборудованием.

Испытание предусматривает проверку:

Прочности и герметичности обсадных труб;

Прочности и герметичности устьевой обвязки (колонная головка, фонтанная арматура);

Противовыбросового оборудования (ПВО) перед разбуриванием цементного стакана;

Герметичности цементного кольца за промежуточной колонной (кондуктором) перед вскрытием продуктивного пласта после разбуривания цементного стакана;

Герметичности обсадных колонн после спуска и цементирования;

Герметичности приустьевой части эксплуатационной колонны;

Герметичности межколонного пространства.

1. Общие положения

1.1. Все работы по опрессовке обсадных колонн в скважинах должны проводиться персоналом, прошедшим обучение и инструктаж по безопасным методам работ.

1.2. Цементируемые агрегаты, трубопроводы, элементы обвязки устья скважины, по своему техническому состоянию должны соответствовать требованиям безопасности, установленным правилами и инструкциями заводов-изготовителей.

1.3. Устье скважины должно быть оборудовано в соответствии с инструкцией, разработанной буровым предприятием в соответствии с рекомендациями (техническими условиями) завода-изготовителя колонной обвязки.

1.4. Обсадные трубы на поверхности опрессовываются на давления: Кондуктор $\varnothing$ 244,5мм – 250 кгс/см²; эксплуатационная колонна $\varnothing$ 146,1мм – 250 кгс/см²;

1.5. Фонтанная арматура до установки на устье должна быть опрессована на величину пробного давления.

2. Проведение испытаний на герметичность

2.1 Испытание кондуктора на герметичность проводится опрессовкой с заполнением водой от устья до глубины 20-25м, а в остальной части – буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси. Давление опрессовки – 210кгс/см². Время от окончания цементирования до начала опрессовки должно быть не менее 48 часов. Кондуктор опрессовывается при установленных на устье колонной головки и ПВО с применением цементируемых агрегатов ЦА – 320М.

2.2 После разбуривания цементного стакана кондуктора и выхода из-под башмака на 1÷3 м производится опрессовка цементного кольца совместно с ПВО. Опрессовка производится на буровом растворе с закачкой на забой воды в объеме, обеспечивающем подъем ее на 10-20м выше башмака. Величина давления опрессовки 74 кгс/см².

2.3 Эксплуатационная колонна опрессовывается водой не ранее, чем по истечении 48час после цементирования. Давление опрессовки 210 кгс/см². Падение давления во время выдержки (30мин) не должно превышать 5кгс/см².

Наблюдение за изменением давления начинается через 5 мин после создания расчетного опрессовочного давления.

2.4 Межколонное пространство (между кондуктором и эксплуатационной колонной) опрессовывается водой (Рисунок 3.1) на давление 60 кгс/см^2 . Падение давления во время выдержки (30 мин) не должно превышать 5 кгс/см^2

2.5 Приустьевая часть неперфорированной эксплуатационной колонны (15м) совместно с колонной головкой и установленной фонтанной арматурой опрессовываются азотом (или в обоснованных случаях по согласованию с территориальными органами Ростехнадзора воздухом) после опрессовки водой на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

2.6 В случае отступления от указанных норм, следует принять меры к устранению негерметичности колонны (межколонного пространства), после чего герметичность должна быть проверена повторно.

2.7 В зимнее время обвязка и узлы присоединительного манифольда должны обогреваться паром.

2.9 Испытание с использованием воздуха должно осуществляться в следующем порядке (рисунок 3.2):

В скважину спускается на насосно-компрессорных или бурильных трубах (вторая труба над пакером перфорирована, низ колонны оборудован заглушкой) пакер с якорем (типа ПВМ-140-500; ПИМ-140-500; ЯГ-140) или другой, рассчитанный на перепад давления не менее 210 кгс/см (направленного вниз) на глубину рассчитанную по ниже приведенной формуле. После распаковки производится промывка водой с одновременной аэрацией воды с помощью компрессора.

Компрессором создается давление до максимально возможного предела в пространство между спущенными трубами и обсадной колонной. - Цементирующим агрегатом в НКТ подается вода, благодаря чему давление воздуха в верхней части затрубного пространства поднимается до необходимого (210 кгс/см^2).

Глубина спуска труб для проведения испытания определяется по формуле (3.2) «Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность».

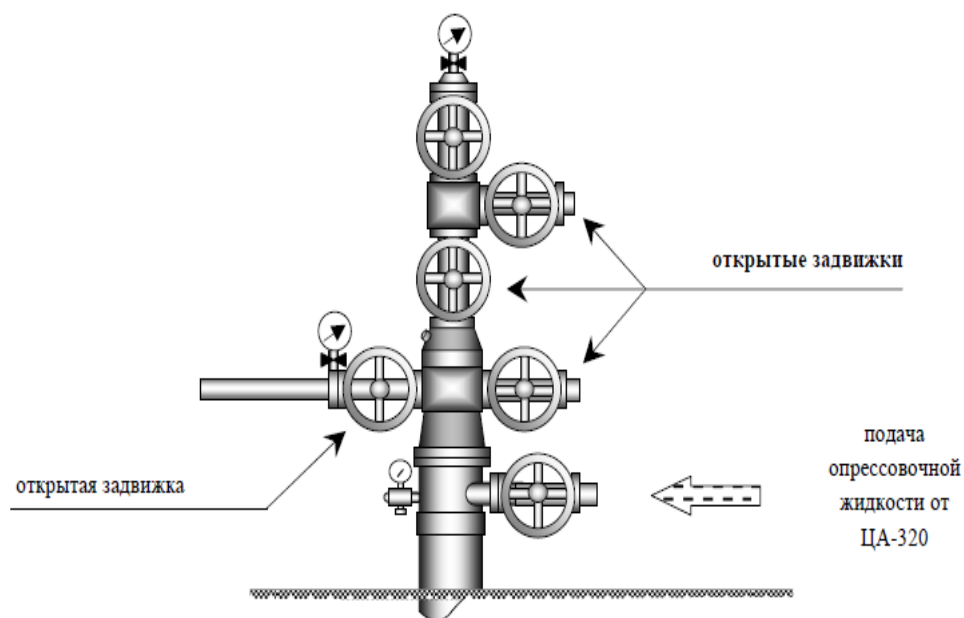


Рисунок 3.1 - Схема обвязки скважины при опрессовке межколонного пространства

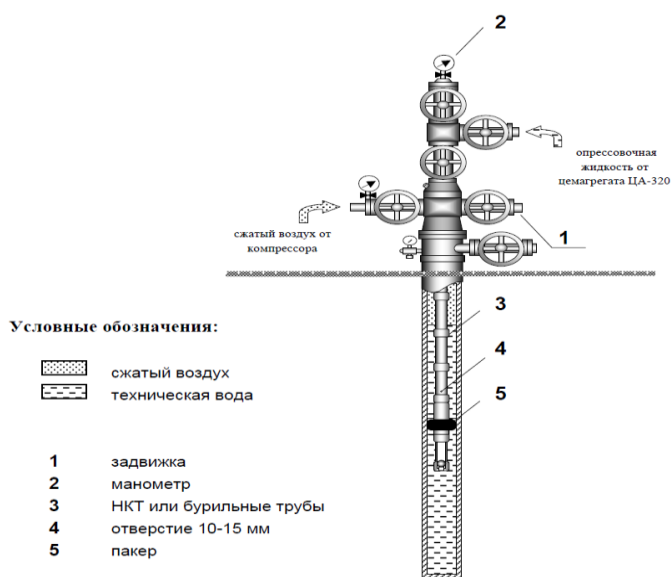


Рисунок 3.2 - Схема обвязки скважины и расположения оборудования при опрессовке приустьевой части воздухом

Пример расчета глубины спуска и установки пакера (при давлении закачки воздуха в кольцевое пространство скважины 8.0 кгс/см² :

$$L \geq \frac{P_{\text{опу}} * H}{P_{\text{к}}} + 40 \div 50 = 434 \div 444 \text{ м}; \quad (3.2)$$

L – глубина установки пакера, м;

P_{опу} – давление опрессовки скважины, кгс/см²;

P_к – давление воздуха в кольцевом пространстве перед подкачкой воды в спущенные трубы для подъема давления до давления опрессовки P_{опу};

H – 15 ÷ 20 м – высота столба сжатого воздуха в кольцевом пространстве при давлении опрессовки P_{опу}, м.

Испытание с использованием инертного газа (азота) осуществляется в следующем порядке (рисунок 3.3):

- В скважину спускается на насосно-компрессорных или бурильных трубах (вторая труба над пакером перфорирована, низ колонны оборудован заглушкой) пакер с якорем (типа ПВМ-140-500; ПИМ-140-500; ЯГ-140) или другой, рассчитанный на перепад давления не менее 210 кгс/см (направленного вниз) на глубину $\geq 40 \div 45$ м.

- После распаковки при открытых задвижках вытеснить инертным газом (азотом) из затрубного пространства 600 литров воды, после чего закрыть буферную задвижку.

- Подачей инертного газа (азота) создать в затрубном пространстве давление 100 кгс/см²

- Закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное пространство при закрытых затрубных задвижках создать давление в скважине до величины опрессовочного, закрыть трубную задвижку.

2.10 Приустьевая часть колонны считается герметичной, если в течение 30 мин после создания давления оно не снижается или снижается не более 5

кгс/см². Наблюдение за снижением давления следует начинать через 5 минут после создания опрессовочного давления.

2.11 В случае превышения указанных норм, следует принять меры к повышению герметичности колонны, после чего герметичность должна быть проверена повторно.

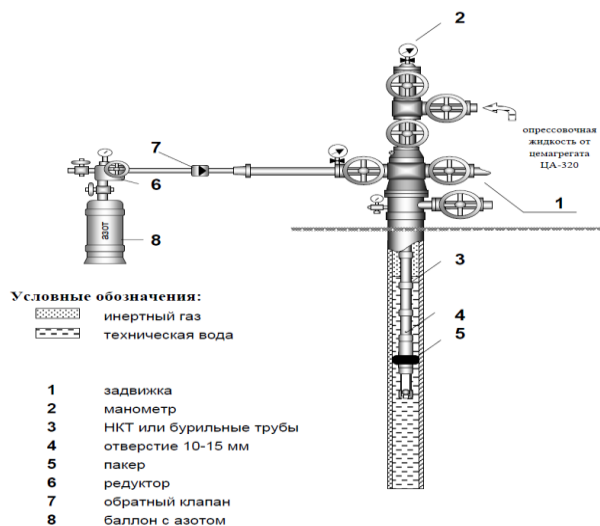


Рисунок 3.3 - Схема обвязки скважины и расположения оборудования при опрессовке приустьевой части инертным газом (азотом)

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет экономической эффективности внедрения предлагаемых мероприятий по включению колонного фильтра в компоновку низа бурильной колонны на Северо-Кожвинском месторождении.

1.1.14.1.1 Аннотация мероприятия

Винтовой забойный двигатель-отклонитель предназначен для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с использованием промывочной жидкости плотностью до 1500 кг/м³ при забойной температуре до 100 °С. Путем установки колонного фильтра над винтовым забойным двигателем можно снизить износ двигателя и увеличить стабильность его работы, тем самым минимизировать вероятность аварийных периодов, связанный с винтовым забойным двигателем и улучшить ТЭП бурения скважин.

1.1.24.1.2 Методика расчета эффективности внедрения новой буровой техники

В новых методических подходах рекомендуется оценивать следующие виды эффективности:

- эффективность проекта в целом;
- эффективность участия в проекте.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования. Она включает в себя:

- общественную (социально – экономическую) эффективность проекта;
- коммерческую эффективность проекта.

Показатели коммерческой эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для участника, реализующего инвестиционный проект, в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

Показатели экономической эффективности учитывают стоимостную оценку затрат и результатов, связанных с реализацией проекта.

Показатели бюджетной эффективности отражают финансовые последствия осуществления проекта для федерального, регионального и местного бюджета.

Показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Эффективность участия в проекте определяется с целью проверки реализуемости инвестиционного проекта и заинтересованности в нем всех его участников.

Эффективность участия в проекте включает:

эффективность участия предприятий в проекте (эффективность инвестиционного проекта для предприятий – участников);

эффективность инвестирования в акции предприятия (эффективность для акционеров акционерных предприятий – участников инвестиционного проекта);

эффективность участия в проекте структур более высокого уровня по отношению к предприятиям – участникам инвестиционного проекта, в том числе:

региональную и народнохозяйственную эффективность – для отдельных регионов и народного хозяйства РФ;

отраслевую эффективность – для отдельных отраслей народного хозяйства, финансово-промышленных групп, объединений предприятий и холдинговых структур;

бюджетную эффективность инвестиционных проектов (эффективность участия государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней).

Оценка коммерческой и экономической эффективности научно-технических мероприятий осуществляется по всему циклу создания и использования мероприятий научно-технического прогресса, включая проведение НИОКР, освоение и серийное производство, а также период использования результатов осуществления мероприятия в отрасли.

Величина годовой экономии эксплуатационных затрат от разработки и использования профильного перекрывателя ОКЛС-216, исчисляется по формуле:

$$\mathcal{E} = [(C_1 - C_2)] \cdot A_2, \quad (4.1)$$

где C_1 , C_2 – себестоимость одного метра проходки в интервале использования профильного перекрывателя до и после внедрения;

A_2 – годовой объем проходки с применением новых мероприятий по ликвидации поглощений в метрах.

Расчет экономической и коммерческой эффективности проводится с обязательным приведением разновременных затрат и результатов к единому для всех вариантов моменту времени – расчетному году. В качестве расчетного года обычно принимается наиболее ранний из всех рассматриваемых вариантов календарный год, предшествующий началу выпуска продукции или использования в производстве новой технологии.

Приведение разновременных затрат и результатов всех лет периода реализации мероприятия к расчетному году осуществляется путем умножения их величины за каждый год на коэффициент приведения.

В качестве начального года расчетного периода принимается год начала финансирования работ по осуществлению мероприятия, включая проведение научных исследований.

Конечный год расчетного периода определяется моментом завершения всего жизненного цикла научно-технического мероприятия, включающего

разработку, освоение, серийное производство, а также использование результатов осуществления мероприятия на предприятиях. Конечный год расчетного периода определяется плановыми нормативными сроками обновления продукции по условиям ее производства и использования или сроками службы новых средств труда.

Коэффициент приведения α_t применяется для соизмерения разновременных показателей путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта E .

Коэффициент приведения α_t рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = (1 + E)^{t_p - t}, \quad (4.2)$$

где E – норма дисконта;

t – порядковый номер года расчета;

t_p – порядковый номер расчетного года.

Смысл показателя нормы дисконта (ставки сравнения, коэффициент дисконтирования) заключается в измерении темпа снижения ценности денежных ресурсов с течением времени.

Норма дисконта рассчитывается по формуле:

$$E = I + MRR \cdot RI, \quad (4.3)$$

где I – темп инфляции;

MRR – минимальная реальная норма прибыли;

RI – коэффициент, учитывающий степень инвестиционного риска.

Под минимальной реальной нормой прибыли понимается наименьший гарантированный уровень доходности, сложившийся на рынке капиталов. В качестве эталона здесь часто выступают абсолютно рыночные, безрисковые, и не зависящие от условий конкуренции облигации 30-летнего государственного займа Правительства США, приносящее стабильный доход в пределах 4-5 реальных процентов в год.

В качестве приближенного значения нормы дисконта могут быть использованы существующие усредненные процентные ставки по долгосрочным банковским кредитам.

Коммерческая эффективность (финансовое обоснование) научно-технических и организационных мероприятий определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую норму доходности на вкладываемый капитал.

Осуществление научно-технических и организационных мероприятий сопровождается притоком и оттоком денежных средств.

Разность между притоком Π_t и оттоком денежных средств O_t в t -ом году представляет собой чистый доход Φ_t :

$$\Phi_t = \Pi_t - O_t \quad (4.4)_t,$$

Величина притока денежных средств Π_t в t -ом году включает:

- выручку от продаж продукции, произведенной с использованием новой техники;

-доходы от продажи недвижимости;

-средства от уменьшения чистого оборотного капитала;

-ликвидационная стоимость (в конце проекта);

-другие доходы от деятельности предприятия.

Величина оттока денежных средств O_t в t -ом году включает:

дополнительные вложения в основной и оборотный капитал (K_t);

текущие затраты, связанные с осуществлением проекта, без учета амортизационных отчислений (I_t);

-налоги и сборы (H_t).

Отток денежных средств в t -ом году:

$$O_t = K_t + I_t + H_t, \quad (4.5)$$

Выручка от продаж газа и конденсата рассчитывается по формуле:

$$V = Q_{\Gamma} \cdot \Pi_{\Gamma} + Q_k \cdot \Pi_k, \quad (4.6)$$

Прибыль от продаж газа и конденсата рассчитывается по формуле:

$$\Pi = V - C, \quad (4.7)$$

где C – эксплуатационные затраты на добычу газа и конденсата, руб.

Налоги, включаемые в отток денежных средств, – это налоги, относимые на финансовый результат деятельности предприятия, и налог на прибыль.

К налогам, относимым на финансовый результат, относится налог на имущество предприятий. Налог на имущество ($H_{и}$) определяется от среднегодовой стоимости имущества по ставке 2,2%. Налоговая ставка утверждается на региональном уровне дифференцированно по предприятиям различных отраслей.

Налог на прибыль ($H_{пр}$) определяется по формуле:

$$H_{пр} = (П - H_{и}) \cdot \alpha, \quad (4.8)$$

где $П$ – прибыль от продаж, полученная в результате проведения мероприятий;

α – ставка налога на прибыль, доли единицы.

Чистая прибыль определяется по формуле:

$$П_{ч} = П - H_{пр} \quad (4.9)$$

Чистый доход в t -ом году Φ_t может рассчитываться по формуле:

$$\Phi_t = П_{чt} + A_t - K_t, \quad (4.10)$$

где $П_{чt}$ – прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, в t -ом году;

A_t – амортизационные отчисления в t -ом году, руб.

Дисконтированный чистый доход по годам расчетного периода определяется умножением чистого дохода, полученного в t -ом году, на соответствующий коэффициент приведения αt .

Чистый дисконтированный доход (интегральный эффект) представляет собой сумму дисконтированных потоков чистого дохода по годам.

Чистый дисконтированный доход ЧДД при оценке коммерческой эффективности рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \Phi_t \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^T (\Pi_{\text{чт}} + A_t - K_t) \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^T (\Pi_t - O_t) \cdot \alpha_t, \quad (4.11)$$

Индекс доходности (прибыльности) I_d представляет отношение чистого дисконтированного дохода к приведенным капитальным вложениям КО, увеличенное на единицу:

$$I_d = \frac{\text{ЧДД}}{\text{КО}} + 1 = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_{\text{чт}} + A_t - K_t) \cdot \alpha_t}{\sum_{t=1}^T K_t \cdot \alpha_t} + 1, \quad (4.12)$$

Если ЧДД положителен, то индекс доходности больше единицы ($I_d > 1$) и проект эффективен.

Внутренняя норма доходности (прибыли) представляет ту норму дисконта $E_{\text{вн}}$, при которой величина чистого дисконтированного дохода равна нулю.

$E_{\text{вн}}$ определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_{\text{чт}} + A_t}{(1 + E_{\text{вн}})^{t-p}} = \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{вн}})^{t-p}}, \quad (4.13)$$

$E_{\text{вн}}$ определяется в процессе расчета и сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если $E_{\text{вн}}$ равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, инвестиции в данный проект оправданы, и может рассматриваться вопрос о его принятии. Если она меньше – инвестиции в данный проект не целесообразны.

Срок окупаемости капитальных вложений показывает число лет, в течение которых капитальные вложения окупаются за счет ежегодно получаемых доходов.

Срок окупаемости – это минимальный временной интервал от начала осуществления проекта, за пределами которого чистый дисконтированный доход является положительным. Срок окупаемости представляет собой порядковый год, в котором чистый дисконтированный доход равен нулю.

Доходы от осуществления проекта и первоначальные вложения рассчитываются с дисконтированием или без него. Соответственно, получится два различных срока окупаемости. Однако более целесообразно определять срок окупаемости с использованием дисконтирования.

Срок окупаемости Ток определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}} (\Pi_{чt} + A_t) \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^{T_{ок}} K_t \cdot \alpha_t, \quad (4.14)$$

1.1.34.1.3 Расчет годовой экономии эксплуатационных затрат от внедрения предлагаемых мероприятий

Расчет годовой экономии эксплуатационных затрат от внедрения предлагаемых мероприятий на Северо-Кожвинском месторождении представлен в таблице 4.1.

Включение в компоновки низа бурильной колонны колонных фильтров по стоимости 25000, 30000 рублей (в зависимости от диаметра), по сравнению с компоновками без них, ведет к предотвращению возможных затрат времени на ликвидацию аварий, а также улучшает ТЭП, что в сумме приводит к экономии времени на 72 часа.

Данное мероприятие позволит получить экономию эксплуатационных затрат на 1 скважину в сумме 970805,9 руб., которое способствует снижению себестоимости метра проходки на 369,43 руб./м в интервале 550 - 1664 м, на 1387,73 руб./м в интервале 1664-2067 м, а всецело под промежуточную и эксплуатационную колонны - 470 руб./м в целом по скважине.

Таблица 4.1 – Расчет экономии эксплуатационных затрат от внедрения колонного фильтра в компоновку низа бурильной колонны на Северо-Кожвинском месторождении

№ п/п	Наименование показателей	Вариант			
		Базовый расчет (тех. колонна)	Оптимизированный расчет (тех.колонна)	Базовый расчет (эксп. колонна)	Оптимизированный расчет (эксп. колонна)
1	Исходные данные				
2	Цель бурения	Эксплуатация			
3	Способ бурения	Роторно-турбинный			
4	Тип привода	Электрический			
5	Глубина скважины, м	2067	2067	2067	2067
6	Интервал бурения, м	550-1664	550-1664	1664-2067	1664-2067
7	Скорость бурения, м/ст.мес	1282			
8	Коммерческая скорость м/ст.-мес.	1282	–	1282	–
9	Проходка на долото, м	1410	1551	746,3	821
10	Механическая скорость проходки, м/ч	11,43	12,58	2,35	2,59
11	Время на один рейс СПО, ч	6,37	6,37	9,33	9,33
12	Время ПЗВР на один рейс, ч	1,34	1,34	1,63	1,63
13	Время ликвидации аварии, ч	22	-	25	-
14	Цена долота с учетом ТЗР, руб.	700000·1,3=910000	700000·1,3=910000	180000·1,3=234000	180000·1,3=234000
15	Годовой объём бурения, м	3342	3342	1209	1209
16	Расчетные показатели				
17	Проходка в интервале, м	1114	1114	403	403
18	Количество долот, шт.	1114:1410=0,79	1114:1551=0,72	403:746,3=0,54	403:821=0,49
19	Время, ч				
20	-механического бурения	1114:11,43=97,46	1114:12,58=88,55	403:2,35=171,5	403:2,59=155,6
21	-СПО	6,37·1=6,37	6,37·1=6,37	9,33·1=9,33	9,33·1=9,33
22	-ПЗВР	1,34·1=1,34	1,34·1=1,34	1,63·1=1,63	1,63·1=1,63
23	Итого:	127,17	96,26	207,46	166,56

№ п/п	Наименование показателей	Вариант			
		Базовый расчет (тех. колонна)	Оптимизированный расчет (тех. колонна)	Базовый расчет (эксп. колонна)	Оптимизированный расчет (эксп. колонна)
24	Экономия времени, ч		127,17-96,26=30,91		207,46-166,56=40,9
25	Фактическая себестоимость часа эксплуатации буровой установки при скорости бурения 1282 м/ст.-мес, руб./час	20407,08	20407,08	20407,08	20407,08
26	Скорость бурения, м/ст.-мес.	1282	2067:1,57=1317	1282	2067:1,55=1334
27	-станко-месяцев	2067:1282=1,61	1130,09:720=1,57	2067:1282=1,61	1120,1:720=1,55
28	-календарное время	1,61·720=1161	1161-30,91=1130,09	1,61·720=1161	1161-40,9=1120,1
29	Фактическая себестоимость часа эксплуатации БУ по затратам, зависящим от времени, руб./час.	20407,08·0,7=14285	$\frac{1317 - 1282}{1282} \cdot 100\% = 2,7\%$ Корректировка не производится	20407,08·0,7=14285	$\frac{1334 - 1282}{1282} \cdot 100\% = 4\%$ Корректировка не производится
30	Расчет эксплуатационных затрат				
31	Изменяющиеся эксплуатационные затраты, руб., на:				
32	-стоимость колонного фильтра	-	30000	-	25000
33	-механическое бурение, СПО, ПЗВР	14285·127,17=1816623,5	14285·96,26=1375074,1	14285·207,46=2963566,1	14285·166,56=2379309,6
34	Итого:	1816623,5	1405074,1	2963566,1	2404309,6
35	Экономия эксплуатационных затрат, руб		411549,4		559256,5
36	Экономия себестоимости метра проходки, руб/м				
37	-в интервале (C ₁ -C ₂)		411549,4:1114=369,43		559256,5:403=1387,73
38	-в среднем по скважине		411549,4:2067=199,1		559256,5:2067=270,56

1.1.44.1.4 Расчет коммерческой эффективности использования колонного фильтра в компоновке низа бурильной колонны

В данном разделе осуществляется расчет коммерческой эффективности от внедрения профильных перекрывателей. Основные показатели, которые необходимо рассчитать:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- дисконтированный срок окупаемости;
- индекс доходности;
- внутренняя норма доходности.

Результаты расчета приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Расчет коммерческой эффективности использования колонного фильтра в компоновке низа бурильной колонны на Северо-Кожвинском месторождении

№ п/п	Показатели	Год			Результатиру ющие показатели
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
2	Количество скважин	-	3	4	-
3	Капитальные вложения, руб.	1000000	-	-	-
4	Экономия себестоимости строительства скважин на объём внедрения колонных фильтров, руб.	-	$(411549,4 + 559256,5) \cdot 3 = 2912417,7$	$(411549,4 + 559256,5) \cdot 4 = 3883223,6$	-
5	Прибыль от внедрения колонных фильтров, руб.	-	2912417,7	3883223,6	-
6	Налог на прибыль (20 %), руб.	-	582483,54	776644,72	-
7	Чистая прибыль, руб.	-	2329934,16	3106578,88	-
8	Чистый годовой доход, руб.	-	2329934,16	3106578,88	-
9	Коэффициент приведения	1	0,8696	0,7561	-
10	Дисконтированный чистый доход, руб.	-	2026110,746	2348884,29	-
11	Чистый дисконтированный доход, руб.	-	-	-	3374995,04

12	Дисконтированные капитальные вложения, руб. (строка 3* строка 9)	1000000	-	-	-
13	Приведенные капитальные вложения, руб.	-	-	-	1000000
14	Индекс доходности, руб./руб	-	-	-	4,37
15	16.Накопленный чистый дисконтированный доход, руб.	- 1000000	1026110,746	3374995,04	-
16	Внутренняя норма доходности, %	-	-	-	172
17	Срок окупаемости, лет	-	-	-	1,57

Вывод:

В результате оценки коммерческой эффективности использования колонных фильтров чистый дисконтированный доход составил 3374,995 тыс. руб., индекс доходности – 4,37 руб. на 1 рубль предпроизводственных затрат, срок окупаемости – 1,57 года. А также увеличилась проходка на долото, механическая скорость проходки, скорость бурения, уменьшилось количество используемых долот, время на механическое бурение и фактическая себестоимость часа эксплуатации буровой установки по затратам, зависящим от времени.

Полученные показатели свидетельствуют, что включение в КНБК колонного фильтра на Северо-Кожвинском месторождении является эффективным мероприятием.

5 Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Вредные вещества в промышленности могут входить в состав сырьевых материалов, конечных побочных или промежуточных продуктов того или иного производства. Они могут быть трех видов: твердые, жидкие и газообразные. Возможно образование пыли, паров и газов.

Токсические пыли образуются вследствие (измельчение, сжигание, испарение с последующей конденсацией), и выделяются в воздух через открытые проемы, не плотности пылящего оборудования или при пересыпке их открытым способом.

Жидкие вредные вещества в основном просачиваются при открытом сливе их из одной емкости в другую. При этом могут попасть на кожный покров работающих и оказывать соответствующее неблагоприятное действие, также загрязнять окружающие наружные поверхности оборудования и ограждений, которые становятся открытыми источниками их испарения. Что приводит к быстрому насыщению воздуха парами и образованию высоких концентраций.

Если газообразные вредные вещества используются как сырьевые материалы или получаются как готовые или промежуточные продукты, они, как правило, выделяются в воздух рабочих помещений только через случайные неплотности в коммуникациях и аппаратуре [9].

1.1.55.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ

Физико-химические свойства вредных веществ в виде пылей такие же, как и обычных пылей.

Если твердые, но растворимые вредные вещества используются на производстве в виде растворов, их физико-химические свойства во многом будут аналогичны свойствам жидких веществ.

Наиболее существенное значение имеет химический состав вредных веществ. Химический состав вещества определяет его основные токсические свойства: различные вещества по своему химическому составу обладают разным токсическим действием на организм как по характеру, так и по силе. Строго определенной и последовательной зависимости между химическим составом вещества и его токсическими свойствами не установлено, однако некоторую связь между ними все же можно установить. Выявленные некоторые взаимосвязи между химическим составом веществ и их токсическими свойствами позволили подойти к ориентировочной оценке степени токсичности новых веществ исходя из их химического состава.

Вредные вещества могут оказывать местное и общее действие на организм. Местное действие проявляется в виде раздражения или химического ожога места непосредственного соприкосновения с ядом; обычно таковым бывает кожный покров или слизистые оболочки глаз, верхних дыхательных путей и полости рта. В легкой форме проявляется в виде покраснения, иногда в их припухлости, ощущение зуда или жжения; в более тяжелых случаях болезненные явления более выражены, а изменение кожного покрова может быть вплоть до их изъязвления.

Токсическое действие ядов может проявляться в виде острого или хронического отравления - интоксикации. Острое отравление возникает вследствие относительно непродолжительного воздействия значительных количеств вредного вещества (высоких концентраций) и характеризуется, как

правило, быстрым развитием болезненных явлений - симптомов интоксикации. В развитии острых отравлений различают несколько стадий. Начальный период интоксикации - продромальный - характеризуется, как правило, некоторыми неспецифическими явлениями, иногда даже слабо.

1.1.65.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.1 (ГОСТ 12.1.007-76).

Таблица 5.1 - Класс опасности вредных веществ

Наименование показателей	Норма класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	более 10,0
Средняя смертельная доза при нанесении в желудок, мг/кг	менее 15	15-150	151-5000	более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	менее 100	100-500	501-2500	более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	менее 500	500-5000	5001-50000	более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	более 300	300-30	29-3	менее 3
Зона острого действия	менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	более 54,0
Зона хронического действия	более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	менее 2,5

Отнесение вредного вещества к классу опасности производят по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу опасности.

5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

Разработка мероприятий по обеспечению безопасных условий труда включает рассмотрение вопросов предупреждения производственного травматизма, технического обеспечения безопасности зданий и сооружений, оборудования и инструмента, технологических процессов, вопросов коллективных (вентиляция, освещение, защита от шума и вибрации и др.) и индивидуальных средств защиты, вопросы обеспечения промышленной безопасности на производственном объекте, организации безопасного производства работ с повышенной опасностью, обеспечение электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности работников в аварийных ситуациях.

Мероприятия, снижающие или исключающие механические опасности.

К таковым относятся:

- выбор принципов действия и конструктивных решений, безопасных элементов конструкций;
- применение в конструкции средств механизации, автоматизации, дистанционного управления и контроля;
- применение встроенных в конструкцию средств защиты работающих;

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключить возможность прикасания к ним работающего.

Производственное оборудование, приводящееся в действие электрической энергией, должно иметь устройство (средства) для обеспечения электробезопасности (ограждение, заземление, изоляция токоведущих частей, защитное отключение и др.).

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и т.п., представляющих опасность травмирования работающих.

Производственное оборудование должно быть пожаро- и взрывобезопасным.

Оборудование должно содержаться в безопасном, исправном состоянии, для чего следует проводить своевременные осмотры, проверки и ремонты. Не допускается работать на неисправном оборудовании.

Конкретные результаты осмотров, проверок и ремонтов должны заноситься в журнал технического состояния оборудования.

Опасные зоны и элементы оборудования должны иметь ограждения в соответствии с нормативно-техническими требованиями.

Общие требования безопасности к производственным процессам должны соответствовать стандартам системы безопасности труда.

Мероприятия, снижающие или исключаяющие воздействия шума.

Мероприятия, снижающие или исключаяющие воздействия шума:

- уменьшение шума в источнике возникновения (рациональное средство, но часто требует серьезного конструктивного изменения машины);
- организационно-технические мероприятия (уменьшение времени воздействия шума);
- средства коллективной защиты – в их состав входят архитектурно-планировочные мероприятия и конструктивные средства (кожухи, экраны, глушители, звукопоглощающие и звукоизолирующие конструкции);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники, заглушки, шлемы.

Конструктивные средства уменьшения шума основаны на использовании следующих принципов:

- экранирование – способность преград создавать зону «звуковой тени». Эффективность экрана зависит от длины звуковой зоны по отношению к размерам препятствия, т.е. от частоты колебаний. В помещении

из-за наличия отраженного шума эффект экрана меньше, чем в открытом пространстве;

- звукоизоляция – способность преград отражать звуковую энергию;
- звукопоглощение – способность пористых и рыхловолокнистых материалов, а также резонансных конструкций поглощать звуковую энергию.

Звукопоглощающий материал, установленный на стенах помещения, уменьшает составляющую отраженного шума.

Для уменьшения аэродинамического шума систем вентиляции, шума газотурбонаддува и газовыхлопа двигателей применяют реактивные и активные глушители. Звукоизоляция источника шума обеспечивается кожухом, а звукоизоляция рабочего места – изолированной кабиной.

Мероприятия, позволяющие привести искусственное освещение к соответствующим нормируемым значениям.

Согласно требований правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Для обеспечения комфортной работы освещенность должна равняться:

- роторного стола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

К мероприятиям, обеспечивающим достижение необходимой освещенности можно отнести:

- правильную проектировку и рациональное выполнение искусственного освещения;
- соблюдение строительных норм и правил;
- максимальное использование естественного освещения;
- установка дополнительных источников искусственного освещения.

Таблица 5.2 - Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основ-ные пара-метры	Время существова-ния опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6
Строительно-монтажные работы:					
Понижен-ная температур а воздуха рабочей зоны	Микрокли-мат	Особенности климатических условий, отсут-ствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недоста-точная освещен-ность рабочей зоны	Искусствен-ное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	$E, \text{лк}$	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособност и, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Движущие-ся Машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемо м движении	$V = 20 \text{ м/с}$ $M = 20 \text{ т}$	8 часов	защемление, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышен-ный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	$L = 89 \text{ дБ}$	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Электри-ческий ток	Электро-установки, электроин-струмент	Пробой изоляции, замыкание и др.	$I, \text{мА}$ $U, \text{В}$	Посто-янно	травмирование или смерть от поражения электрическим током.

Бурение, крепление, испытание скважины:					
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	Буровое оборудование	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20$ м/с $M = 20$ т	8 часов	- защемление или раздавливание; - порезы, отрезание или разрубание; - захват или наматывание; - затягивание или задерживание; - попадание под удар
Разрушающиеся конструкции	Арматура	Потенциальная энергия жидкости, находящаяся под давлением	$P = 1,5$ МПа	Постоянно	травмирование выбросом жидкости под высоким давлением
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Оборудование	Работа машин и механизмов	$L = 89$ дБ	Постоянно	продолжительные повреждения слуха (потеря остроты слуха), утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и т.д.
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	E , лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины:					

Движущиеся машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат и др.)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20$ м/с $M = 20$ т	8 часов	защемление или раздавливание, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	$L = 89$ дБ	8 часов	усталость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	E , лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, нарушение внимания, ошибочные действия.

Таблица 5.3 - Основные причины и последствия опасностей

Группа опасностей	Основные причины	Возможные последствия
-------------------	------------------	-----------------------

Механические	– форма поверхностей режущих элементов, острых кромок, остrokонечных деталей (даже если эти части не движутся); – относительное положение движущихся деталей, которые могут создавать зоны затягивания, раздавливания, пореза; – масса и устойчивость (потенциальная энергия деталей, которые могут двигаться под влиянием сил тяжести); – масса и скорость (кинетическая энергия частей при контролируемом и неконтролируемом движении); – недостаточная механическая прочность, которая может привести к опасным поломкам или разрывам; – потенциальная энергия жидкостей, находящихся под давлением.	– защемление или раздавливание; – порезы; – отрезание или разрубание; – захват или наматывание; – попадание под удар; – поверхностное повреждение тканей под действием трения; – травмирование выбросом жидкости под высоким давлением.
Электрические	– соприкосновение человека с токоведущими деталями, которые обычно находятся под напряжением (прямой контакт); – детали, которые в неисправном состоянии находятся под напряжением.	– травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Тепловые опасности	– воздействие низкой температуры в рабочей зоне.	– переохлаждение; – обморожение.
Шум	– вибрация поверхностей машин и оборудования, а также одиночные или периодические удары в сочленениях деталей, сборочных единиц или конструкций в целом; – колебания элементов электромеханических устройств под влиянием переменных магнитных сил	– продолжительное повреждение слуха (потеря остроты слуха); – звон в ушах; – утомляемость, стресс и т.д.; – нарушение равновесия, ослабление внимания; – создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и др.
Излучения видимого спектра	– работа в темное время суток; – отсутствие или недостаточность источников искусственного света.	– травмирование; – развитие дефектов зрения; – утомляемость, снижение работоспособности.

5.3 Экологическая безопасность

1.1.75.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

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

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

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

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей, многоступенчатые пылеуловители).

1.1.85.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным

компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

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

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

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

шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Нарушение земель в период цикла строительства скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, а также в процессе бурения и испытания. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

Таблица 5.4 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных

блока (труба выхлопного коллектора)	Сажа	0,536	работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.5 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м ³ /час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощад- ка	- строительно- монтажных работ;	100,00	В период строительно- монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под выщечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолирован- ными бетонными прямыми. Из прямиков вода
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		

				периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплошад-ка Вахтовый поселок	- строительно-монтажных работ;	112,89	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице

5.6.

Таблица 5.6 - Анализ чрезвычайных ситуаций [10]

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-техническая база обеспечения безопасности и экологичности

Рассмотрим нормативно-техническую базу обеспечения безопасности и экологичности проекта. Нормативно-техническая база состоит из законов, подзаконных актов, государственных стандартов, санитарных норм и правил, правил безопасности, руководящих документов и других нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности к технологическим процессам, оборудованию, помещениям, зданиям и сооружениям, средствам коллективной и индивидуальной защиты.

Законодательная база:

Конституция РФ;

Трудовой Кодекс РФ;

Закон РФ № 116 - ФЗ «Об промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Закон РФ № 184 - ФЗ «О техническом регулировании»;

Закон РФ № 52 - ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;

Закон РФ № 68 - ФЗ О защите населения территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

Закон РФ № 7 - ФЗ «Об охране окружающей среды».

Далее рассмотрим нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности в таблице 5.7, нормативно-правовые акты в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в таблице 5.8, нормативно-правовые акты в области охраны окружающей среды в таблице 5.9.

Таблица 5.7 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Таблица 5.8 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

Таблица 5.9 - Нормативно-правовые акты в области охраны окружающей среды

Номер	Требования безопасности
1	2

ГОСТ 17.1.1.04-80	Охрана природы. Гидросфера. Классификация подземных вод по целям водопользования
ГОСТ 17.1.3.05-82	Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 17.1.3.12-86	Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше
ГОСТ 17.2.1.01-76	Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу
ГОСТ 17.2.3.02-78	Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
ГОСТ 17.5.1.01-83	Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения
СанПиН 2.1.6.575-96	Атмосферный воздух и воздух закрытых помещений, санитарная охрана воздуха. Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населенных мест.
СанПиН 2.1.7.1322-03	Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления
СанПин 2.2.1/2.1.1.1031-01	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

Заключение

В выпускной квалификационной работе создан технический проект включающий ГТН и КНБК на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2006 метров на Северо-Кожвинском нефтяном месторождении находящемся в Западной-Сибири (Республики Коми).

Общая часть дипломного проекта содержит технико-технологические расчеты, геолого-геофизические расчеты и все необходимые для строительства скважины данные.

Специальная часть дипломного проекта содержит анализ методов и технологии очистки ствола направленных скважинах от шлама.

В экономической части я рассчитал нормативную продолжительность строительства скважины, составил линейно-календарный график в котором учитывается непрерывность работы бригады, рассчитал сметную стоимость скважины а также сметную стоимость с учетом индекса удорожания для Томской области.

В заключении об социальной ответственности можно выделить проблему: повышения социальной ответственности в преодолении противоречия между потребностями организации и ожидаемым обществом социально-значимым поведением организаций. Решению способствуют знания и использование механизмов его формирования, в числе которых ведущее место занимает социальная ответственность как необходимый атрибут.

В связи с необходимостью повышения социальной ответственности, субъектам управления современными организациями важно учитывать, что требования общества к организациям становятся всё более персонифицированным. Поэтому возникают проблемы определения степени социальной ответственности организаций перед своими работниками.

.

Список используемых источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых месторождений: мет. указания к выполнению курсового проекта «Нефтегазовое дело»/Епихин А.В., Ковалев А.В. - Томск, 2016. - 152с.
2. Заканчивание скважин: методические указания «Нефтегазовое дело»/ Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. - Томск, 2016. - 55с.
3. Индивидуальный рабочий проект на строительство наклонно-направленной скважины Северо-Кожвинского месторождения, 2014. - 176с.
4. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М, 2000г.
5. Групповой рабочий проект № 304 на строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин на Северо-Кожвинском месторождении, с.373
6. Анализ производственно-хозяйственной деятельности бурового предприятия / Шаповалов А.Г. – М.: Недра, 1984.
7. Анализ экономики промышленных предприятий / Шеремет А.Д. – М., 1976.
8. Экономика, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий. – М.: Недра, 1975.
9. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
10. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
11. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения
12. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывоопасность. Общие требования
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно

допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

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

15. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

16. ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности

Приложение А

Приложение Б