

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2884 МЕТРОВ НА ВАТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 2884)(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Серкин Александр.Владимирович.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедры	Ковалёв Артем Владимирович	к. т. н.		

Томск–2017 г.

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Дмитриев А.Ю.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Серкин А.В.

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2884 МЕТРОВ НА ВАТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20 февраля 2017 г., №1432 / С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15июня 2017 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (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.).	Пакет экспериментальной и промышленной информации по Ватлорскому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	1. Общая и геологическая часть 2. Технологическая часть 3. Специальная часть 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Белозерцева О.В.
Социальная ответственность	Доцент, к.х.н., Шеховцова Н.С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Отсутствуют	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Серкин А.В.		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая	Общая и геологическая часть	10
25 мая	Технологическая часть	40
28 мая	Специальная часть	10
30 мая	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	Социальная ответственность	15
3 мая	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	К.Х.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Дмитриев А. Ю.	К.Т.Н		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Серкин А.В.

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	Бурение наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО).	<i>Вредные факторы</i> 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. <i>Опасные факторы</i> 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	Бурении скважины сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Серкин А.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б32Т		Серкин А.В.	
Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Бурение наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО)
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Календарный план-график проведения проектируемых работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Серкин А.В.		

Реферат

Рассмотрена тема «Технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО)».

Выпускная квалификационная работа содержит 89с., 15рис., 64 табл., 20 литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: РЕЖИМ БУРЕНИЯ, ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ, ИСПЫТАНИЕ, ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ.

В дипломном проекте представлены графические материалы: геолого-технический наряд и компоновки низа бурильной колонны.

В результате проведенной работы, разработан профиль наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров.

Дипломный проект состоит из 5 частей.

1. в геологической части рассмотрена орогидрография района ведения работ, стратиграфия, тектоника и нефтегазоводоносность разреза, а так же проведен анализ возможности возникновения осложнений;
2. в технической части выполнены все расчеты, касающиеся бурения, промывки и крепления и заканчивания скважины;
3. в специальной части рассматриваются повышение качества цементирования эксплуатационной колонны в интервале спуска технической колонны за счет применения РМФТМ и установки ПДМ башмака технической колонны на примере Шершневого месторождения;
4. в экономической части произведен расчет сроков бурения и крепления проектируемой скважины и её сметной стоимости;
5. в части «Безопасность и экологичность проекта» рассмотрены вопросы безопасного ведения работ при строительстве скважины, а

также чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при бурении скважины.

Так же в работе представлено экономическое обоснование выбранных мероприятий, и рассмотрены мероприятия по безопасности жизнедеятельности и социальной ответственности.

Данная работа выполнена с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Определения, сокращения, нормативные ссылки, определения

Обозначения и сокращения

СНС - статическое напряжение сдвига

ДНС – динамическое напряжение сдвига

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
9. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
10. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
11. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
12. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012 г.
13. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»
14. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	13
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2 Стратиграфический разрез скважины элементы залегания и коэффициент каверности пластов	16
1.3 Литологическая характеристика разреза скважины	17
1.4 Нефтеносность по разрезу скважины	18
1.5 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины....	19
1.6 Градиенты давлений и температура по разрезу скважины	21
1.7 Зоны возможных осложнений	21
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	25
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	25
2.2 Обоснование конструкции скважины	26
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	26
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	28
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	29
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.....	31
2.3 Углубления скважины.....	32
2.3.1 Выбор породоразрушающего инструмента	33
2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото поинтервалам горных пород.....	33
2.3.3 Расчет частоты вращения долота	34
2.3.4 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34
2.3.5 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	35
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	37
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	38
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	39
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	41
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений.....	41
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений	44
2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине	47
2.5 Расчет процессов цементирования скважин	48
2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	48
2.5.2 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	48
2.5.3 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	48
2.5.4 Выбор типа необходимого количества цементировочного оборудования	49
2.5.5 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	50

2.5.6	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	51
2.6	Выбор буровой установки.....	51
3	СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	53
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	61
4.2	Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	63
4.3	Организация производства работ	64
4.4	Разработка календарного план-графика строительства скважины.....	65
4.5	Оплата труда.....	67
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
5.1	Производственная безопасность	71
5.1.1	Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО).....	72
5.1.2	Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО).....	75
5.2	Экологическая безопасность.....	79
5.2.1	Мероприятия по охране атмосферы.....	79
5.2.2	Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	80
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
	Заключение	87
	Список использованных источников	88
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	
	ДИСК С ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИЕЙ ВКР	

Введение

В России одной из ведущих отраслей является нефтегазовая отрасль и одним из условий увеличения успешной работы нефтегазодобывающих предприятий является строительство новых добывающих месторождений. Но новые формы отношений между добывающими предприятиями и управлениями буровых работ заставляют искать новые наиболее дешёвые, но в тоже время наиболее качественные способы бурения ствола скважины, вскрытия продуктивных пластов и их разобщение, а так же их вторичное вскрытия. Это необходимо чтобы уменьшить затраты на проводку скважины и в тоже время максимально уменьшить негативное влияние на пласт, в процессе бурения, закачивания и освоения скважины тампонажными и промывочной жидкостями.

Поэтому в данной выпускной квалификационной работе на тему: «Технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО)». Было учтено рациональное использование всех необходимых, сил, материалов, средств, материалов, агрегатов для строительства данной скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Ватлорское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ ХМАО Сургутский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	+3,0 +30 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15 -2,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	257
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Продолжение таблицы 1

Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.



1.2 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Стратиграфическая характеристика разреза Ватлорское месторождения представлена в табл. 2.

Таблица 2.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент каверзности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		азимут, град.	
				град	мин.		
0	30	Четвертичная свита	Q	-	-	-	1.3
30	100	Журавская свита	P2/3	-	-	-	1.3
100	225	Новомихайловская свита	P2/3	-	-	-	1.3
225	380	Атлымская свита	P1/3	-	-	-	1.3
380	540	Чеганская свита	P1/3-	-	-	-	1.25
540	790	Люлинворская свита	P3/2	-	-	-	1.25
790	970	Талицкая свита	P2/2	-	-	-	1.25
970	1175	Ганькинская свита	P1	-	-	-	1.25
1175	1300	Берёзовская свита	K2	-	-	-	1.25
1300	1435	Кузнецовская свита	K2	-	-	-	1.25
1435	1830	Уватская свита	K2	-	30	-	1.25
1830	2060	Х-Мансийская свита	K2-K1	-	30	-	1.25
2060	2380	Викуловская свита	K1	-	30	-	1.25
2380	2445	Кошайская свита	K1	-	40	-	1.25
2445	2884	Фроловская свита	K1	1	30	-	1.25
			K1				

1.3 Литологическая характеристика разреза скважины

Таблица 3.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
Q	0	30	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P2/3	30	100	Пески, глины	Глины серые с прослоями песков и бурых углей
P2/3	100	225	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые м/з с прослоями бурых углей
P1/3	225	380	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P1/3- P3/2	380	540	Глины	Глины светло-зеленые, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурового угля
P2/2	540	790	Глины, опоки	Глины серые с глауконитом внизу опоквидные, в середине диатомовые глины, опоки серые
P1	790	970	Глины, алевролиты	Глины темно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролита и включениями пирита
K2	970	1175	Глины	Глины зеленые, серые с глауконитом, пиритизированные
K2	1175	1300	Глины, алевролиты	Глины серые, т-серые опоквидные алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K2	1300	1335	Глины	Глины т-серые плотные, алевролитистые
K2-K1	1335	1830	Глины, песчаники, пески, алевролиты	Переслаивание песков, алевролитов, песчаников с глинами серыми
K1	1830	2060	Песчаники, глины, алевролиты	Песчаники серые, глины плотные, т-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов
K1	2060	2380	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники и алевролиты серые м/з с прослоями аргиллитов т-серых
K1	2380	2445	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты т-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, серых м/з, глины с растительными остатками
K1	2445	2884	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты	Переслаивание песчаников, глин, с линзами известняков, алевролитов, в низах глины т-серые, местами битуминозные

1.4 Нефтеносность по разрезу скважины

Таблица 4.

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Содержание серы/парафина, %	Дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Динамический уровень в конце эксплуатации, м
От (верх)	до (низ)						
2635	2660	поров.	0.868	1.2/2.5	3.2 – 5.8	-	1000
2700	2730	поров.	0.866	1.2/2.5	50-80	67	
2780	2818	поров.	0.863	1.2/2.5	4.2	-	

1.5 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Таблица 5.-Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот-ность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость породы	Категория по твердость, кгс/см ²	Расслоеность породы	Категор ия по абразив ность	Категория породы по промысловой классификаци и (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	38	Суглинки, Супеси	- 2.2	- 30	2000 0	10 90	0 0	0 0		1 5	V IV	M M
P2/3	38	100	Пески, глины	- 2.2	- 30	2500 0	20 90	0 0	0 0	10 5	5 5	IV V	M M
P2/3	100	225	Глины, пески	- 2.3	- 30	10 0	50 95	0 0	0 0	10 10	5 5	IV IV	M M
P1/3	225	280	Пески, алевролиты	2.3 2.3	30 30	0 0	95 95	0 2	0 0	10 5	5 5	V V	M M
P1/3-P1/2	280	540	Глины	2.2	25	10	50	0	0	10	5	V	M
P2/2	540	790	Глины, опоки	2.3	25	0	95	5	0	5 10	10	V IV	M
P1	790	970	Глины, алевролиты	2.3 2.2	25 30	0 20	100 10	0 0	0 0	15 25	5 5	V V	C C
K2	970	1175	Глины	2.2	20	10	20	10	0	25	5	IV	C
K2	1175	1300	Глины, Алевролиты	2.2 2.3	25 20	20 0	15 95	5 10	0 0	35 25	5 5	VI V	C C

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K2	1300	1335	Глины	2.3	20	0	100	3	0	25	5	V	C
K2-K1	1335	1830	Глины, песчаники, пески, алевролиты	2.1	22	50-300	10-20	3	0	50	5	VI	C
				2.35	16	0	100	2	0	25	5	VI	C
				2.2	20	20	20-30	3	0	38	5	VI	C
				2.3	22	0	100	3	0	25	2.5	V	C
K2	1830	2060	Песчаники, глины, алевролиты	2.2	16	20-50	5	2	0	25	2.5	VI	C
				2.2	20	10-20	20	2	0	25	2.5	V	C
				2.0	22	10-30	20	3	0	50	3.5	VI	C
K ₁₋₂	2060	2380	Песчаники, алевролиты	2.2	20	10	15	3	0	25	3.5	IV	C
				2.4	14	0	100		0	35	3.5	VI	C
K ₁	2380	2445	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	2.4	12	0	100	10	0	75	3.0	V	C
				2.3	16	10-15	20-30	10	0	35	3.0	III	C
				2.2	19	20-50	10-20	5-10	0	50	3.5	V	C
				2.45	5-10	0	95	5	0	50	2	VI	C
K ₁	2445	2884	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты	2.3	17	9-520	10	5	0	50	2.5	IV	C
				2.3	15	20	15	5	0	50	2.5	V	C
				2.45	5	0	100	3	0	50	3	VI	C
				2.3	15	5.6-97.3	20	0	0	75	1.5	VII	C

1.6 Градиенты давлений и температура по разрезу скважины

Таблица 6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты давлений, МПа/м				Температура в конце интервала, °С
от	до	пласто- вого	порового	гидрора зрыва	горного	
0	50	0,01	0,01	0,02	0,022	3 6 8 10 11 16 20 30
50	180					
180	242					
242	340					
340	388					
388	540					
540	790					
790	970					
970	1175	0,0101	0,0101	0,018	0,023	50
1175	1300					52
1300	1335					74
1335	1830					78
1830	2060					91
2060	2380	0,0102	0,0102	0,017	0,024	92
2380	2440					94
2445	2884					94

1.7 Зоны возможных осложнений

Таблица 7–Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Условия возникновения, в т.ч. допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
Q – P3/2	0	Частичное 450	до 5	Отклонения параметров бурового раствора от проектных

Таблица 8 –Осыпи и обвалы стенок скважины

Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
0	450	3	интенсивн.	450	100-120	нарушение
450	1130	3	слабые	-	-	технологии
1130	2015	3	слабые	-	-	бурения

Таблица 9 –Нефтегазоводопроявления

Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Плотность смеси при проявлении, г/см ³	Условия возникновения
от (верх)	до (низ)			
1130 2470	1740 2650	вода нефть	- 0.866	Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважину во время подъема инструмента, снижение давления в скважине ниже гидростатического, низкое качество глинистого раствора

Таблица 10- Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см ²	Возможные условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q – P3/2	0	450	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама

Таблица 11 – Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
1130 2015	2015 2700	Разжижение гл. раствора Сужение ствола скважины	Разбавление агрессивными пластовыми водами Разбухание глин

Осложнения, описанные в таблице 9, являются типичными для данных горных пород. Для их ликвидации требуется большое количество времени и значительные материальные затраты. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

1. перед началом спуска довести параметры бурового раствора до заложенных в проекте величин, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
2. соблюдать установленную скорость спуска колонн;
3. постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
4. доливать скважину по мере необходимости;

5. минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колон.

2 Технико-Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины. Профиль скважины представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Профиль скважины

Тип профиля				Пятиинтервальный						
Исходные данные для расчета										
Глубина скважины по вертикали, м				2884	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				-	
Глубина вертикального участка скважины, м				-	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				29,41	
Отход скважины, м				1155	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-	
Длина интервала бурения по пласту, м				-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град				29,41	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				29,41	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				-	
№ интервала	Длина по вертикали			Отклонение,м		Зенитный угол		Удлинение ствола, м		Глубина поствола,м
	от	до	всего	На интервал	всего	в начале	в конце	на интервал	всего	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100
2	100	382	282	73,8	73,8	0	29,4	12,1	12,1	394,1
3	382	2038	1656	933,4	1007,2	29,4	29,4	244,8	256,9	2294,9
4	2038	2600	562	147,7	1155	29,4	0	2007	283	2883
5	2600	2884	284	0	1155	0	0	2609	283	3183
7										
Итого	Σ		2884			-	-	Σ		3183

2.2 Обоснование конструкции скважины

Выбор конструкции скважины является одним из важнейших факторов, определяющих технико-экономические показатели в бурении.

Конструкция скважины должна обеспечивать: надежную охрану недр; возможность применения выбранного способа бурения; получения наибольшего возможного дебита нефти или газа; возможность применения необходимых способов извлечения нефти на поверхность; производство ловильных и ремонтных работ и т.п.

Выбор конструкции скважины заключается в определении следующих параметров:

- диаметра скважины;
- количества обсадных колонн;
- глубины спуска;
- диаметра обсадных колонн;
- вида обсадных колонн;
- высоты подъема цемента.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В понятие конструкции забоя скважины входит набор технико – технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП (призабойная зона), не разрушаясь (или при максимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющие факторы по выбору конструкции забоя и ее параметров – тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением водо-нефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям размещения нефтяных залежей, типу

коллектора и свойствам пород продуктивного горизонта рассматриваемый объект эксплуатации относится к типу поровых.

Залежь – многопластовая (неоднородная). Пласт литологически и по проницаемости неоднородный, поскольку на интервале нефтеносности находятся песчаники, глины, алевролиты и аргиллиты, проницаемость которых от 0,02 до 0,5 мкм². Тип коллектора поровый, способ эксплуатации объекта раздельный.

Так как градиент пластового давления в интервале продуктивного пласта больше $\Delta p_{пл} > 0,1$ МПа/10м, то пластовое давление можно считать высоким.

Коллектор высокопроницаемый, поскольку проницаемость пласта выше величин 0,1 мкм² и 0,01 мкм².

Коллектор считается устойчивым, если выполняется условие $\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}$
30 < 64,571 МПа. $\sigma_{сж} = 30$ МПа – табличное значение радиальной нагрузки для песчаника. Неравенство не выполняется, следовательно, коллектор неустойчивый.

Так как тип коллектора поровый и неоднородный по проницаемости и литологически, то способ эксплуатации объекта раздельный. Следовательно выбираем закрытый забой. : перебуриваем продуктивный пласт на 50 метров, не перекрывая предварительно вышележащие породы специальной колонной обсадных труб, затем спускаем обсадную колонну до забоя, цементируем. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем.

Схема конструкции эксплуатационного забоя скважины приведена на рис. 2.

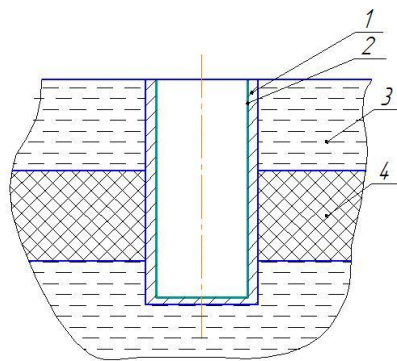


Рис. 2.

Схема конструкции эксплуатационного забоя:

1 – цементный камень; 2 – обсадная колонна; 3 – вышележащая горная порода; 4 – нефтяной пласт.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3 позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения, соответственно решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

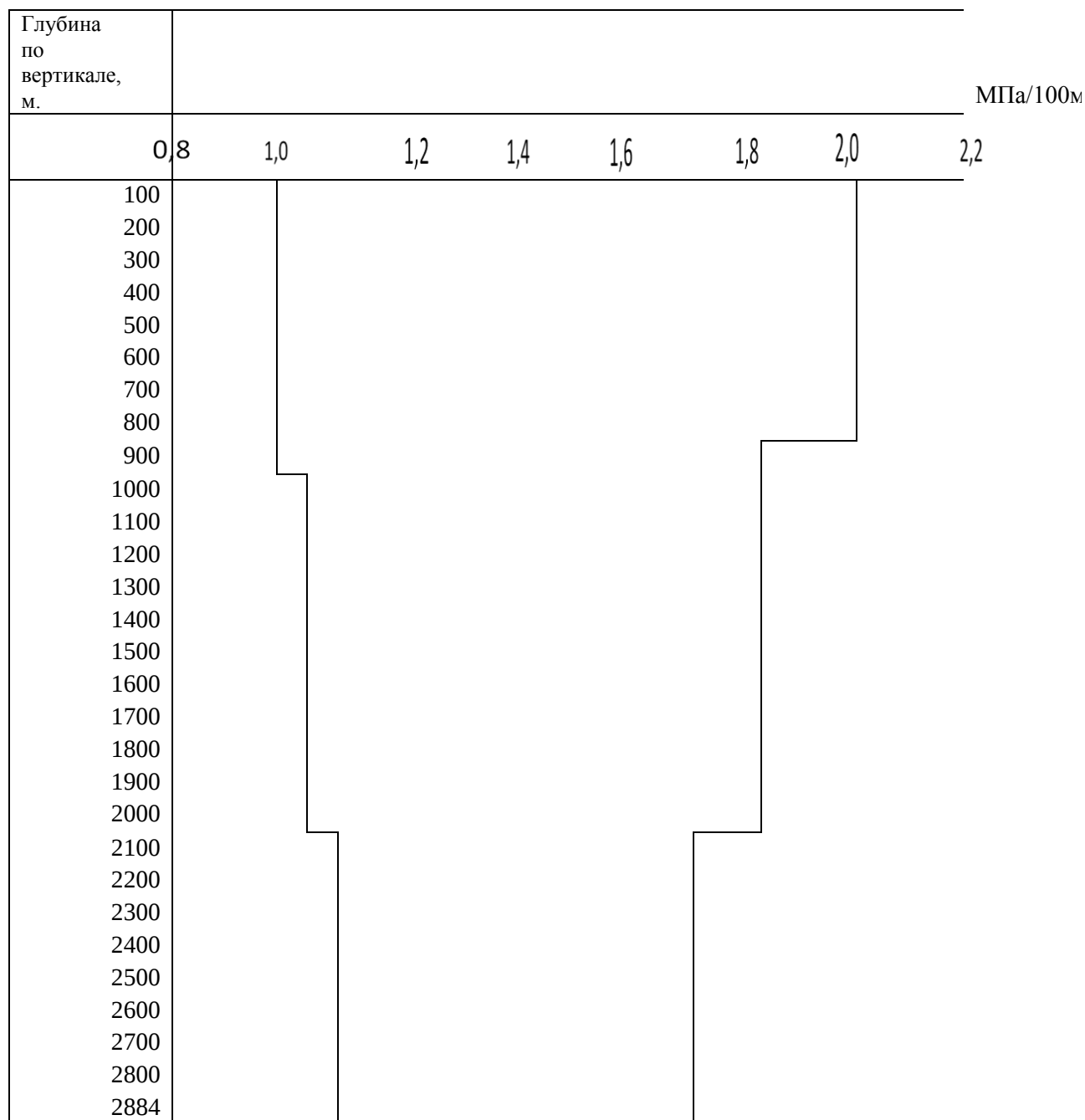


Рис.3. Совмещенный график пластового давлений и давления гидроразрыва, МПа/100м.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение об отсутствии интервала, несовместимого по условиям бурения. Поэтому выбирается одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается для предотвращения размыва устья скважины и перекрытия четвертичных отложений таких как торфяники, суглинки, супеси. В данном случае руководствуясь литологической характеристикой разреза скважины и из опыта ранее пробуренных скважин спускаем направление на глубину 30 метров.

Расчет глубины спуска кондуктора:

Минимальную глубину спуска кондуктора H_K определяем, из условия недопущения гидроразрыва пород под его башмаком при ГНВП

Результаты расчетов:

Принимаем глубину спуска кондуктора: 970 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2884 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 13

Таблица 13-Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м				Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Направление	0	30	0	30	0	30
Кондуктор	0	970	0	1043	0	1043
Эксплуатационная колонна	0	2884	0	3183	993	3183

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Исходя из того что проектируемая скважина является нефтяной то учитываем дебит по нефти и по нему будет рассчитан диаметр эксплуатационной колонны.

Исходя из расчёта диаметра эксплуатационного насоса и более доступных диаметров труб на трубной базе берём диаметр эксплуатационной колонны равной 146,1 мм.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	30	298,5	393,7
Кондуктор	970	244,5	295,3
Эксплуатационная	2884	146,1	190,5

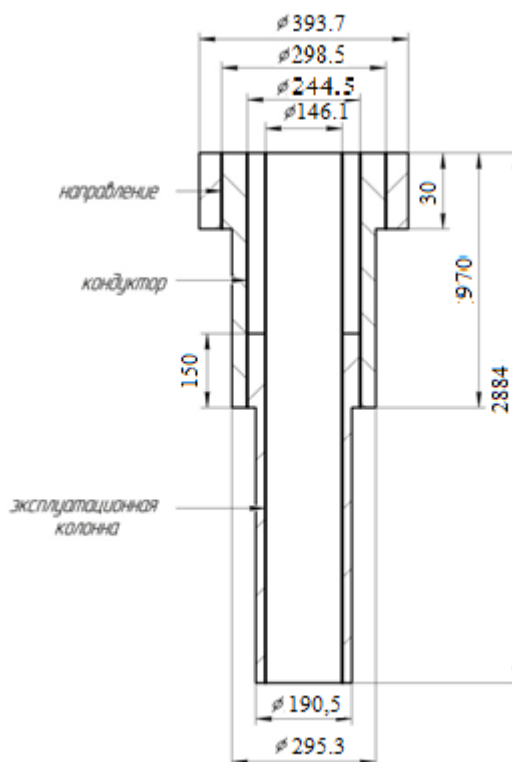


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.4 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 15

Таблица 15-Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовыбросовог о оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовлен ие	Коли честв о, шт	Допуст имое рабоче е давлен ие, МПа	Масса, т	
					Единицы	Суммарная
1	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	Противовыбросово е оборудование ОП5-180/80*35 (2 шт.-ПП, 1шт.- ПК) Колонная головка ОКК1-35- 114*146	ГОСТ 13862-90	1	35	6,025	6,025
		ТУ 3665- 002- 31429576- 97	1	35	0,680	0,680
Эксплуата ционная	Колонная головка ОКК1-35-114*146 (верхняя часть) Фонтанная арматура АФК1 – 65*21	ТУ 3665- 002- 31429576- 97	1	35	-	-
		ТУ 26 –16 – 45 – 77	1	21	1,239	1,239

2.3 Углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

Выбор способа бурения

В настоящее время основным способом бурения является вращательный.

На территории Российской Федерации наиболее широкое применение получил турбинный способ бурения, затем роторный и сравнительно небольшую долю общей проходки выполняют электробурами.

Турбинный способ бурения дает возможность во много раз увеличить забойную мощность и тем самым увеличить механическую скорость бурения (породоразрушающему инструменту передаются вся мощность двигателя). Этот способ наиболее эффективен при проходке скважин с нормальными геологическими условиями бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	турбинный
30-1043	Кондуктор	турбинный
1043-3183	Эксплуатационная колонна	турбинный

2.3.1 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на 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 17

Таблица 17 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1043	1043-2295	2295-3183
Шифр долота		Ш-393,7 М-ГВУ P227	БИТ-295,3М4	БИТ-215,9 МС	БИТ-215,9 С9
Тип долота		PDC			
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		МЗ	МС, МСЗ	МСЗ, СЗ, С	МСЗ, СЗ, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117	3-117
	API	-	-	-	-
Длина, м		0,53	0,4	0,34	0,34
Масса, кг		170	40	46	46
Г, тс	Пределная	40	5	5	8
n, об/мин	Рекомендуемая	165	80-440	60-200	60-200
	Пределная	635	440	200	200

2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Данные осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в таблице 18.

Таблица 18- данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-1043	1043-2295	2295-3183
G _з или проект, кН	400	50	50	80

2.3.3 Расчет частоты вращения долота

Рассчитанные значения частот вращения долота представлены в таблице 17.

Таблица 17-Рассчитанные значения частот вращения долота

Частота вращения	III-393,7 М-ГВУ Р227	БИТ-295,3М4	БИТ-215,9 МС	БИТ-215,9 С9
п, об/мин	165	92,1	116,4	132
п _{пасп} , об/мин	165-635	80-440	60-200	60-200

Частоты вращения долот выбираются в соответствии с рекомендациями и сводятся в таблице 18

Таблица 18-Значение частот вращения по интервалам

Тип долота	Интервал бурения, м.	Частота вращения, об/мин.
III-393,7 М-ГВУ Р227	0-30	165
БИТ-295,3М4	30-1043	92,1
БИТ-215,9 МС	1043-2295	116,4
БИТ-215,9 С9	2295-3183	132

2.3.4 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 19 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 19 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1043	1043-3183
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		96	80	80
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		350	266	194
M _р , Н*М		4876	2034,415	1514,145
M _о , Н*М		216,53	162,415	118,745
M _{уд} , Н*М/кН		49,244	37,44	27,908

В таблице 20 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 20–Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Турбобур	Диаметр , мм	Длина, мм	Масса, кг	Расход , л/с	Частота, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления , МПа	КПД, %
ЗТСШ- 240	240	23550	5980	32-34	420	2,5	5,5	-
ТО2-240	240	10170	2393	45	420	1,37	3,0	-
ДР-195	195	8110	1277	25-35	150-216	10-12	8-11	45

2.3.5 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 21 и 22.

Таблица 21 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-1043	1043-3183
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65	0,65
K_k	1,3	1,3	1,32
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,12
V_m , м/с	0,008	0,007	0,004
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,24	0,24	0,195
$d_{нмах}$, м	0,019	0,016	0,011
n	2	2	1
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,5	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,14	1,14	1,12
ρ_n , г/см ³	2	2,2	2,3
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	44	24
Q_2 , л/с	205,2	115,9	57,6
Q_3 , л/с	57	49	28
Q_4 , л/с	67	39	18
Q_5 , л/с	84	55	31,5
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, л/с	0,05	0,05	0,035
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1010	1010	1010
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1400	1400	1100
M , Н*м	1219	1219	820

$M_{\text{табл}}, Н*М$	12000	12000	5200
m	1	1	1
n	2	2	2
$Q_{\text{н}}, \text{л/с}$	42	27,5	31,5
$Q_{\text{пров1}}, \text{л/с}$	15	15	13
$Q_{\text{пров2}}, \text{л/с}$	91	71	71

Таблица 22 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1036	1036-2663
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{л/с}$	87,5	56,8	26,8
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{л/с}$	90	50	25

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице 23.

Таблица 23 -Результаты расчета бурильной колонны

№ п/п	Тип трубы	Диаметр, мм	Длина секции, м
1	УБТ 178-80Д	178	12
2	УБТ 146-78Д	146	8
3	ТБД16Т 147-11	147	100
4	ПК 127-9Д	127	250
5	ТБД16Т 147-11	147	2778

В таблице 24 представлено проектирование КНБК для эксплуатационной колонны.

Таблица 24 – КНБК под бурение эксплуатационной колонны (1043-3183)

№ п/п	Интервал по стволу, м			Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	Назначение
	от	до				
1	1043	2295	1	БИТ-215,9 МС	ТУ3664-001- 50783875-2002	Бурение под эксплуатационну ю колонну в интервале 1043- 2295 м.
			2	КЛ – 215,9СТ	ТУ 26-02-839-79	
			3	ДР – 195	ГОСТ 26673-85	
			4	УБТ 178×90Д	ТУ 14-3-835-79	
			5	УБТ146×74Д	ТУ 14-3-835-79	
			6	ПК 127х9 Д	ГОСТ 23786-79	
			7	ТБД16Т 147х11	ГОСТ 23786-79	
4	2295	3183	1	БИТ-215,9 С9	ТУ3664-001- 50783875-2002	Бурение под эксплуатационну ю колонну в интервале 2295- 3183 м.
			2	КЛ – 215,9СТ	ТУ 26-02-839-79	
			3	ДР – 195	ГОСТ 26673–90	
			4	УБТ 178×90Д	ТУ 14-3-835-79	
			5	УБТ146×74Д	ТУ 14-3-835-79	
			6	ПК 127х9 Д	ГОСТ 23786-79	
			7	ТБД16Т 147х11	ГОСТ 23786-79	

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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 25. В таблице 26 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 25 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Интервал бурения, м		Удельный вес, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	Содержание песка, %
от	до							
0	970	1,121	20-25	30-35	24	7-9	7-8	1
970	2038	1,133	15-20	20-25	24	7-9	7-8	1
2038	2884	1,902	10	20	23	7-9	7-8	0,2-0,5

Оборудование для очистки бурового раствора

Таблица 26

Название	Типоразмер или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п. на изготовление
Вибросито	M48-96F	«Derrick»
Пескоотделитель	ГЦК-360M	ТУ 26-02-1079-90
Илоотделитель	S-416-S	«Derrick»
Центрифуга	DMNX 418 FTVB	«Alfa Laval»

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 27, а в таблице 28 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 27- Исходные данные

Параметр	Значение
Глубина бурения скважины по стволу Н, м	3183
Диаметр долота d _д , м	0,2159
Коэффициент кавернозности К	1,49

Параметр	Значение
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	29,28
Давление гидроразрыва $P_{гр}$, МПа	53,3
Плотность разбуриваемых пород ρ_p , кг/м ³	2350
Механическая скорость бурения V_m , м/с	0,005
Расход промывочной жидкости Q , м ³ /с	0,0275
Тип бурового насоса	УНБ-600А
Наружный диаметр УБТ ₁ d_n , м	0,178
Наружный диаметр УБТ ₂ d_n , м	0,146
Наружный диаметр СБТ d_n , м	0,127
Наружный диаметр АБТ d_n , м	0,147
Длина УБТ ₁ l , м	55
Длина УБТ ₂ l , м	8
Длина СБТ l , м	250
Длина АБТ l , м	2778
Внутренний диаметр УБТ ₁ d_b , м	0,09
Внутренний диаметр УБТ ₂ d_b , м	0,074
Внутренний диаметр СБТ d_b , м	0,1016
Внутренний диаметр АБТ d_b , м	0,121
Пластическая вязкость промывочной жидкости η_p , Па×с	0,01
Динамическое напряжение сдвига τ_s , Па	15
Плотность промывочной жидкости $\rho_{пж}$, кг/м ³	1080

Таблица 28 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1508	0.98	0,2828	0,7;1,7;1,8	1,9	0,13
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d , мм	
0,2	2,5	80	0,0003	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ТБД16Т 147-11	43692	8803	339	1,46	0,0023
ПК 127-9 Д	50877	9932	426	0,1	0,0048
УБТ 178- 80Д	32894	8210	217	0,037	0,001

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В таблице 29 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 29 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение
Глубина спуска кондуктора, м	970
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146,1
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	2884
Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	820-2884
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м ³	1850
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1080
Плотность продавочной жидкости, кг/м ³	1000
Плотность жидкости при испытании скважины, кг/м ³	1100
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1010
Расстояние от устья скважины до уровня жидкости в колонне, м: при окончании эксплуатации при испытании на герметичность	1650 1000
Коэффициент разгрузки, связанной с твердением цементного раствора, к	0,25

2.4.3 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

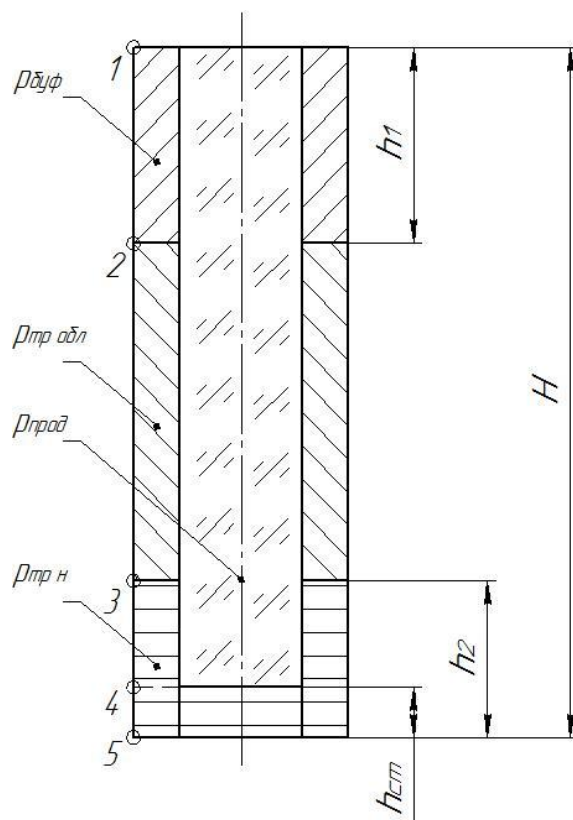


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продактампоного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продактампоного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 30 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продактампоного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	500	2320	2535	2545
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,05	8,786	10,631	10,732

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

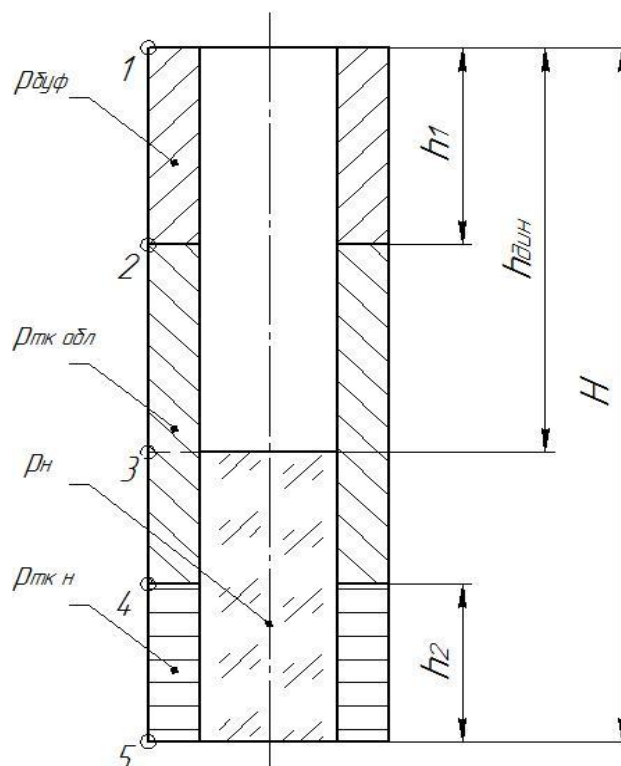


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 31 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 31 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Случай	№ точки	Давление, МПа	Глубина по вертикали, м
		$P_{ни}$	
Цементирование колонны без выхода ТР на устье	1	0	0
	2	0,64	820
	3	10,92	970
	4	18	2884
Конец эксплуатации	1	0	0
	2	8,7	820
	3	10,19	970
	4	23,26	1933,33
	5	36,4	2884

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 7.

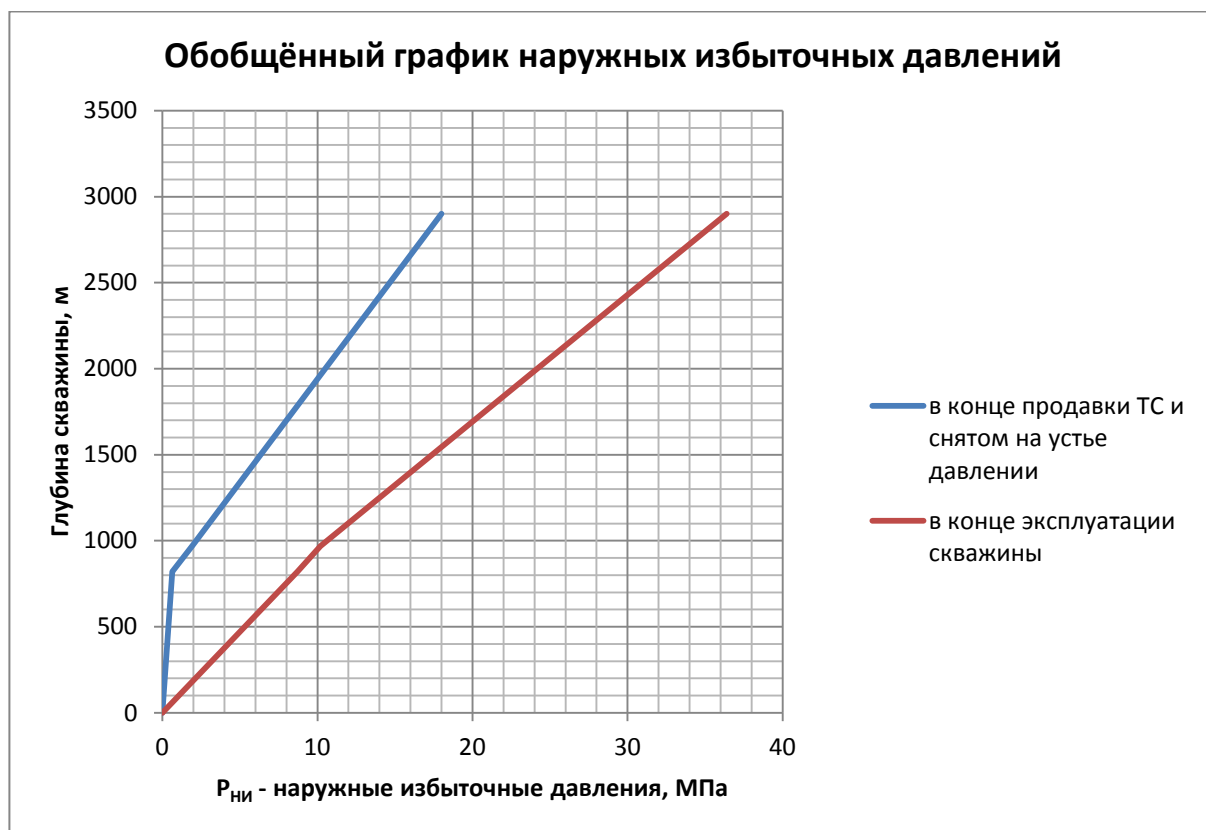


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.5 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

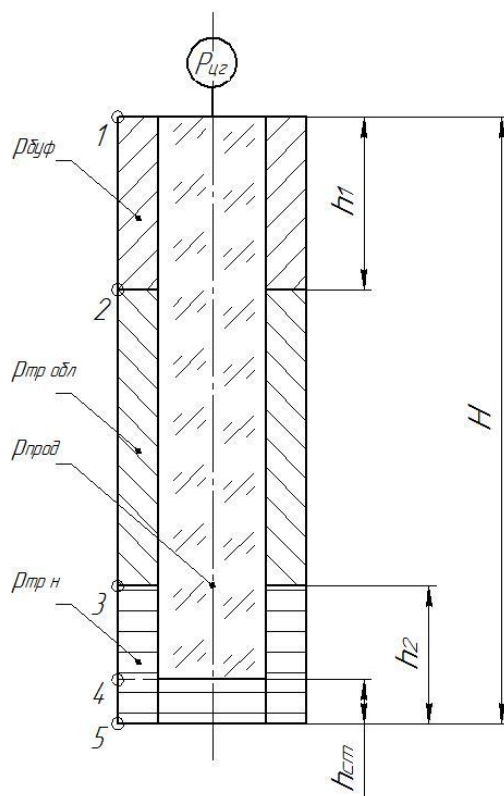


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Случай	№ точки	Давление, МПа	Глубина по вертикали, м
		$P_{ви}$	
Конец продавки тампонажной смеси при цементировании	1	29	0
	2	28,35	820
	3	27,87	970
	4	13,3	2884
Опрессовка колонны	1	12,5	0
	2	11,36	820
	3	11,04	970
	4	4,5	2884

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

В таблице 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 33 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Диаметр обсадных колонн, мм	114-127	140- 146	168-174	178-194	219-351	273-351	397-508
$P_{опмин}$ Атм (МПа)	150 (15)	125 (12,5)	115 (11,5)	95 (9,5)	90 (9)	75 (7,5)	65 (6,5)

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

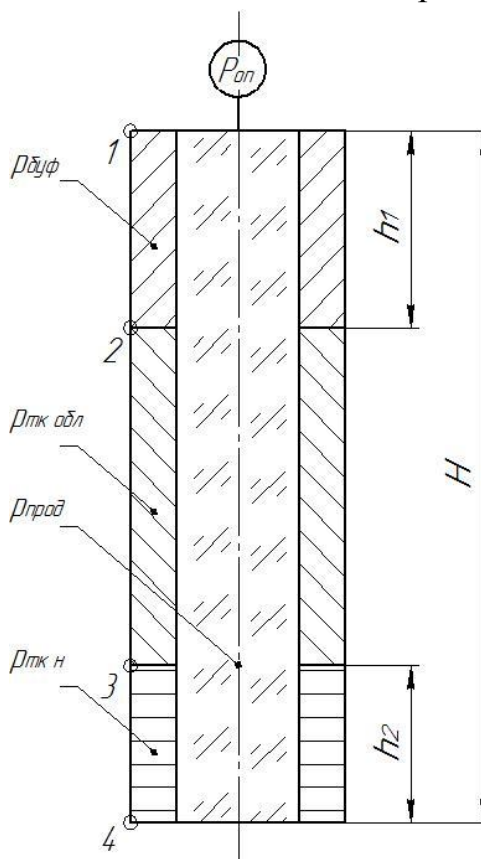


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны



Рисунок 10– Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.5 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 35 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 35 – Характеристика обсадных колонн

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				Одного метра трубы	Секции	Суммарный	
1	Д	10,7	339	0,356	108,819	108,819	3183-2844
2	Д	9,5	111	0,321	35,631	144,45	2844-2733
3	Д	8,5	407	0,290	118,03	262,48	2733-2326
4	Д	7,7	218	0,265	57,77	320,25	2326-2108
5	Д	7,0	2108	0,243	512,244	832,5	2108-0

2.5 Расчет процессов цементирования скважины

2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Так как градиенты гидроразрыва пород малоразличаются по всему разрезу скважины и глубина скважины меньше 3000 м, то выбираем способ цементирования - прямое одноступенчатое.

Проектирование процесса цементирования начинаем с выбора состава и определения свойств трех жидкостей используемых при цементировании – буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

2.5.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

В таблице 36 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 36 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	20,093
Продавочная	55,6

2.5.4 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В таблицу 37 сводятся результаты данного расчета.

Таблица 37 – Объёмы тампонажных смесей и 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
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	5,9	7817	6,7
$\rho_{тробл}=2073,55 \text{ кг/м}^3$	47,8	38023	15,6
Сумма	53,7	45840	22,3

2.5.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 11 приведена схема расположения цементирующего оборудования.

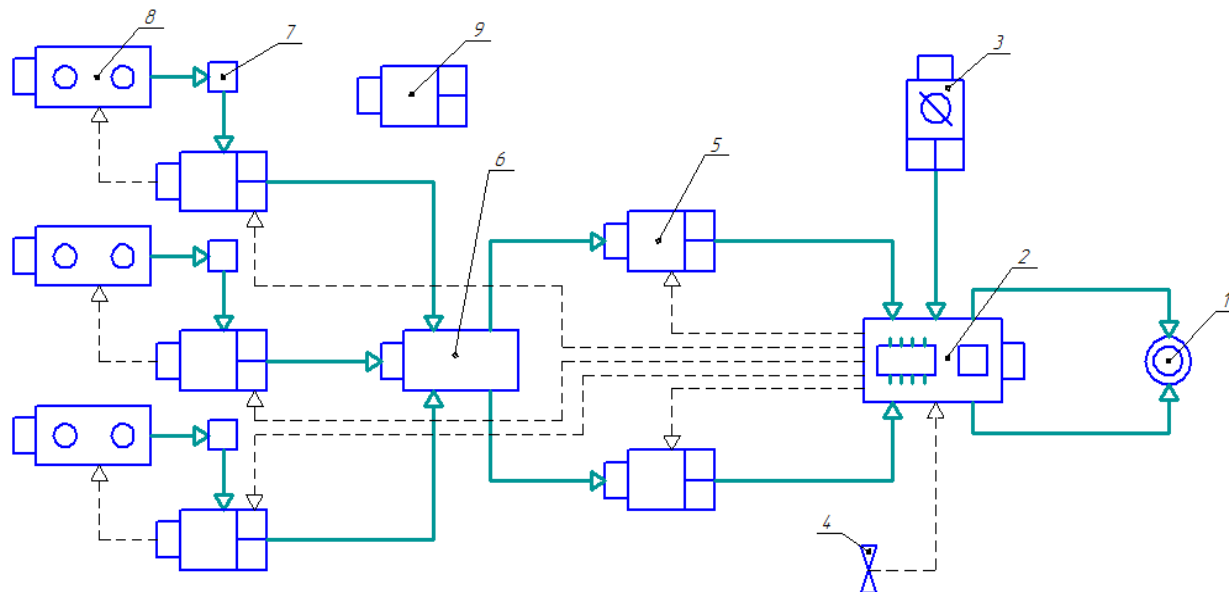


Рис. 11. Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны: 1 – устье сважины; 2 – Блок манифольдов СИН-43; 3 – Станция КСКЦ 01; 4 – подводящая водяная линия; 5 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 6 – осреднительная установка УО-16; 7 – бачок затворения; 8 – цементосмесительная машина УС6-30; 9 – цементирующий агрегат ЦА-320М (резервный).

2.5.5 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

На рисунке 12 представлен график изменения давления на цементирующей головке.

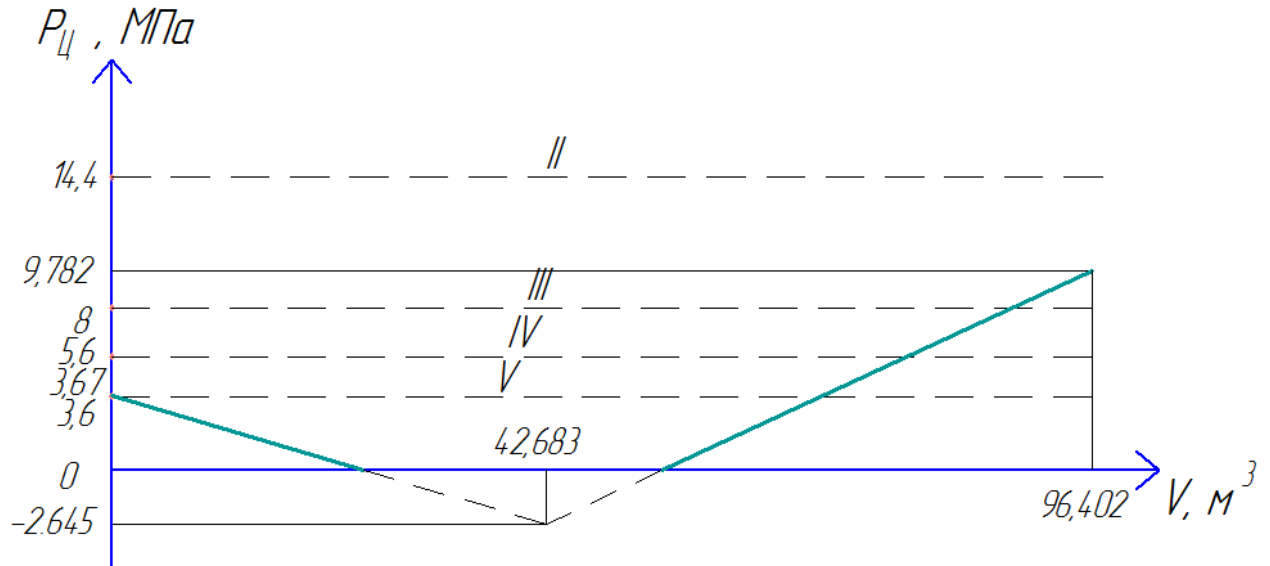


Рисунок 12 – График изменения давления на цементирующей головке и распределение закачки тампонажного раствора по скоростям

В таблице 38 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 38 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора закачиваемый на данной скорости, $м^3$
V	69,206
IV	9,117
III	10,375
II	7,703

2.6 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 39.

Таблица 39- Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Количество	Элементы технологической оснастки колонны
3	Эксплуатационная	1	Башмак БКМ-146
		1	Обратный клапан ЦКОД-146-1-ОТТМ
		123	Центраторы ЦЦ-1-126/216
		193	Центраторы ЦЦ-2-126/216
		1	Пробка ПЦН-146
		1	Пробки ПВЦ-146
		1	Пакер заколонный ПДМ-146

2.6 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, исходя из опыта ранее пробуренных скважин бурение осуществляется при оснастке 5х6, при этом грузоподъемность установки БУ – 3000 ЭУК-1М. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	42,43	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	4,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	81,07	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,47
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	55,16	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	3,63
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика БУ – 3000 ЭУК-1М приведена в таблице 41.

Таблица 41 – Характеристика буровой установки БУ – 3000 ЭУК-1М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000 – 3200
Наибольшая оснастка талевой системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1 – 0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъёмного агрегата, кВт	550 – 670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

3 Специальная часть

Технология изоляционно ремонтных работ с применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) — работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Эти работы — одно из основных средств по увеличению степени извлечения нефти из пласта.

РИР скважин проводят в случаях, когда необходимо:

- обеспечить изоляцию продуктивных объектов от вод,
- создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне,
- перекрыть фильтр при переводе скважины на выше — или нижезалегающий горизонт,
- создать цементный пояс в призабойной зоне скважины для надежной изоляции,
- перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне,
- изолировать продуктивные горизонты друг от друга в интервале спуска эксплуатационной колонны или хвостовика при зарезке и бурении второго ствола,
- закрепить призабойную зону скважины с целью уменьшения пробкообразования.

Основное требование к технологии — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал. Это достигается за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а так же в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкости; применение рабочих растворов плотностью большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбурываемых пакеров.

Значительный объем при капитальном ремонте скважин занимают ремонтно-изоляционные работы (РИР), связанные с восстановлением целостности и герметичности обсадных колонн, целостности цементного кольца,

ограничения притока вод и межколонных перетоков, а также отсечения интервалов обсадных колонн с помощью цементных мостов для перехода на эксплуатацию выше лежащих горизонтов, для забурки боковых стволов, для проведения ГРП.

Часты случаи, когда, установив цементный мост напротив изолируемого интервала, обнаруживают его не на расчетной глубине. Это наблюдается в скважинах с высокой приёмистостью и посаженным пластовым давлением. В скважинах с высоким пластовым давлением и большим газовым фактором цементный мост во время ОЗЦ «прошивается» и операцию приходится проводить несколько раз до получения положительного результата.

Для решения проблемы повышения качества ремонтно-изоляционных работ, сокращения сроков ремонтов, а также снижения затрат на их проведение на нефтепромыслах Западной Сибири и не только, было внедрено оборудование компании ООО «Югсон-Сервис» — разбурываемые мостовые пробки серии ПМ, ПМЗ (рис 13-14)



рис. 13 - пробка
мостовая



рис 14 - пробка
мостовая заливочная

рис 15 -ПМ

Мостовые пробки выпускаются в нескольких исполнениях.

Рассмотрим 2 определённых типа:

ПМ (пробка мостовая) — для перекрытия интервала изоляции э/к,

ПМЗ (пробка мостовая заливочная) — для проведения заливки в под пакерной зоне. Выпускаются в исполнениях с перепадом давления 35 МПа и 100 МПа.

Технология установки пробок мостовых заключается в спуске компоновки, состоящей из пробки мостовой ПМ или ПМЗ, гидравлической установочной компоновки ГУК. При необходимости проводится привязка партией геофизиков. Путем создания давления в НКТ гидравлический узел воздействует на пробку мостовую, тем самым пробка мостовая деформируется и уплотняется в межтрубном пространстве. При достижении заданного давления 17–18 МПа гидравлический узел разъединяется от пробки. В случае установки пробки мостовой ПМ производится опрессовка и подъем гидравлического узла. При установке пробки мостовой заливочной производится проверка приемистости и закачка тампонажных материалов в подпакерную зону непосредственно через ГУК. После извлечения гидравлического узла из пробки ПМЗ срабатывает обратный клапан, тампонажный материал остается в подпакерной зоне под давлением. ГУК извлекается. Гидравлический способ посадки позволяет гарантированно безотказно производить установку пробок мостовых в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Пробка мостовая ПМ (рис. 15) используются для:

- отключения нижележащего пласта без установки цементного моста, при подготовке скважины к РИР или ГРП,
- отключения интервалов обсадной колонны на разведочных скважинах при переходе на вышележащий пласт,
- также могут применяться в качестве опоры для клина отклонителя при зарезке боковых стволов.

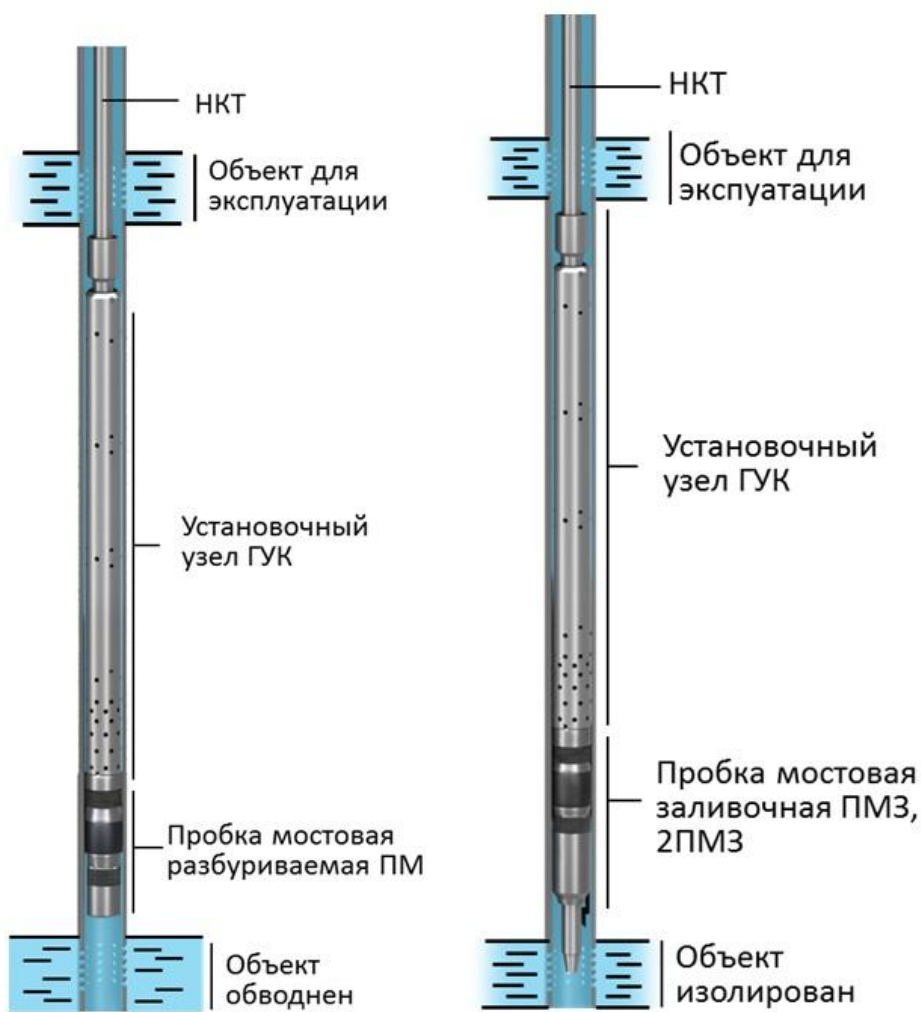


Рис. 15 Схема применения ПМ и ПМЗ.

Применение мостовых пробок ПМ в отличие от обычных цементных мостов за счет отсутствия дополнительных СПО и отсутствия ОЗЦ – 24 часа позволяют в разы сократить продолжительность и стоимость ремонта. Использование пробок мостовых позволяет устанавливать их с очень высокой точностью, в отличие от цементного моста который в нередких случаях приходится дополнительно подбуривать, неся затраты на дополнительные СПО. При отсечении продуктивного пласта не происходит его загрязнение, что особенно важно при работе с пластами с низкими фильтрационными свойствами.

Пробки мостовые заливочные ПМЗ рекомендуется применять для изоляции продуктивного пласта, ликвидации негерметичности колонны или заколонного перетока.

Благодаря наличию обратного клапана в конструкции пакера ПМЗ спуско-подъемные операции можно производить сразу после цементируочных работ, что в свою очередь сокращает время ремонта и ускоряет ее ввод в эксплуатацию.

Пробки мостовые изготавливаются из легко разбурываемых материалов, защищены от эффекта подшипника при бурении, благодаря чему среднее время разбуривания на сегодняшний день составляет 2–4 часа.

Процесс применением пробок мостовых ПМ и ПМЗ

А) Технология установки пробок мостовых заключается в спуске компоновки, состоящей из пробки мостовой ПМ и ПМЗ, гидравлической установочной компоновки ГУК. При необходимости проводится привязка партий геофизиков. Путем создания давления в НКТ гидравлический узел воздействует на пробку мостовую, тем самым пробка мостовая деформируется и уплотняется в межтрубном пространстве. При достижении заданного давления 17–18 МПа гидравлический узел разъединяется от пробки.

Отсутствием затяжек при подъеме подвески труб на 1,5-2 м и последующей разгрузкой на 2-3 т. Проверяется посадка ПМ

Б) Гидравлическая установочная компоновка поднимается из скважины

В) Затем спускается с пробкой мостовой заливочной ПМЗ оснащенной обратным клапаном. Создается давление в подвеске 17 МПа, устанавливается ПМЗ и освобождается ГУК. Отсутствием затяжек при подъеме подвески труб на 1,5-2 м. и последующей разгрузкой на 2-3 т. Проверяется посадка ПМЗ

Г) Закачкой жидкости под давлением определяется приемистость скважины. При достаточной приемистости производится закачка изоляционного материала через специальные отверстия в зону негерметичности

Е) при подъеме подвески труб на 2-3 метра, ГУК выходит из пробки, при этом происходит закрытие обратного клапана в ПМЗ.

Обратной промывкой вымываются излишки изоляционного материала и производится подъем ГУК из скважины.

а)



б)



в)



г)



д)



е)



Преимущества

закачка тампонажного материала в подпакерную зону производится сразу после установки мостовой пробки, без дополнительных спуско-подъемных операций; простота, низкая по сравнению с аналогичными конструкциями металлоемкость и хорошая разбуриваемость пакера; пакеровка в наклонных, горизонтальных, глубоких скважинах; использование мостовой пробки при ремонтно-изоляционных работах значительно сокращает время проведения технологических операций, снижает стоимость работ, повышает их надежность.

Вывод

Использование мостовых пробок при ремонтно-изоляционных работах позволяет:

- значительно сократить время проведения технологических операций;
- снизить стоимость;
- повысить их надежность;
- исключить загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта;
- производить установку в заданном интервале с высокой точностью.
- после закачки тампонирующим сохранением подпакерного давления на время ОЗЦ
- во время ОЗЦ проводить спуско-подъемные операции;

Изготавливаются из легкоразбуриваемых материалов, среднее время разбуривания 2-4 часа.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (2)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (4)$$

В таблице 42 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 42.-Данные и результаты расчета СПО

Наименования	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	2	4
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	0	970
Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	970	2884
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото (СПО), h(м)	285	285
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{СП} (шт)	15,23	252,87
Количество поднимаемых свечей N _{ПОД} (шт)	38,03	298,47
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1СВ} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{СП} (час)	0,63	10,53
Время подъёма свечей, T _{ПОД} (час)	1,58	12,43
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	25,19	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице....

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (7)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (8)$$

В таблице 43 представлены проектные данные на строительство эксплуатационной, наклонно -направленной скважины на Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО).

Таблица 43 -Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Наименования	Расчетные данные
Глубина скважины, Н(м)	2884
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	150
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , t _{ПВР} (час)	44,17
Календарное время бурения, Т _К (час)	192
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	4
Механическая скорость бурения, V _м (м/час)	18
Рейсовая скорость бурения, V _р (м/час)	13,13
Коммерческая скорость, V _к (м/ст.мес)	1468
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	285

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 4.3-4.5

Таблица 44- продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	108,8	30	4	58,9	-	15,9
Передвижка 15 м	77,6	1,6	1,2	58,9	-	15,9
Сдвижка 10 - 20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица –45 продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	8	3	5
Крепление	6	2	4
Всего	14	5	9

Линейно-календарный график работ представлен в таблице-

Таблица 46 Линейно-календарный график работ

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-1 мес; передвижка-0,05 мес.			
Буровые	Строительство скважины-0.5 мес.			
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,53 мес.			
Вышкомонтажные	Сдвижка 15 м, демонтаж-0,5 мес.			

4.2 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице 47

Таблица 47- Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17633500	17633500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2882	45500	131131000
	3.Работы по креплению	ч	144	32450	4672800
	4.Испытание и вызов притока	сут	14	33450	468300
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000
	Итого полевых работ: Σ1				141948800
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	1703385
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2129232
	Итого расходов А: Σ 2				145781417
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	29156283
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	18951584
	Итого расходов Б: Σ 3				48107867
	Итого основных расходов А+Б				193889284
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	27144499
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	29083392
	Итого по расчету:				250117175
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1135590
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4373442
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11662513
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	7289070
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	814334
	ИТОГО себестоимость проекта				275392124
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				324962706

4.3 Организация производства работ

Строительство скважины на Поттымско-Ингинском месторождении будет осуществляться вахтовым методом бригадой вышкомонтажников, буровой бригадой, испытательной бригадой. Общая численность работников 92 человека, в их числе 4 инженерно-технических работника, в составе вышкомонтажной бригады 26 человек, в состав буровой бригады входит 26 человек, вспомогательный состав буровой бригады 16 человек, В бригаде испытателей 20 человек. Продолжительность одной вахты составляет 28 суток. Непрерывную работу буровой осуществляет буровая бригада. Она включает две смены, каждая продолжительностью 12 часов. Бригада вышкомонтажников и испытателей работают в одну смену.

К месторождению проложены магистральные пути с твердым покрытием, водных транспортных путей нет. Для перевозки рабочего персонала используют автобусы.

На рабочей площадке расположены:

- Буровая установка и привышечные сооружения
- Рабочий поселок

Численность и квалификационный состав бригады приведен в таблице 48

Таблица 48–Типовой численно-квалификационный состав бригады

Наименование профессии	Разряд	Число рабочих
Инженерно-технические работники		
Мастер	-	2
Геолог	-	2
Итого		4
Вышкомонтажная бригада		
Прораб	6	2
Монтажник	5	4
Монтажник	4	8
Тракторист	5	4
Тракторист	4	2
Сварщик	5	4
Электрик	4	2
Итого		26
Основной состав буровой бригады		
Бурильщик	6	4

Помощник бурильщика	5	8
Помощник бурильщика	4	4
Старший дизелист	6	2
Дизелист	5	4
Помощник дизелиста	4	4
Итого		26
Вспомогательный состав буровой бригады		
Повар	4	2
Уборщик служебных помещений	-	2
Сварщик	5	2
Тракторист	5	2
Машинист ЦА-320, СМН-20	6	2
Электрик	5	2
Машинист котельной	3	4
Итого		16
Бригада испытателей		
Мастер	-	2
Бурильщик	5	4

4.4. Разработка календарного план-графика строительства скважины

Календарные планы являются основой проектно-технологической и производственно-технологической документации, т.е. документации, разрабатываемой в процессе строительства. При разработке календарных планов технологические процессы (работы) увязываются во времени и пространстве, определяется система поставки и расходования ресурсов, т.е. разрабатываются варианты конкурентоспособных методов организации работ и выбираются наиболее отвечающие конкурентным условиям. Календарный план-график проектируемых работ составлен для определения продолжительности выполнения работ, оптимизации использования времени, для уменьшения затрат времени. График выходов буровой бригады представлен в таблице 49,а календарный план-график в таблице 50

Таблица 49 – График выходов буровой бригады

Бригада	Смены		Месяц																																		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30					
Вахта 1	1	н/м	Отдых																д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	
		ч/м	д	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	Отдых																	
	2	н/м	Отдых																н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н
		ч/м	н	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	Отдых																	
Вахта 2	1	н/м	д	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	Отдых																		
		ч/м	Отдых																д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	
	2	н/м	н	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	Отдых																		
		ч/м	Отдых																н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	

д - дневная смена; н - ночная смена.

Таблица 50–Календарный план-график

№	Наименование работ	Объем		Месяцы											
		ед. изм.	кол-во	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Проектно-сметные работы	дни	30												
2	Организация полевых работ	дни	5												
3	Транспортировка грузов и персонала	дни	20												
4	Строительство зданий и сооружений	дни	7												
5	Полевые топороботы	дни	105												
6	Буровые работы	дни	30												
7	ГИС	дни	30												
8	Лабораторные работы	дни	3												
9	Загрузка вспомогательного боруд.	дни	5												
10	Камеральные работы	дни	1,5												
11	Ликвидация полевых работ	дни	30												
12	Составление отчета Отчет	дни	25												

4.5 Оплата труда

При строительстве скважины предусмотрена сдельно - премиальная оплата труда, по тарифным часовым ставкам в зависимости от их квалификации. Для этого составляются тарифные сетки для основной бригады и вспомогательного персонала.

При организации оплаты труда ИТР используется повременно-премиальная форма оплаты. Размер заработной платы определяется в зависимости от продолжительности проработанного времени и квалификации работника.

Осуществляются компенсационные выплаты за: вечернее время, за ночное время, вредность, праздничные. Производятся стимулирующие выплаты в виде премий. Размер премии составляет 70% к тарифным ставкам, и выплачиваются

при условии выполнения норм выработки в среднем за положенное время при высоком качестве работ каждый месяц.

- Тарифная сетка № 1– применяется при расчете с рабочими основного состава буровых, пусконаладочных бригад
- Тарифная сетка № 2– применяется при расчете с рабочими основного состава вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию и исследованию скважин
- Тарифная сетка № 3– применяется при расчете с рабочими вспомогательного состава

Тарифная сетка № 1 представлена в таблице 51, Тарифная сетка № 2 в таблице 52, а Тарифная сетка № 3 в таблице 53.

Таблица 51 – Тарифная сетка № 1

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
		1	2	3	4	5	6
Рабочие буровых и пусконаладочных бригад (основной состав)	Бригады бурения и ПНБ	14,86	16,08	17,9	20,16	23,00	26,67

Таблица 52– Тарифная сетка № 2

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
		1	2	3	4	5	6
Рабочие вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию (основной состав)	Вышкомонтажная бригада и бригада по испытанию	13,64	14,86	16,49	18,53	21,17	24,63

Таблица 53– Тарифная сетка № 3

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
		1	2	3	4	5	6
Буровая бригада, монтажная бригада, бригада по испытанию	Бригада бурения, испытания скважин, ПНБ, ВМБ	12,83	13,84	15,27	17,31	19,75	23,00

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а

так же проектных сроков по строительству скважины составляется штатное расписание производственного персонала и расчет фонда оплаты труда. В таблице 54 представлено штатное расписание персонала.

Таблица 54 – Штатное расписание персонала

Наименование должности и профессии	Кол-во человек	Разряд	Продолжительность работы, месяц	Кол-во чел. мес.	Месячный оклад или ставка		Фонд заработной платы, руб.
					Основной, руб.	С учетом коэф. 1,5, руб.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Главный инженер	1	-	12,46	44,8	11213	16820	376768
Главный технолог	1	-	12,46	44,8	10680	16020	358848
Технолог	2	-	12,46	44,8	7048	10572	473626
Буровой мастер	2	-	12,46	44,8	6355	9532	427037
Мастер по испытанию	2	-	6,9	13,8	6355	9532	131542
Геолог	2	-	6,9	13,8	7048	10572	145894
Итого:	10						1913715
Основной состав буровой бригады							
Бурильщик	4	VI	12,46	49,84	4454	6681	332981
Помощник бурильщика	8	V	12,46	99,68	3842	5763	574456
Помощник бурильщика	4	IV	12,46	49,84	3366	5049	251642
Машинист БУ	2	VI	12,46	24,92	4454	6681	166491
Моторист	4	V	12,46	49,84	3842	5763	287228
Моторист	4	IV	12,46	49,84	3366	5049	251642
Слесарь БО	2	V	12,46	24,92	3842	5763	143614
Лаборант-коллектор	2	III	12,46	24,92	2992	4488	111841
Итого:	30						2119895
Основной состав вышкомонтажной бригады							
Монтажник	4	VI	3,03	12,12	4114	6171	74793
Монтажник	8	V	3,03	24,24	3536	5304	128569
Монтажник	8	IV	3,03	24,24	3094	4641	112498
Монтажник	4	III	3,03	6,06	2754	4131	50068
Сварщик	2	VI	3,03	6,06	4114	6171	37396
Сварщик	2	V	3,03	6,06	3536	5304	32142
Электромонтер	2	V	3,03	6,06	3536	5304	32142
Электромонтер	2	IV	3,03	6,06	3094	4641	28124
Крановщик КП-25	2	VI	3,03	6,06	4114	6171	37396
Бульдозерист	4	VI	3,03	12,12	4114	6171	74793

Наименование должности и профессии	Кол-во человек	Разряд	Продолжительность работы, месяц	Кол-во чел. мес.	Месячный оклад или ставка		Фонд заработной платы, руб.
					Основной, руб.	С учетом коэф. 1,5, руб.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Итого:	38						607921
Основной состав бригады по испытанию							
Бурильщик	4	VI	6,9	27,6	4114	6171	170320
Помощник бурильщика	4	V	6,9	27,6	3536	5304	146390
Помощник бурильщика	4	IV	6,9	27,6	3094	4641	128092
Машинист подъемника А-50	4	VI	6,9	27,6	4114	6171	170320
Итого:	16						615122
Вспомогательный состав							
Повар	2	IV	22,4	44,8	2890	4335	194208
Повар	2	III	22,47	44,8	2550	3825	171360
Электрогазосварщик	2	V	12,46	24,92	3298	4947	123280
Эл.монтер по обл. БО	2	V	12,46	24,92	3298	4947	123280
Приготовитель П.Ж	2	III	12,46	24,92	2550	3825	95319
Тракторист	2	V	12,46	24,92	3298	4947	123280
Машинист ЦА-320 (СМН)	2	VI	12,46	24,92	2890	4335	108028
Машинист котельной	4	III	12,46	49,84	2550	3825	190638
Лаборант	2	III	6,9	13,8	2550	3825	52785
Итого:	20						1182178
Всего, согласно штатному расписанию:	114						6438831

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 55 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Видработ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативныедокументы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточнаяосвещенностьрабочейзоны		
	Нервно-эмоциональноенапряжение		
	Превышениеуровнейшума		
	Превышениеуровнявибрации	Электрическийток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность	
Полевойэтап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
Работа непосредственно на месте,на кустовойплощадке	Превышениеуровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышениеуровня вибрации	Электрическийток	

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО).

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 56) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 56 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°С и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +18°С.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 57.

Таблица 5.7 –Погодные условия

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

Недостаточная освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В таблице 58 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Таблица 58 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт телевого б	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полы верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 50°	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт буровика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл./моторы,	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Превышение уровней шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

Превышение уровней вибрации:

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 59 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 60 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

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

5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины Ватлорском нефтяном месторождении (ХМАО).

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

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

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

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание

шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Электробезопасность:

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для

цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность. ПУЭ

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов.

Для

всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность:

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

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме

работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;

- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов

и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

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

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 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).

5.2.2 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. 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 61 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	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 62 - 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:				
Промплощадка	- строительномонтажных работ;	100,00	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклонам к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительномонтажных работ;	112,89	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а так же в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 63.

Таблица 63 - Анализ чрезвычайных ситуаций

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

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов

(высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 64

Таблица 64 - 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

Заключение

В ходе исполнения дипломной работы на тему: «Технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Ватлорское нефтяном месторождении (ХМАО)».

Были аргументированы: способ бурения, профиль и конструкция скважины.

Приведено обоснование класса и типоразмера долот, расчет частоты вращения долота, расчет осевой нагрузки на долото, разработаны режимы бурения для всех интервалов, обоснован выбор бурового раствора и его расход, расчет частоты вращения долота. Выбрана буровая установка наклонно-направленного бурения. Спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн. Выбрана буровая установка наклонно-направленного бурения. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшими потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшем коэффициентом ее работы.

В расчетной части работы приведен расчет гидравлической программы, промывки скважины. В проекте произведен расчет нормативной продолжительности строительства скважины, предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

В проекте произведены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений. Рассчитаны нормативы продолжительности строительства скважины.

Список использованных источников

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
2. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. – М.: недра, 1996.
3. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
4. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
7. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
8. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с
10. Мохаммад Н. Бестраншейные технологии трубопроводов : установка и проверка, 2010-482 с.
11. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учеб.пособие для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.

12. Спрынный Ю.Н. нефть, газ, оборудование: терминологический словарь . – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004 – 311 с.
13. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие . – Томск: Изд. СТТ, 2005-588
14. Проселков Ю.М., Проселков Е.Б. Лабораторный практикум по буровым промывочным и тампонажным растворам : учеб. пособие . – Краснодар: Кубань, гос.технолог. Ун – т., 1999-344 с.
15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности . – М. НПО ОБТ, 2003 – 160 с.
16. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
17. Дунаев В.Ф. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности», Москва 2004г.
18. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб.для ВУЗов. – М.: ООО«Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
- 19.Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб.пособие для вузов. М.: Недра, 1999 – 424 с.
- 20.Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / коллектив авторов под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского . – Екатеринбург: УГГГА. 2002 – 592 с.