

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 2920 МЕТРОВ НА РУССКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323:622.243.23(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Кубрин Станислав Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев 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			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав.кафедрой	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ к.т.н. 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	Кубрин Станислав Викторович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2920 МЕТРОВ НА РУССКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка низа бурильной колонны для интервала 724-3296 метров.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Кубрин Станислав Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Кубрин С.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	<i>Бурение наклонно-направленной скважины на Рускинском месторождении (Тюменская область).</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Рускинском месторождении (Тюменская область). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Рускинском месторождении (Тюменская область).	<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:	<i>Бурении скважины сопровождается:</i> - 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	Кубрин С.В.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Кубрин Станислав Викторович

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

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

1. Данные по строительству скважин на Русскинском месторождении	Расчет технико-экономических показателей
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины	Расчет продолжительности строительства
2. Сметная стоимость сооружения скважины	Составление графика работ
	Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Кубрин Станислав Викторович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 86 стр.,

19 рисунков, 56 таблиц, 40 литературных источников, 2 приложения.

Ключевые слова: скважина, месторождение, гидравлический забойный двигатель, долота, буровая установка, буровой раствор, конструкция скважины, заканчивание.

Объектом исследования является: Русскинское месторождение.

Цель работы – технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2920 метров на Русскинском нефтяном месторождении.

Для решения поставленной цели, был выполнен ряд задач:

- приведены основные технологические расчеты, необходимые для строительства скважины;
- обоснована конструкция скважины;
- обоснован и рассчитан профиль скважины;
- выбран способ бурения и породоразрушающий инструмент;
- выбраны оптимальные компоновки низа бурильных колонн;
- произведен расчет необходимого оборудования;
- выбран способ цементирования скважины, требуемые составы и параметры тампонажной смеси;
- выбрана буровая установка.

В результате исследования была спроектирована конструкция и технология строительства скважины глубиной 3296 метров.

Так же в работе был произведен расчет стоимости строительства скважины, произведен анализ выявленных вредных и опасных факторов при строительстве скважины на Русскинском месторождении и мероприятия по их устранению.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	10
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	10
1.2 Геологические условия бурения.....	12
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)...	16
1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины	17
1.5 Исследовательские работы.....	18
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	19
2.2 Обоснование конструкции скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины ...	20
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	25
2.3 Углубления скважины.....	25
2.3.1 Выбор способа бурения.....	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	26
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород...	27
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	28
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	30
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	31
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	34
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	37

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	38
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	38
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	45
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	47
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48
2.4.5. Выбор буровой установки.....	50
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
«МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГРП ПРИ ПОМОЩИ ТЕХНОЛОГИИ ГИБКОЙ	
ТРУБЫ».....	51
3.1 Введение.....	51
3.2 Система Poseidon.....	52
3.3 Система Mangust	53
4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	58
4.1 Проектные данные на строительство скважины.....	58
4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады	63
4.3 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины.....	64
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	64
5.1 Производственная безопасность	65
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве	
скважины на Русскинском нефтяном месторождении.....	66
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при строительстве	
скважины на Русскинском нефтяном месторождении.....	68
5.2 Экологическая безопасность.....	72
5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	72
5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	74
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	83

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Русскинском нефтяном месторождении в Тюменской области. В данной работе рассмотрены все основные решения в сферах проектирования: технология строительства скважины, производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях, вопросы, посвященные экономической эффективности.

В специальной части рассмотрен метод заканчивания скважины «Системы для многостадийного ГРП при помощи технологии гибкой трубы».

ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Русскинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Заселенная равнина
Заболоченность	Высокая
Административное расположение:	
- республика	РФ
- область (край)	Тюменская
- район	Сургутский
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	+3
- наибольшая летняя	+30
- наименьшая зимняя	-50
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1, 6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	зимой ЮЗ-З, летом С-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20 - 25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	автотранспорт автотранспорт
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Сургут (129 км)



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза Русскинского месторождения

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в
от	до	Мощность	Название свит	индекс	
0	30	30	Четвертичная	Q	1,65
30	100	70	Туртасская		-“-
100	180	80	Новомихайловская	P3/2	-“-
180	240	60	Атлымская	P3/1-P3/2	-“-
240	440	200	Тавдинская	P2/3-P3/1	-“-
440	650	210	Люлинворская	P2	-“-
650	700	50	Талицкая	P1	1,45
700	780	80	Талицкая	P1	1,3
780	880	100	Ганькинская	K2	-“-
880	960	80	Берёзовская	K2	-“-
960	985	25	Кузнецовская	K2	-“-
985	1745	760	Покурская	K1-K2	-“-
1745	1885	140	Алымская	K1	-“-
1885	2055	170	Сангопайская	K1	-“-
2055	2320	265	Усть-Балыкская	K1	-“-
2320	2766	436	Сортымская	K1	1,1
2766	2787	21	Баженовская	J3	-“-
2787	2792	5	Георгиевская	J3	-“-
2792	2851	59	Васюганская	J3	-“-
2851	2920	69	Тюменская	J1-2	-“-

Анализируя таблицу 3, приходим к выводу, что разрез данного месторождения является типичным для Западной Сибири, а коэффициент кавернозности достигает максимальных значений 1,6 в интервале 0-650 м.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в табл. 4

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	30	пески	30
			суглинки	70
	30	100	пески	20
			глины	80
P3/2	100	180	глины	90
			пески	10
P3/1-P3/2	180	240	пески	20
			алевролиты	80
P2/3-P3/1	240	440	глины	100
P2	440	650	глины	60
			опоки	40
P1	650	700	глины	40
			алевролиты	60
P1	700	780	глины	100
K2	780	880	глины	60
			алевролиты	40
K2	880	960	глины	100
K2	960	985	глины	30
			песчаники	20
			пески	20
			алевролиты	30
K1-K2	985	1745	песчаники	40
			глины	40
			алевролиты	20
K1	1745	1885	алевролиты	40
			песчаники	60
K1	1885	2055	аргиллиты	50
			глины	30
			песчаники	10
			алевролиты	10
K1	2055	2330	песчаники	10
			глины	10
			алевролиты	40
			аргиллиты	40
K1	2330	2766	песчаники	20
			алевролиты	40
			аргиллиты	40
J3	2766	2854	песчаники	40
			алевролиты	50
			аргиллиты	10
J1-2	2854	2920	песчаники	75
			алевролиты	20
			аргиллиты	5

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

Индекс стратиграфическ ого	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость,	Трещиноватость	Глинистость, процент	Каверзность	Абразивность	Категория пород	
	от	до								По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	супеси	2,2	30	-	90	1,3	IV	I	Мягкая
			суглинки	-	-	-	10	1,3	V		
	30	100	пески	-	-	-	20	1,3	IV	I	Мягкая
			глины	2,2	30	-	90	1,3	V	I	
P3/2	100	180	глины	-	-	-	50	1,3	IV	I	Мягкая
			пески	2,3	30	-	95	1,3	IV	I	
P1/3- P3/2	180	240	пески	2,3	30	-	95	1,3	V	I	Мягкая
			алевролиты	2,3	30	-	95	1,25	V	I	
P2/3- P3/1	240	440	глины	2,2	25	-	50	1,25	V	I	Мягкая
P2	440	650	глины	2,3	25	-	95	1,25	V	I	Мягкая
			опоки	-	-	-	-	1,25	IV	I	
P1	650	700	глины	2,2	25	-	100	1,25	V	II	Средняя
			алевролиты	2,2	30	-	10	1,25	V	II	
P1	780	880	глины	2,2	20	-	20	1,25	IV	II	Средняя
K2	880	960	глины	2,2	25	-	15	1,25	VI	II	Средняя
			алевролиты	2,3	20	-	95	1,25	V	II	
K2	960	985	глины	2,3	20	-	100	1,25	V	II	Средняя
K2- K1	985	1745	глины	2,1	22	-	10- 20	1,25	VI	II	Средняя
			песчаники	2,35	16	-	100	1,25	VI	V	
			пески	2,2	20	-	20- 30	1,25	VI	II	
			алевролиты	2,3	22	-	100	1,25	V	III	
K1	1745	1885	песчаники	2,2	16	-	5	1,25	VI	V	Средняя
			глины	2,2	20	-	20	1,25	V	II	
			алевролиты	2	22	-	20	1,25	VI	III	
K1	1885	2055	песчаники	2,2	20	-	15	1,25	IV	V	Средняя
			алевролиты	2,4	14	-	100	1,25	VI	III	
K1	2055	2330	аргиллиты	2,4	12	-	100	1,25	V	VI	Средняя
			глины	2,3	16	-	20- 30	1,25	III	II	
			песчаники	2,2	19	-	10- 20	1,25	V	V	
			алевролиты	2,45	5- 10	-	95	1,25	VI	III	

Продолжение таблицы 5

K1	2330	2766	песчаники	2,3	17	-	10	1,25	IV	V	Средняя
			глины	2,3	15	-	15	1,25	V	II	
			алевролиты	2,45	5	-	100	1,25	VI	III	
			аргиллиты	2,3	15	-	20	1,25	VII	VI	
J3	2766	2854	песчаники	2,3	17	-	10	1,25	IV	V	Средняя
			алевролиты	2,45	5	-	100	1,25	VI	III	
			аргиллиты	2,3	15	-	20	1,25	VII	VI	
J1-2	2854	2920	песчаники	2,3	17	-	10	1,25	IV	V	Средняя
			алевролиты	2,45	5	-	100	1,25	VI	III	

Из анализа таблицы 5 следует, что породы имеют физико-механические свойства типичные для данного региона: плотность пород не превышает 2,45 г/см³; максимальная абразивность – 7; мягкие и средние породы; пористость от 5 до 30%.

Таблица 6 - Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы (верт.) м		Градиент давления, кгс/см ² *м			
			Пластового		гидроразрыва	
	от	до	В начале интервала	В конце интервала	В начале интервала	В конце интервала
Q – P2/3	0	440	0,1000	0,1000	0,20	0,20
P2/3 – P2	440	650	0,1000	0,1000	0,20	0,20
P2 - P1	650	780	0,1000	0,1000	0,20	0,20
P1 – K2	780	880	0,1000	0,1000	0,20	0,20
K2	880	960	0,1000	0,1000	0,20	0,20
K2	960	985	0,1000	0,1000	0,20	0,18
K2 – K1	985	1745	0,1000	0,1000	0,18	0,17
K1	1745	1885	0,1000	0,1020	0,17	0,17
K1	1885	2055	0,1020	0,1020	0,17	0,17
K1	2055	2330	0,1020	0,1020	0,17	0,17
K1	2330	2500	0,1020	0,1047	0,17	0,17
K1	2500	2766	0,1047	0,1030	0,17	0,16
J3	2766	2796	0,1030	0,1030	0,16	0,16
J3	2796	2854	0,1030	0,1030	0,16	0,16
J1-2	2854	2860	0,1030	0,1020	0,16	0,16

Анализ таблицы 6 показывает, что зон с аномально высокими пластовыми давлениями по разрезу нет.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в табл. 7.

Таблица 7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J3	2777	2802	поровый	720	4,2	95	—
J1-2	2851	2920	поровый	720	50 – 80	36	—
Водоносность							
P1/3	975	1775	трещинов.	1010	100	—	Да. Минерализ. – 14,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 257,5 мг/л, Na ⁺ - 266,5 мг/л

Таблица 8 - Сведения о вскрываемых продуктивных пластах

Индекс пласта	Интервалы (верт.) м		Пористость	Проницаемость	Газовый фактор	Пластовое давления	Пластовая температура
	от	до					
ЮС ₁	2777	2802	%	10 ⁻³ мкм ²	м ³ /т	МПа	°С
ЮС ₂	2851	2920	17	56	95	27,8	88
			16	7	36	28,6	86

1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица – 9 Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-K2	0	975	Кавернообразование Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности
K2- K1	975	2330	Водопроявление	Нарушение режима промывки ствола скважины, разбавление агрессивными пластовыми водами
K ₁ - J1-2	2330	2920	Нефтегазоводопроявления	Газопроявлений в разрезе не отмечалось. Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - недолива жидкости; - подъёма инструмента с сальником; - снижения плотности жидкости, заполняющей скважину, ниже допустимой величины
Q-K2	0	975	Прихватоопасность	Оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО, отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама.
K ₁	1850	2560	Сужение ствола скважины	Разбухание глин ввиду некачественного бурового раствора

1.5 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в табл. 10.

Таблица 10 – Исследовательские работы в открытом стволе

Наименование работ	Масштаб	Интервалы (верт.) м
Стандартный каротаж АМ-0.5 и ПС	1:200	2752 -2920
БКЗ зондами (6 зондов)	1:200	2752 -2920
Боковой каротаж	1:200	2752 -2920
Высоочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)	1:200	2752 -2920
Индукционный каротаж	1:200	2752 -2920
Гамма-каротаж, нейтронный каротаж	1:200	2752 -2920
Резистивиметрия	1:200	2752 -2920
Иклинометрия	1:200	0-2920
Геолого-технологические исследования с газовым каротажом	1:500	0-724; 724 -2920
Гамма-гамма плотностной каротаж	1:200	2716 -2884

Таблица 10 - Исследовательские работы в обсаженном стволе

Наименование работ	Масштаб	Интервал (верт.) м
Нейтронный каротаж	1:500	0-724; 724 -2920
Гамма-каротаж	1:500	0-724; 724 -2920
Акустическая цементометрия	1:200	2742 -2920
Локация муфт	1:500	0-724; 724 -2800

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

В таблице 11 представлены данные о профиле наклонно-направленной скважины.

Таблица 11 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Трех интервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м						2920		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м		0,151	
Глубина вертикального участка скважины, м						40		Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град		0,02	
Отход скважины, м						1061		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м		1,2	
Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град						5°					
Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град						29°28					
№ инт.	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	40	40	0	0	0	0	0	0	40	40
2	40	700	660	0	40	40	0	5°	40	724	684
3	700	2920	2220	40	1061	1021	5°	29,28°	724	3296	2572
Итого	Σ		2880	Σ		1061	-	-	Σ		3296

2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование и расчет конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

При проектировании конструкции скважины в полной мере используется последние достижения и накопленный опыт строительства скважин в данном регионе. Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

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

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0$ мкм²; $k_2 = 0,05$ мкм²; $k_3 = 1,3$ мкм².

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,675$ мкм². Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 28,5$ МПа (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

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

$$30 < 68,5 \text{ МПа.}$$

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

4. Определение конструкции забоя.

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

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

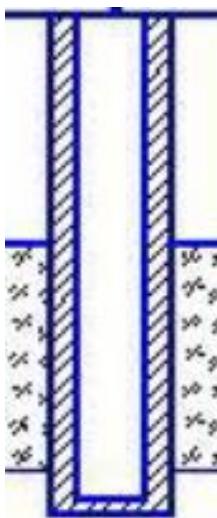


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

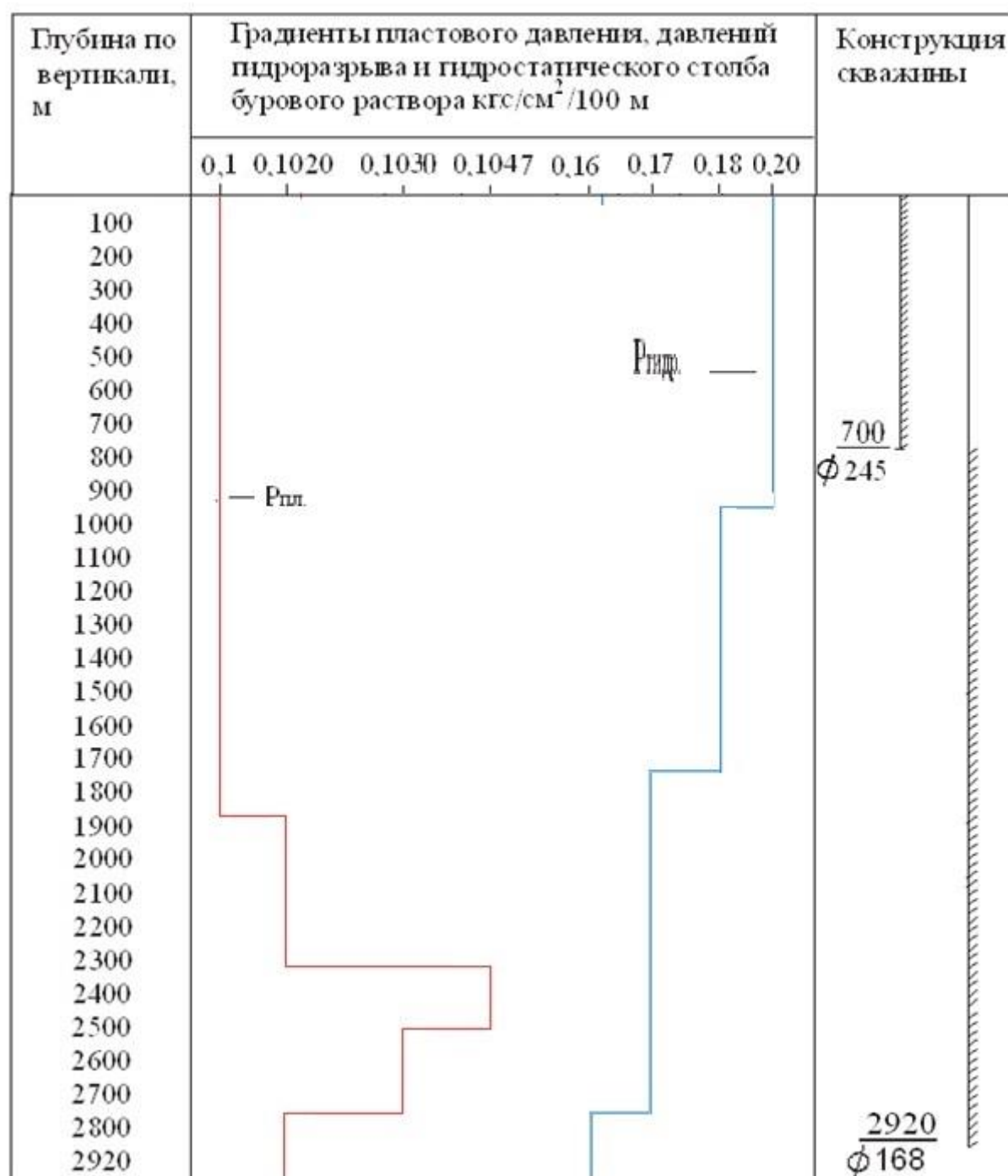


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Минимально необходимую глубину спуска кондуктора определим исходя из условий предотвращения кавернообразования, осыпей и обвалов стенок скважины с учетом установки башмака кондуктора в устойчивые породы принимаем 724м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3296 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 12

Таблица 12 - Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки,м				Интервалы цементирования,м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Кондуктор	0	700	0	724	0	724
Эксплуатационная колонна	0	2920	0	3296	574	3296

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 168 мм.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Кондуктор	724	245	295,3
Эксплуатационная	3296	168	215,9

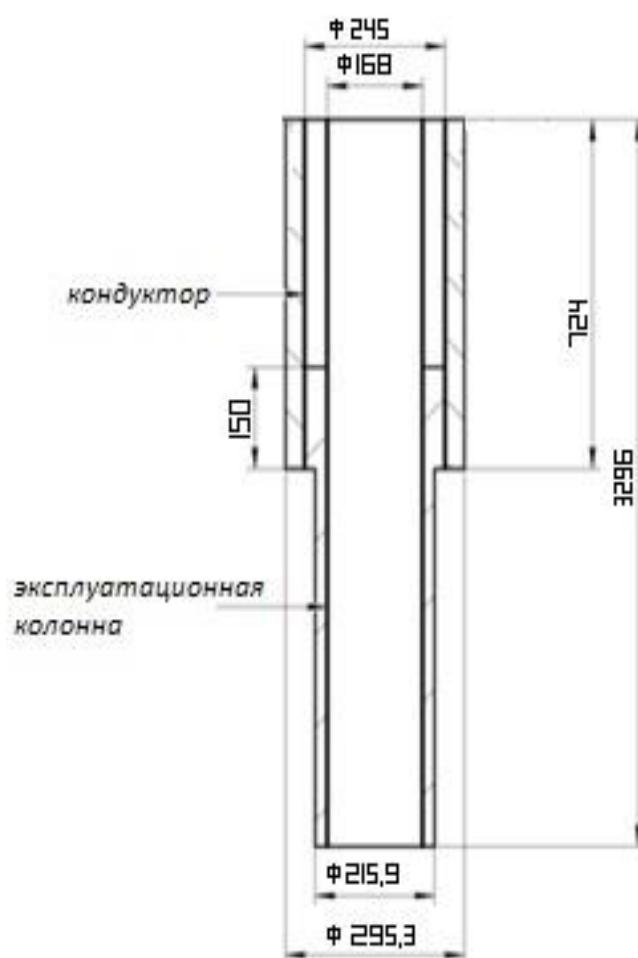


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 14.

Таблица 14 - Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Давление опрессовки устьевое оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название	Допустимое рабочее давление
	После установки	Перед вскрытием продуктивного горизонта		
1	2	3	4	5
Кондуктор	115	33	Противовыбросовое оборудование ОП5- 350/80х35	350
			ПУС 350х50, ППГ 350х50	350
			Колонная головка ОКК2-35- 178х245х324 ХЛ	
Эксплуатационная	285	-	Колонная головка ОКК2-35- 178х245х324 ХЛ	350
			ПУС 180х35, ППГ 180х35	350

2.3 Углубления скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-724	Кондуктор	С применением ТВ-1-240
724-3296	Эксплуатационная колонна	ДРУ2-172

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-724	724-3296
Шифр долота		БИТ 295,3	БИТ ВС 215,9 Сп
Тип долота		PDC	
Диаметр долота, мм		295,3	215,9
Тип горных пород		М, МС	М, МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117
	API	-	
Длина, м		0,3	0,25
Масса, кг		35	20
G, тс	Рекомендуемая	2-8	2-8
	Предельная	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	60-100	60-100
	Предельная	150	150

2.3.3 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 17.

Таблица 17 - данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-724	724-3296
Исходные данные		
α	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1530	2549
$D_d, \text{см}$	29,53	21,99
η	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,4	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	400	150
$F, \text{см}^2$	2,21	23,01
Результаты проектирования		
$G_1, \text{кН}$	28	31
$G_2, \text{кН}$	118	111
$G_3, \text{кН}$	320	120
$G_{проект}, \text{кН}$	320	120

Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Во всех интервалах бурения запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено оптимальным достижением проходки, достигнутым опытным путем при бурении близлежащих скважин, а также задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-724	724-3296
Исходные данные			
V_d , м/с		2	2
D_d	м	0,2953	0,2193
	мм	295,3	219,3
τ , мс		5	-
z		22	-
α		0,5	-
Результаты проектирования			
n_1 , об/мин		129,36	174,19
n_2 , об/мин		-	-
n_3 , об/мин		-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		180	150

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-724 метров выбирается винтовой забойный двигатель ТВ-1-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную

колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

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

Таблица 19 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-724	724-3296
Исходные данные			
D _д	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
G _{ос} , кН		110	150
Q, Н*м/кН		1,6	1,6
Результаты проектирования			
D _{зд} , мм		240	172
M _р , Н*м		257	407
M _о , Н*м		149,5	105,5
M _{уд} , Н*м/кН		1,86	1,76

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

Таблица 20 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Турбобу р	Диаме тр, мм	Длин а, мм	Масс а, кг	Расх од, л/с	Частот а, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления , МПа	КПД, %
ТВ-1- 240	240	10140	2450	30-50	70-130	10-14	10-14	45
ДРУ2- 172	172	8710	1284	25-35	90-120	5,2	4,3-6,7	45

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 21 и 22.

Таблица 21 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-724	724-3296
Исходные данные		
$D_{д}, м$	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5
K_k	1,60	1,25
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,1
$V_m, м/с$	0,0083	25
$d_{бт}, м$	0,140	0,140
$d_{мах}, м$	0,195	0,240
$d_{нмах}, м$	0,015	0,015
n	3	4
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,16	1,14
$\rho_{п}, г/см^3$	2,31	2,41
Результаты проектирования		
$Q_1, м^3/с$	0,043	0,020
$Q_2, м^3/с$	0,042	0,018
$Q_3, м^3/с$	0,071	0,026
$Q_4, м^3/с$	0,034	0,017
$Q_5, м^3/с$	0,025	0,036
$Q_6, м^3/с$	0,030	0,031

Продолжение таблицы 21

Дополнительные проверочные расчеты		
Q _{табл} , м ³ /с	0,03	0,03
ρ _{табл} , кг/м ³	1,1	1,1
ρ _{бр} , кг/м ³	1,121	1,076
М, Н*м	4660	1757
М _{табл} , Н*м	7200	6000
m	2	2
n	0,9	0,9
Q _н , м ³ /с	0,0121	0,0072
Q _{пров1} , м ³ /с	0,024	0,016
Q _{пров2} , м ³ /с	0,021	0,012

Таблица 22 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-724	724-3296
Исходные данные		
Q ₁ , м ³ /с	0,043	0,020
Q ₂ , м ³ /с	0,042	0,018
Q ₃ , м ³ /с	0,071	0,026
Q ₄ , м ³ /с	0,034	0,017
Q ₅ , м ³ /с	0,025	0,036
Q ₆ , м ³ /с	0,030	0,031
Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ, м ³ /с	0,043 - 0,071	0,020- 0,026
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
ΔQ, м ³ /с	0,055	0,022

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 23-24.

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

Таблица 23 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	Д	127	3262,23	95603

Таблица 24 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	3,70		Выполняется условие запаса прочности ($n>1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,24		<u>Да</u>	Нет	
$P_{кр}/P_n$	1,68				
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	29,3	3262,23	1,14	7,85	95603
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	11842		Выполняется условие запаса прочности ($n>1,4$)		
K	1,15				
ΔP , кгс	11,1		<u>Да</u>	Нет	
F _k , мм ²	6218				
σ_t , кгс/мм ²	32				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	29,3	3262,23	1,14	7,85	95603
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2*10 ⁶	2,17*10 ⁻⁵	8,4	162	127
Ψ^+/Ψ^-	0,13/0,16		Q _p , кгс	36005	
α	0,2		M _{imax}	73781	
μ	0,25		W, см ³	4001	
R, м	5440		[σ], кгс/мм ²	27	
Q _K , кгс	55509		σ_z , кгс/мм ²	50	
σ_p , кгс/мм ²	32				

Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	Нет
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	29,3	3262,23	1,14	7,85	95603
Q' _{тк} , кгс	158300	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м	3450		
Q _{кнбк} , кгс	11842				
n	1,45				
q _т , кгс/м	29,5				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м	3350		
n	1,45				
F _к , мм ²	9326,585				
σ_t , кгс/мм ²	50				

Таблица 25 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	724	БИТ 295,9 ВТ 616 СН	105	0,35	Бурение участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора.
			Двигатель ТВ-1-240	2450	10,14	
			Переводник П147/171	70	0,41	
			Клапан «БОКС-178»	43	0,44	
			Удлинитель немагнитный	360	9,45	
			Изолятор в сборе	210	2,30	
			ШУ-172	305	3,33	
			Переводник П133/147	58	0,42	
			БТ127х9,2	8898	305	
			КРП-215,9-2СТ	170	0,90	
			БТ 127х9,2	24726	391,26	
Σ			37395	724		
2	724	3296	БИТ 215,9 ВТ 513 УСВ	42	0,33	Бурение участка под эксплуатационную колонну с набором зенитного угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны.
			Двигатель ДРУ2-172РС	1284	8,71	
			КОБК 178х35	51	0,41	
			Переводник П133/147	58	0,42	
			КРП-211,9	170	0,90	
			НУБТ 6-3/4	1200	9,45	
			Переводник подвешной 6-3/4	216	2	
			НУБТ 6-3/4	1200	9,45	
			П-133/133	128	1,20	
			КРП-211,9-2СТ	170	0,90	
			БТ 127х9,2	95603	3262,23	
Σ			100122	3296		

2.3.8 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 26. В таблице 27 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 26 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	724	1,6	3	700	9,81	1160	2150	1,5	0,015	
724	1900	1,3	11,1	1000	9,81	1120	2230	1,5	0,008	
1900	3296	1,1	28,6	2920	9,81	1140	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	724	1,16	50-70	75-100	60-110	12	8-9	3	50-100	9
724	1900	1,12	12-15	10-30	18-30	8	7-9	0,6	30-40	9
1900	3296	1,14	15-20	20-40	25-40	8	7-9	0,5	40-70	7

Таблица 27 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	724	Бентопорошок ПБМБ/мкр, Гипан, КМЦ, Реагент борсиликатный «БСР», Сода кальцинированная, Сода пищевая, Сода каустическая
724	1900	Полиакрилат натрия, полиакриламид, ксантовая смола, смазывающая добавка, сода кальцинированная, карбонат кальция, сода пищевая, сода каустическая, бактерицид, пеногаситель, БСР (БСР-с)
1900	3296	Полиакрилат натрия, полиакриламид, ксантовая смола, смазывающая добавка, сода кальцинированная, карбонат кальция, сода пищевая, сода каустическая, бактерицид, пеногаситель, БСР (БСР-с)

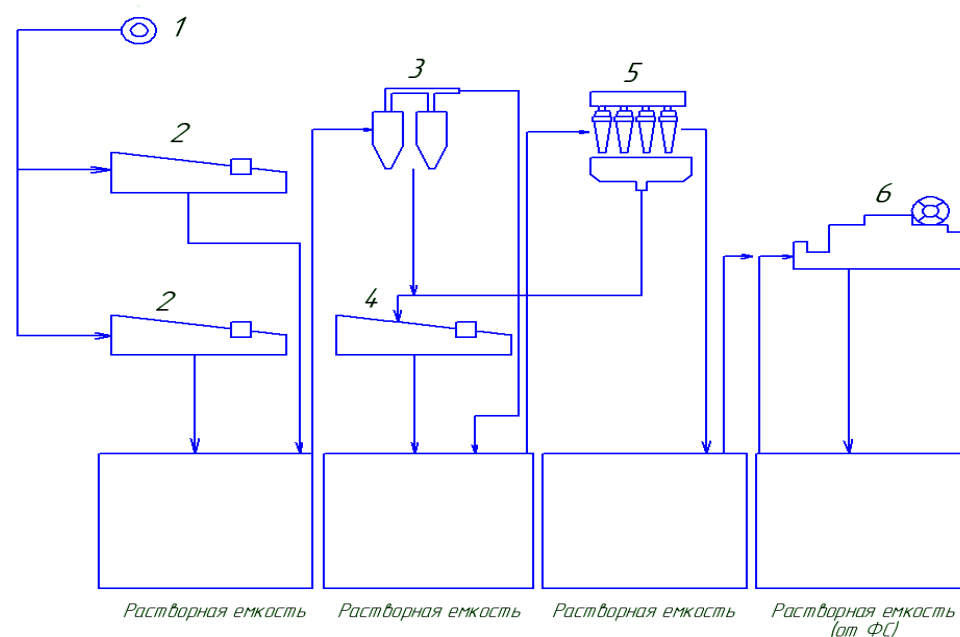


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М;
4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Таблица 28 - Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d _д , м	К	Р _{пл} , МПа	Р _{гр} , МПа	ρ _п , кг/м ³
3296	0,2159	1,3	28,6	57,2	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,01296	УНБ-600	0,0055	0,009	20	1076
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м	d _в , м		
БТ 127	0,127	3262,23	0,108		

Таблица 26 - Оформление результатов проектирования гидравлической программы промывки скважины

ρ _{кр} , кг/м ³	φ	d _с , м	V _{кп} , м/с	ΔР _{зд} , МПа	ΔР _о , МПа
1800	0,97	0,28067	0,67	11,1	0,307
ΔР _г , МПа	ΔР _р , МПа	V _д , м/с	Φ, м ²	d, мм	
0,36	7,45	112	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	ΔР _{кп}	ΔР _{мк}
БТ 127	25577	30474	244	4,75	0,39
ДРУ-172	25577	30474	244	0,008	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔР _т	
БТ 127	45040	18108	0,031	0,083	

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	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	720	глубина скважины, м	3296
высота столба буферной жидкости h_1 , м	574	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	335
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_{∂} , м	2210

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

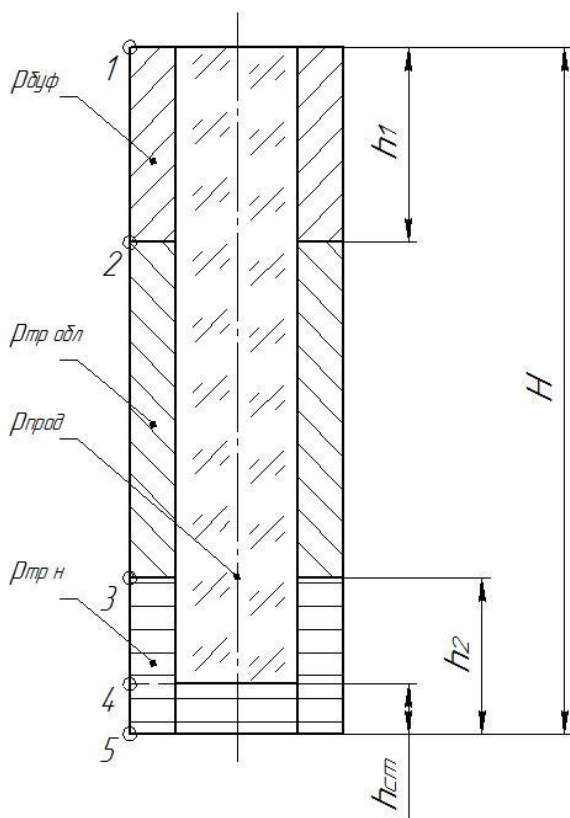


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

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

Таблица 30 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора при снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	574	2961	3286	3296
Наружное избыточное давление, МПа	0	0.6	12.1	14.6	14.6

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

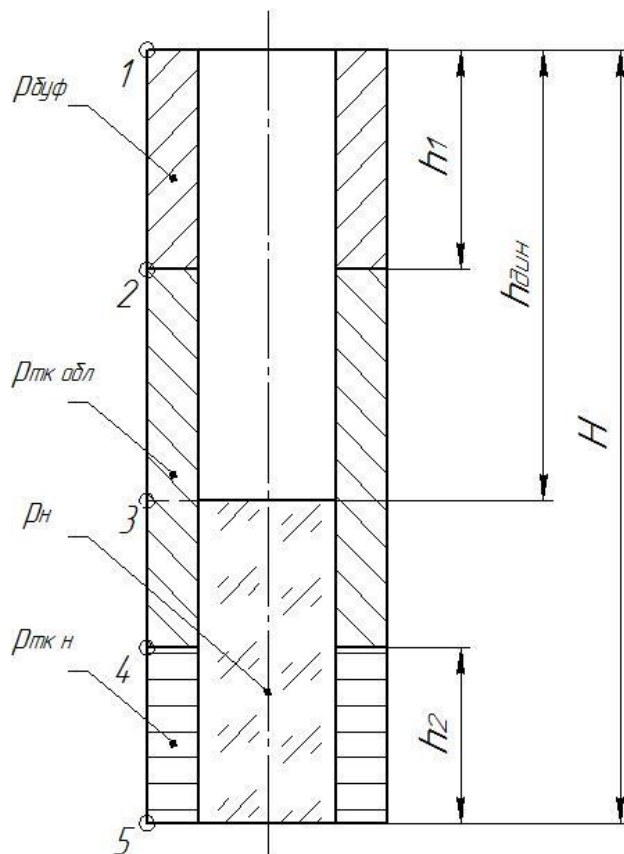


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 31 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Таблица 31 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	574	2210	2961	3296
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,7	24,7	27,7	29,9

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

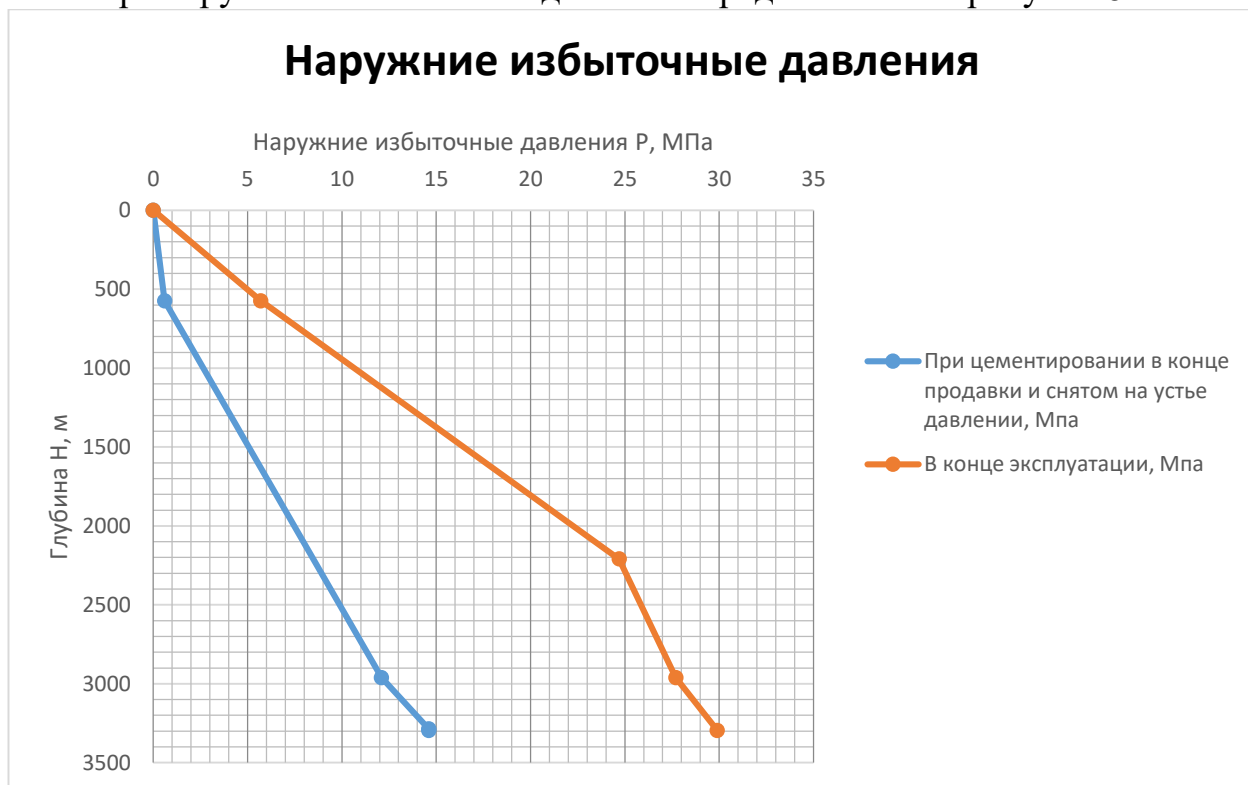


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 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 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

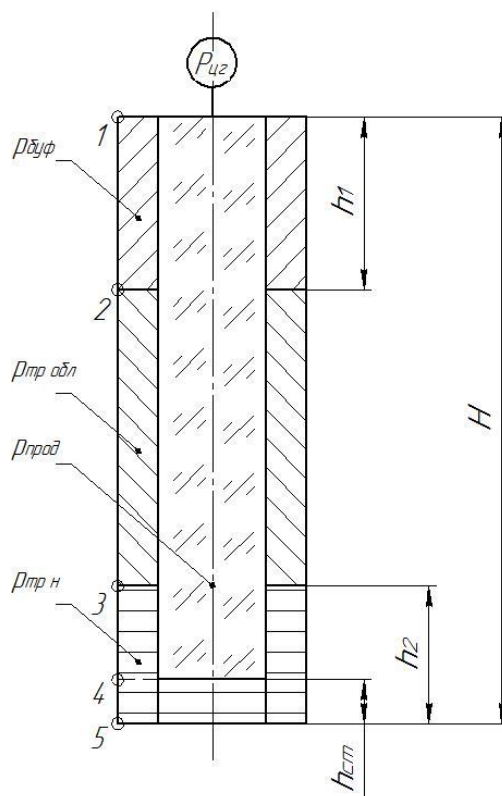


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

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

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	574	2961	3286	3296
Наружное внутреннее давление, МПа	22,29	21,73	10,38	7,18	7,02

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

В таблице 33 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

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

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	574	2961	3296
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	14,4	11,4	10,27

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

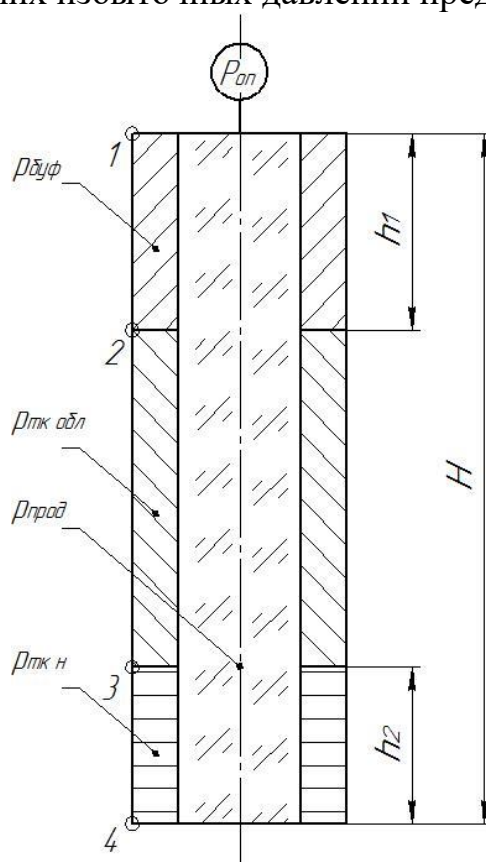


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

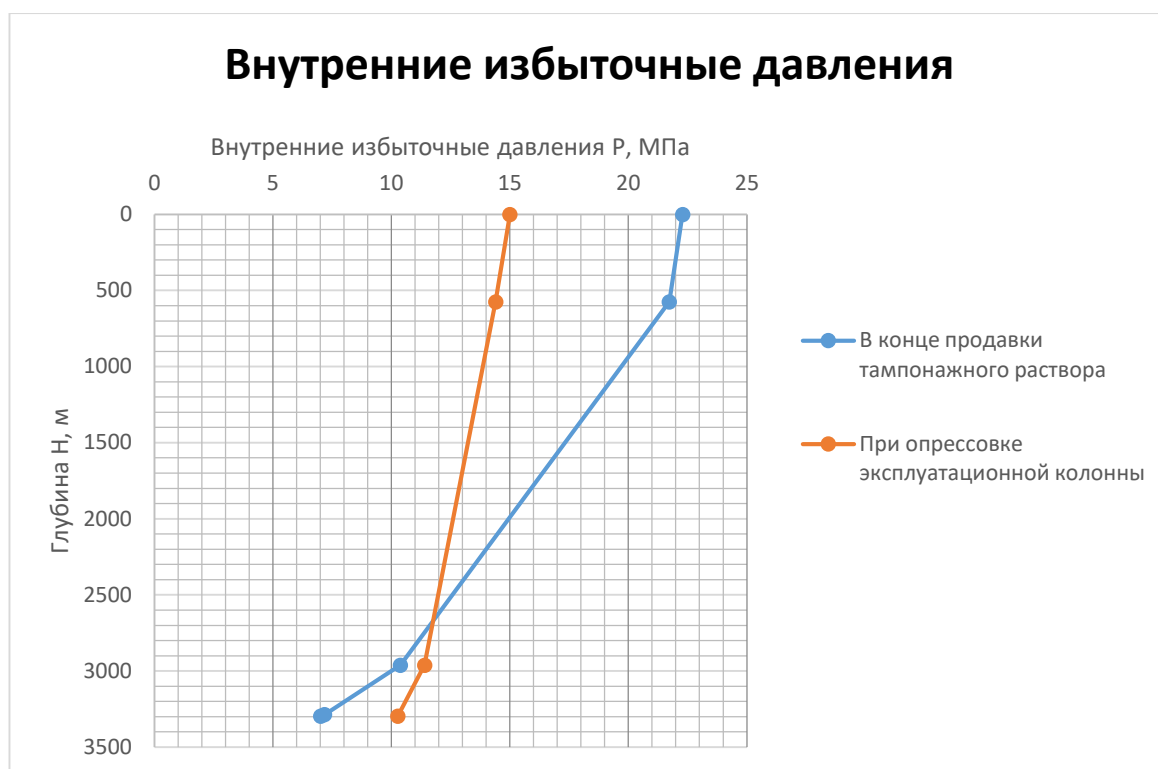


Рисунок 11 – Эпюры внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 34 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 34 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	8,9	335	36,08	12090	12090	3296-2961
2	Д	8	960	32,6	31300	43390	2961-2001
3	Д	7,3	2001	30	60030	103420	2001-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (3)$$

47,41 < 54,16 МПа. Условие (3) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 35.

Таблица 35 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1800 \text{ кг/м}^3$	10,62	13275	12,32
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	72,57	55823,02	23,31
Сумма	83,19	69098,02	35,63

2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	29,60
Продавочная	62,55

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирование скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 12 приведена спроектированной технологическая схема с применением осреднительной емкости.

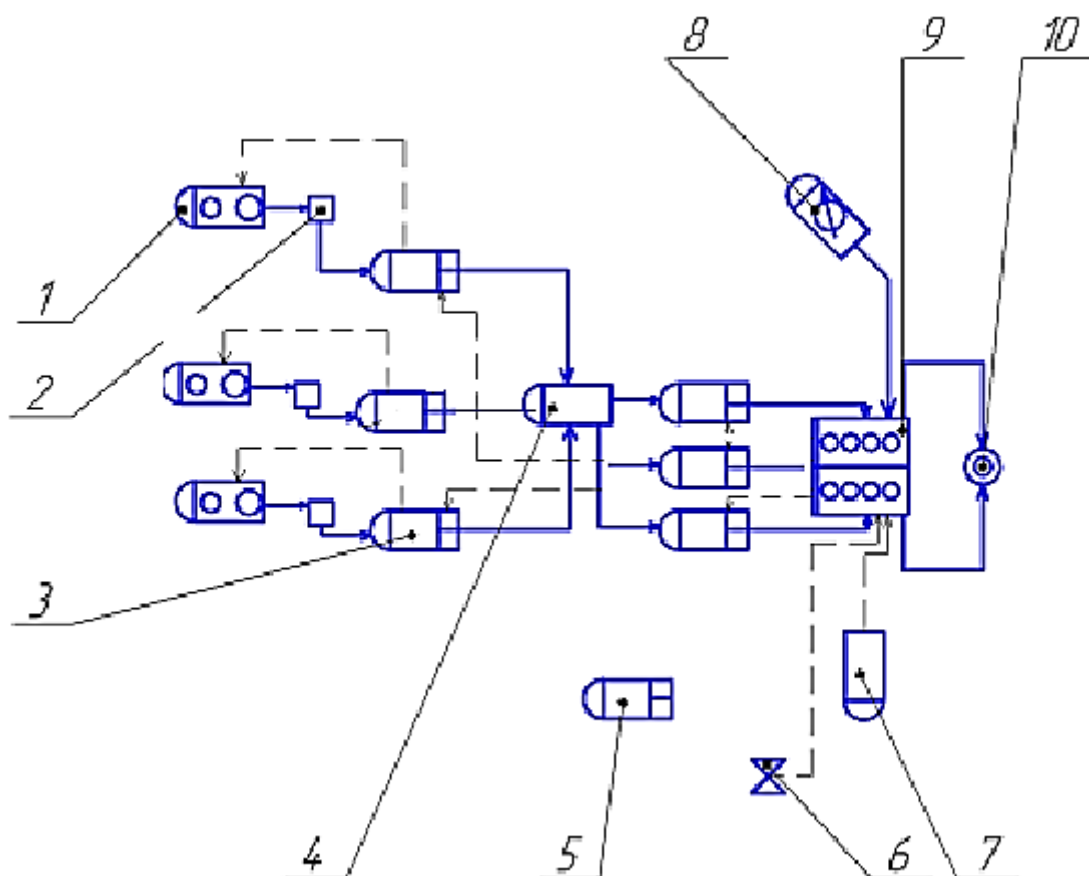


Рисунок 12 - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования:

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

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 13.

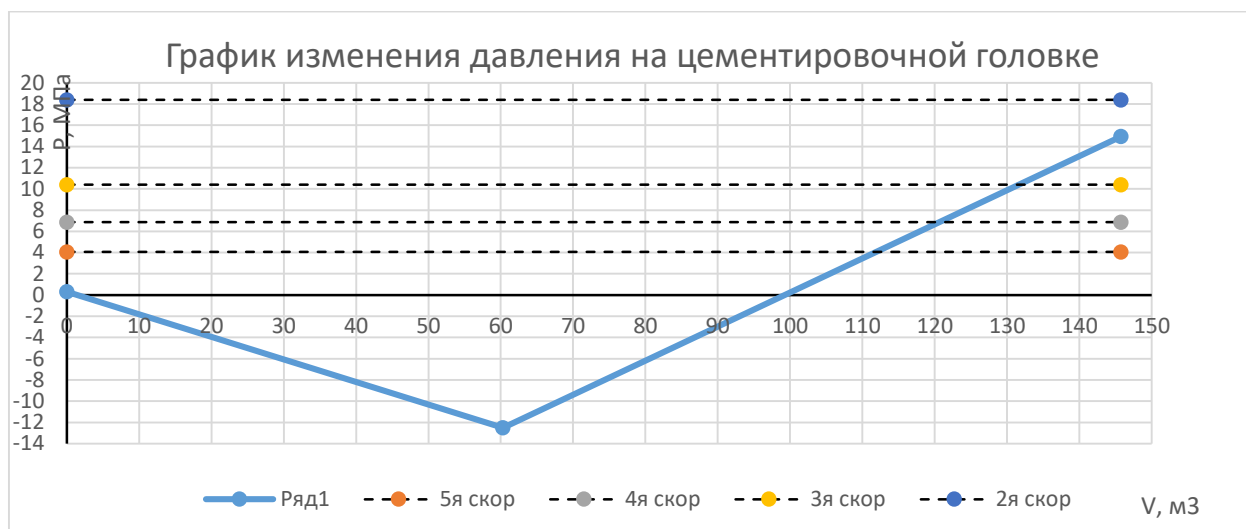


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 37 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 37 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м³
V	74
IV	5
III	6
II	9

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цеи}}$ составляет

120мин/

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-168-БТС
- ЦКОДМ –168-БТС;
- цементировочная головка типа ГЦУ-168/216-01;
- разделительные пробки ПЦ 168/216-01;
- центраторы ЦЦ-1-168-/212(интервалы установки и их количество представлены в таблице 38).

Таблица 38 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
2695-2780	ЦЦ-1-168-/212	6
2455-2695	ЦЦ-1-168-/212	52
1739-2455	ЦЦ-1-168-/212	123
1237-1739	ЦЦ-1-168-/212	77

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать пулевой перфоратор ПБ-2 (рис.15). Интервал перфорации составляет 7,2 м. Поскольку мощность пласта составляет 69 м по вертикали, то требуется не менее десяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта [13; 14].

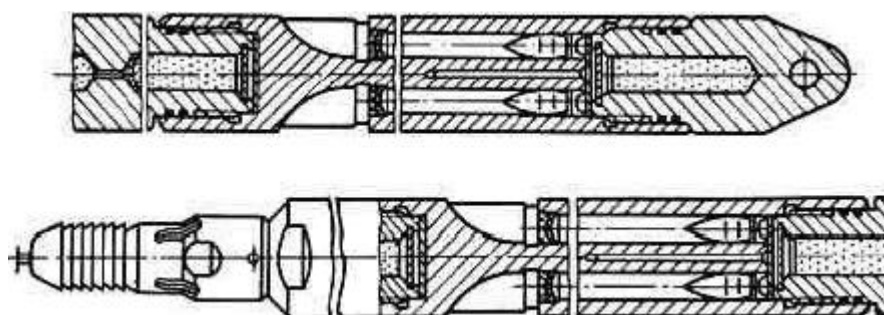


Рисунок 14 – Пулевой перфоратор

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи процесса свабиrowания, путем снижения гидростатического уровня жидкости. Устройства для отбора жидкости называется сваб (поршень) (рис.16). Перемещаясь вниз, поршень пропускает через себя жидкость, при подъеме вверх - клапан закрывается, и весь столб жидкости, оказавшийся над ним, поднимается вместе с поршнем, а затем и выбрасывается из скважины на дневную поверхность. Упрощенная схема свабиrowания представлена на рисунке 17.

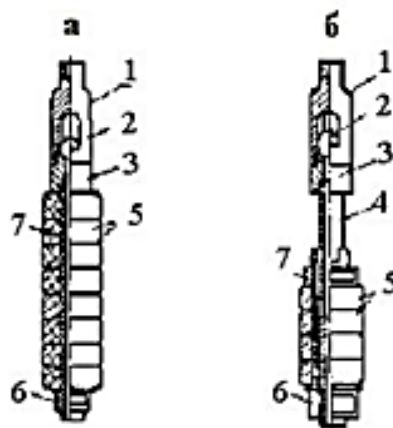


Рисунок 15 – Принципиальная конструкция сваба

а – сваб упрощенной конструкции, б – сваб с двойным проходным отверстием, 1- клапан тарельчатый, 2 – клапан шаровый, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – резиновая манжета, 6, 7 – гайки.

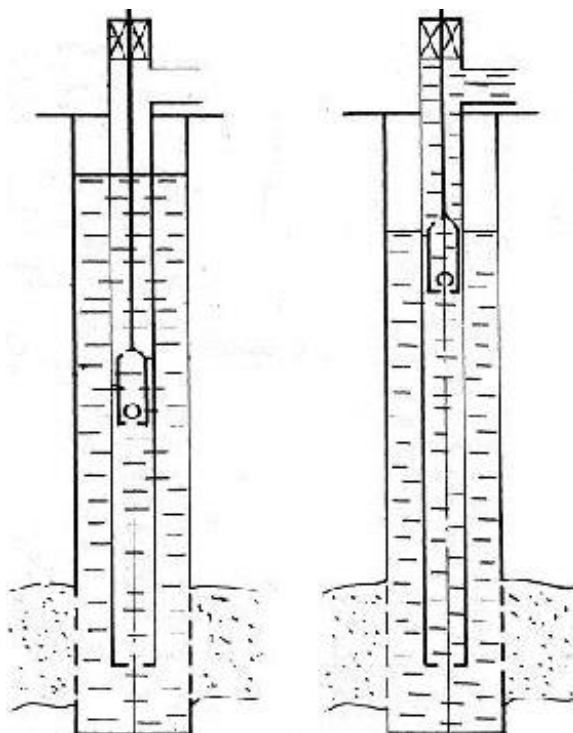


Рисунок 16 - Процесс свабирования скважины

Данный выбор вызова притока обусловлен тем, что в настоящее время свабирование является технологически простым, экономичным и наиболее экологически безопасным методом работы на скважине [13; 14; 15].

2.4.5. Выбор буровой установки

В таблице 39 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 39 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	98,03	[G _{кр}] / Q _{бк}	2,03
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	103,42	[G _{кр}] / Q _{об}	1,93
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	134,44	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,48
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.			

Проектируется применения буровой установки БУ 3000ЭУК-1М

3. Специальная часть

Многостадийный ГРП при помощи технологии гибкой трубы»

3.1 Введение

Традиционные технологии бурения вертикальных скважин и последующий гидроразрыв пласта не обеспечивают достижения высокого показателя коэффициента извлекаемости углеводородов и допустимой рентабельной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. При отсутствии прочных глинистых пропластков происходит неконтролируемый рост трещины, что приводит к высокой начальной обводненности продукции. Какие технологии разработки месторождений, позволяющие обойти «острые углы» процесса предлагают сегодня специалисты?

Эффективным методом разработки месторождений является бурение горизонтальных скважин с применением многостадийного ГРП. Он характеризуется сложным геологическим строением, ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами и наличием подошвенной воды. С увеличением горизонтальных участков стволов длина скважины, технология многоступенчатого и селективного гидроразрыва пластов становится все более необходимой.

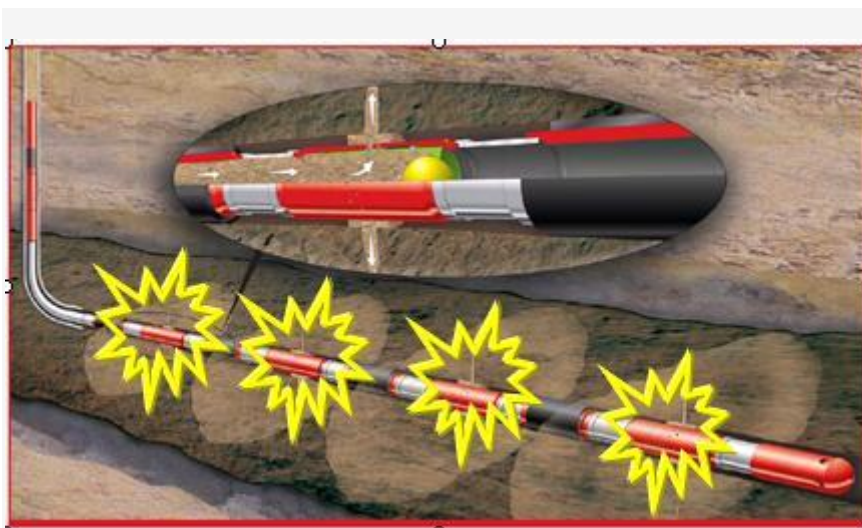


Рисунок 17 - Многостадийный ГРП

Внедрение системы для селективного гидроразрыва пластов при помощи технологии гибкой трубы (ГНКТ), которое развивает EWS Holding

AG – основное направление по увеличению добычи углеводородов.

Специалисты EWS Holding AG, совместно с американской NCS, разработали ряд технологий, нацеленных на повышение эффективности и снижение затрат. К ним относится селективный инструмент для абразивной перфорации Poseidon, система гидроразрыва Mangust.

3.2 Система Poseidon

Poseidon предназначен для повышения эффективности абразивной перфорации в сочетании с возможностью проведения многоступенчатого ГРП и представляет собой запатентованный внутрискважинный инструмент для перфорации заданных интервалов. Поток жидкости может быть выборочно направлен в режиме прямой циркуляции до компоновки низа гибкой трубы – процесс струйной резки жидкостью с абразивом и в обратном направлении. Это переключение может производиться неограниченное число раз с использованием одного (обычного) направления потока.

Режимы потока жидкости в инструменте Poseidon изменяется за счет последовательного изменения расхода жидкости, а обратная связь на поверхность осуществляется за счет показаний давления на насосе.

За несколько секунд инструмент может быть переключен из режима перфорации в режим обратной циркуляции. В режиме прямой циркуляции падение давления на гидромониторах подачи абразивной жидкости не представляет препятствия для увеличения расхода до максимума. Увеличение скорости нагнетания можно использовать для вымывания из ствола скважины песка, использовавшегося для перфорации или гидроразрыва; при необходимости его можно использовать для разобщения интервалов – установка песчаной пробки из сшитого полимера.

Эксплуатация

При спуске в скважину инструмент находится в режиме прямой циркуляции. Это позволяет промыть скважину. Затем инструмент переводится в режим перфорации: закачивается пескосодержащая жидкость – обсадная

колонна перфорируется. После перфорации инструмент переводится в режим вымывания— использованный песок удаляется из ствола.

Инструмент на гибкой трубе поднимается и устанавливается выше зоны перфорации. После закачки жидкости гидроразрыва скважина может быть промыта до нужной глубины, а в случае, если требуется дополнительная изоляция предыдущей зоны, может быть установлена песчаная пробка. После этого инструмент помещается на глубину следующей зоны, переключается в режим перфорации и цикл повторяется.

После обработки всех зон скважины можно промыть ее ствол до фактической глубины и приступить к ее освоению газифицированным азотом. Все операции по гидроразрыву и операции с ГТ выполняются без подъема инструмента на поверхность. Процесс подготовки скважины к следующему ГРП занимает менее одного часа. Это дает значительную экономию времени по сравнению с другими системами абразивной или обычной перфорации при проведении ГРП и последующей операции по вымыву пропанта.

Инструмент Poseidon производится в двух типоразмерах 2-1/8" и 2-7/8", и оснащается необходимым шлейфом инструментария для струйной перфорации для каждой конкретной операции.

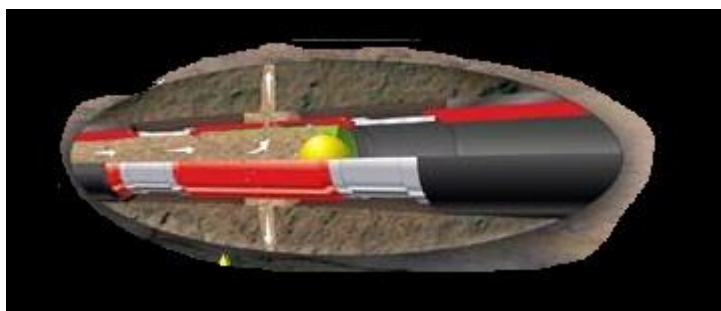


Рисунок 18 – Система Poseidon.

3.3 Система Mangust

Система Mangust, используется для проведения ГРП в нескольких интервалах за одну спускоподъемную операцию ГНКТ. Система представляет собой сборку внутрискважинного инструмента, позволяющего проводить

операции, как в вертикальных скважинах, так и в горизонтальных, – в эксплуатационных колоннах без специальной оснастки.

Компоновка состоит из локатора муфт, отсекающего пакера, песткоструйного перфоратора и клапанов для обратной циркуляции.

Система гидроразрыва пласта Mangust разобщает несколько интервалов и воздействует на них в ходе одной операции спуско-подъема ГНКТ и традиционно используется, когда скважина уже обсажена. Система гидроразрыва пласта Mangust позволяет производить гидроразрыв как в уже перфорированных интервалах, так и производить гидропесткоструйную перфорацию непосредственно перед самым ГРП.

Вместо скользящих муфт, в системе Mangust применяется гидроперфорация абразивной средой в запланированных точках гидроразрыва. Гидроперфорация одного интервала занимает примерно 45 минут. Система Mangust более экономична, чем технологии многоступенчатого ГРП, использующие скользящие муфты, приводимые в действие шаровым клапаном, или прокачиваемые пробки для разобщения интервалов.

Привязка интервала к требуемой глубине перфорации осуществляется при помощи локатора муфт. Продуктивный горизонт ниже зоны перфорации изолируется мостовой пробкой многократной установки.

Таким образом, по мере продвижения перфоратора вверх – от самого нижнего горизонта до верхнего, – нижние, уже перфорированные горизонты, каждый раз, изолируются одной и той же мостовой пробкой многократной установки.

Затем по гибкой трубе к перфоратору производится закачка абразивной смеси; жидкость с абразивом перфорирует обсадную колонну и продуктивный пласт. После перфорации существует возможность произвести циркуляцию или закачку по трубному или затрубному пространству гибкой трубы рабочей жидкости или кислоты.

ГРП производится по затрубному пространству гибкой трубы, после завершения которого вымываются остатки проппанта.

По окончании операции при подъеме/перемещении компоновки на вышележащий интервал мостовая пробка снимается и перемещается к следующему месту установки – цикл перфорации повторяется.

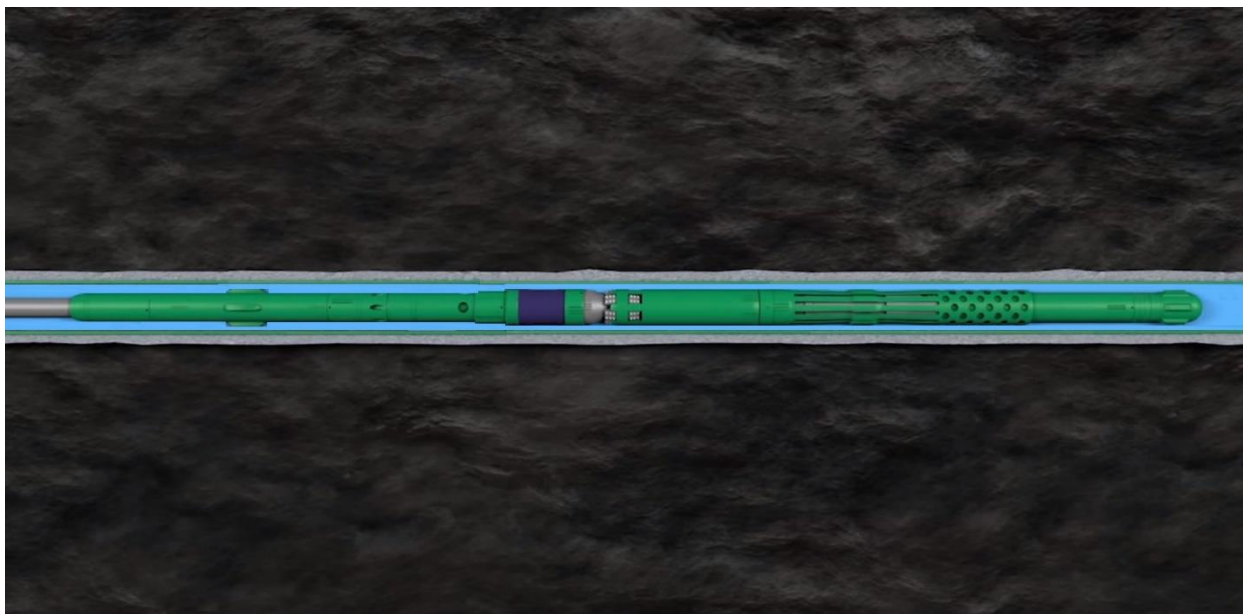


Рисунок 19 – Система Mangust.

Эти технологии применялись на месторождениях США, Канады, Австралии, где подтвердили высокую эффективность – увеличение дебита углеводородов и кратное сокращение временных затрат на проведение операций по сравнению с существующими на сегодняшний день аналогами.

С момента испытания и внедрения система гидроразрыва пласта Mangust выполнено:

- ГРП в более чем 30 000 интервалах;
- 40 интервалов в одной скважине;
- 5800 тонн пропана за одни СПО.

При ГРП гибкую трубу также можно использовать в качестве неподвижной колонны, с помощью которой можно оперативно получить данные о состоянии забоя и использовать их для изменения параметров операции в процессе работы.

После завершения работ системой Mangust нет необходимости в удалении применяемой оснастки, которая обычно, после поинтервального разрыва пласта, подлежит разбурированию.

Скользящие муфты Multistage Unlimited устанавливаются в компоновку хвостовика. Муфты имеют такой же внутренний диаметр, прочность на смятие и прочность на разрыв, как и сама колонна. После того, как внутри обсадной колонны устанавливается мостовая пробка многократной установки, муфта механически сдвигается компоновкой на гибкой трубе в положение «открыто».

Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов.

Модуль спускается в скважину на гибкой трубе и состоит из следующих компонентов:

- мостовой пробки многократной установки;
- переводника с уравнительным клапаном, который может так же использоваться для обратной циркуляции;
- переводника с гидроабразивным перфоратором;
- механического локатора муфт.

Порядок действий при проведении операции по ГРП:

Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов спускается на гибкой трубе в интервал, где установлена скользящая муфта. Механический локатор обсадных муфт фиксируется в соответствующем пазу скользящей муфты. Затем производится установка мостовой пробки/пакера. Якорь пакера расклинивается внутри муфты, а уплотнительный элемент пакера герметизирует обсадную колонну ниже по стволу. Небольшое движение колонны гибких труб, а также создание давления в затрубном пространстве смещают муфту в положение «открыто», тем самым открывая отверстия и обеспечивая доступ для подачи жидкости гидроразрыва.

По движению колонны гибкий труб и жесткому упору муфты оператор убеждается в том, что муфта сдвинута. Кроме того, держатель локатора муфт

закрывается, втягивая выступающие упоры локатора, что дает ещё один сигнал о том, что муфта сдвинулась.

Кислота или другие технологичные жидкости можно подать по затрубному пространству гибких труб в зону проведения гидроразрыва, обеспечивая циркуляцию по внутреннему пространству колонны гибких труб.

В процессе гидроразрыва, гибкие трубы изолированы ниже точки ГРП, что позволяет получать данные о фактическом давлении в точке гидроразрыва, служащие для оптимизации распределения проппанта.

В случае выпадения проппанта, его можно оперативно удалить через гибкие трубы обратной промывкой. После продавки жидкости в зону гидроразрыва, натяжением гибкой трубы открывается циркуляционный клапан и возвращает мостовую пробку в исходное положение.

После этого компоновка для ГРП перемещается вверх к следующему интервалу ГРП – скользящей муфте, и вся последовательность действий повторяется.

В практике, время между гидроразрывами составляет около 5 минут, а ГРП каждого интервала составляет около 30 минут, в зависимости от объема закачки проппанта.

После извлечения из ствола компоновки для ГРП скважина готова к эксплуатации, поскольку в стволе не остается элементов, подлежащих извлечению, и пробок или седел шаровых кранов, требующих разбуривания – равнопроходной ствол, в котором ничто не препятствует начать добычу или производить ремонтные работы.

Эта технология применяется по всему миру и к 1 августа 2012 года было установлено 7288 муфт, закончено 2040 скважин; 31 843 интервалов ГРП, 44 интервалов ГРП выполнено за один СПО, 20 интервалов ГРП выполнено за 10 часов и закачено 3482 тон проппанта.

4. Экономическая часть

4.1 Проектные данные на строительство скважины

В таблице 40 представлены проектные данные на строительство эксплуатационной, наклонно направленной скважины на Русскинском месторождении.

Таблица 40 - Проектные данные на строительство скважины

Месторождение	Русскинское
Расположение	Тюменская область
Назначение скважины	эксплуатационная
Проектная глубина, м	3296
Вид скважины	Наклонно-направленная
Способ бурения	С применением ВЗД
Тип буровой установки	БУ 3000 ЭУК-1

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

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

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

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

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

В таблице 41 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 41 - Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	2	3
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	0	724
Конечная глубина интервала, Н ₂ (м)	724	3296
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	54,74	60,77
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	250	250
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	14,6	218,9
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	34,6	248,9
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1св} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{сп} (час)	0,6	9,1
Время подъёма свечей, T _{под} (час)	1,44	10,4
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	21,54	

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:

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

Таблица 42 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	3296
Продолжительность механического бурения, t_m (час)	151,2
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , $t_{пвр}$ (час)	51,76
Календарное время бурения, T_k (час)	355,2
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	8
Механическая скорость бурения, V_m (м/час)	21,8
Рейсовая скорость бурения, V_p (м/час)	14,7
Коммерческая скорость, V_k (м/ст.мес)	6681
Средняя проходка на долото по скважине, h_{cp} (м)	250

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 – 43 и 44.

Таблица 43 - Продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительные монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	63,98	30	4	14,8	-	15,9
Передвижной 15 м	33,5	1,6	1,2	14,8	-	15,9
Сдвигка 10 -20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 44 – Продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	6,3	1,8	4,5
Крепление	8,5	2	6,5
Всего	14,8	3,8	11

Линейно-календарный график работ представлен в таблице- 45.

Таблица 45 - Линейно-календарный график работ

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-1 мес; передвижка- 0,05 мес.												
Буровые	Строительство скважины- 0,5мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,53 мес.												
Вышкомонтажные	Сдвижка 15 м, демонтаж-0,5 мес.												

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ.

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 14 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдых. Затем 14 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авто и авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Буровой мастер	2 чел,
Помощник бурового мастера	2 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Пом/бурильщика 5 р	8 чел,
Слесарь 5 р,	4 чел,
Сварщик	2 чел,
Лаборант	2 чел,
Электрик	4 чел.

4.3 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице 46.

Таблица 46 - 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	3296	45500	149968000
	3.Работы по креплению	ч	204	32450	6619800
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000
	Итого полевых работ: Σ1				162796355
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	1953556
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2441945
	Итого расходов А: Σ 2				167191856
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	33438371
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	21734941
	Итого расходов Б: Σ 3				55173312
	Итого основных расходов А+Б				222365168
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	31131123
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	38024443
	Итого по расчету:				291520734
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1302370
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	5015755
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	13375348
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8359592
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	933933
ИТОГО себестоимость проекта					338141232
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					399006653

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 47 –Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные документы
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
	Недостаточная освещенность рабочей	
	Нервно-эмоциональное напряжение	
	Превышение уровней шума	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-взрывобезопасность
Полевой этап		
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Русскинском нефтяном месторождении.

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 48) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 48 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах.

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	Допуст. значение	Факт. значение	Допуст. значение	Факт. значение	Допустимое знач.
Холодные	16	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	16	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 49.

Таблица 49 —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 50 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 50 - ормируемые 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 20-300 к	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по	13	80
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей,	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Превышение уровней шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться

насосы и двигателя, 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 51 - 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 52 - 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 на Русскинском нефтяном месторождении.

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.

Пожаро-взрывобезопасность:

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 обще обменной 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 53 - Выбросы в атмосферу.

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизель резервный (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	1,1278	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,3337	
	Диоксид серы	0,5349	
	Оксид углерода	2,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин	0,4035	
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	Диоксид азота	0.1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения.
	Оксид углерода	0,5346	

Таблица 54 - Сточные воды

Источни к	Наименовани е стока	Количество образующихс я сточных вод (м³/час)	Периодичност ь сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Пром. площадка	- строительно-монтажных работ;	100,00	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклонами к сточным желобам, связанными с гидроизолированным и 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:				
Пром. площадка Вахтовый поселок	- строительно-монтажных работ;	112,89	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.3 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 также 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 55.

Таблица 55 - 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, являющийся 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, позволит кратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 56

Таблица 56 - 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 данной выпускной квалификационной работе представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2920 метров на Русскинском нефтяном месторождении (Тюменская область).

В ходе выполнения данной работы приведены расчеты и обоснования по всем вопросам, освещенным в ней.

Данная работа состоит из 5 основных частей: 1. Общая и геологическая часть. 2. Технологическая часть. 3. Специальная часть. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 5. Социальная ответственность.

В первой части представлены краткая географо-экономическая характеристика района, геологические условия бурения, характеристики газонефтеводоносности месторождения, возможные осложнения по разрезу скважины и исследовательские работы, которые будут проводиться в процессе сооружения скважины.

Во второй части данной работы приведены основные технологические расчеты, необходимые для сооружения скважины. Был обоснован и рассчитан профиль скважины. Так же была обоснована конструкция забоя скважины: так как коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый, то выбираем конструкцию забоя закрытого типа. Для определения интервала несовместимых по условиям бурения, был построен совмещенный график давления, по нему было видно, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины. Определили глубину спуска кондуктора и эксплуатационной колонны, рассчитали диаметры скважины и обсадных колонн. Выбрали способ бурения: роторный способ с применением ГЗД. Выбрали породоразрушающий инструмент, для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при

минимальном количестве рейсов. В соответствии с профилем скважины, характеристиками горных пород, слагающих разрез скважины, выбраны оптимальные компоновки низа бурильных колонн. Также в данной части ВКР произведен расчет по заканчиванию скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины, требуемые составы и параметры тампонажной смеси, а также произведен расчет необходимого оборудования. После основных технологических расчетов была выбрана буровая установка, которая соответствует всем характеристикам для строительства данной скважины.

В третьей части ВКР рассмотрен метод заканчивания скважины «Системы для многостадийного ГРП при помощи технологии гибкой трубы»

В финансовой части был произведен расчет продолжительности строительства скважины, сметной стоимости сооружения скважины и составлен график работ.

В части «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы:

- производственная безопасность:
 - а) проведен анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению;
 - б) проведен анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению;
- экологическая безопасность;
- безопасность в чрезвычайных ситуациях:
 - а) мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары;
 - б) анализ возможных ЧС;
- правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
4. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
5. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
6. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-679 с.
7. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-670 с.
9. Г.Д. Бредо. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1990.
10. Д.Ф. Болдендо, Ф.Д. Болденко, А.Н. Гноевых. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.

11. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
12. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
13. В.И. Нифатов. Вскрытие продуктивных пластов при строительстве и ремонта скважин. Под ред. К.М. Тагирова. – М.: изд. ООО «ИРЦ Газпром», - 2002. – 61 с.
14. С.И. Грачев, М.С. Бахарев. Технология бурения скважин в Западной Сибири. Раздел 15. 40 с.
15. Добыча нефти и газа. 2016. Электронный ресурс. URL: <http://oilloom.ru/78-tehnika-i-tehnologii-stroitelstva-skvazhin/277-kratkaya-istoriya-bureniya-neftyanykh-i-gazovykh-skvazhin> (Дата обращения: 21.04.2016).
16. Лисичкин С.М., Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности, М.-Л., 1954
17. Регламент на сборку и эксплуатацию низа компоновок бурильных колонн и НКТ при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов, освоение и КРС. ООО «Пурнефтегаз-Бурение». Утв. гл. инженером С.А. Симаковым. 2002.
18. Проектирование скважин. Проектирование КНБК. Глава 2. Раздел 3. 13 с.
19. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. доктора технических наук Коротаева Юрия Арсеньевича. – Пермь, 2003. – 386 с.
20. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. Официальный сайт. URL: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovykh-zabojnykh-dvigatelej.html>
21. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st->

organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove (Дата обращения: 12.02.2016)

22. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1> (Дата обращения: 15.02.2016)

23. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.

24. Двойников М.В. Исследование износостойкости рабочих органов винтовых забойных двигателей. Бурение и нефть. -2009, №5. С. 15-19.

25. Голдобин Д.А. Разработка и исследование винтовых забойных двигателей с облегченными роторами и армированными статорами: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Голдобин Дмитрий Анатольевич. – Пермь, 2011. – 22

26. Основы финансового менеджмента: Учеб.пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.

27. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.

28. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с

29. Организационная структура ЗАО «ССК». Электронный ресурс. URL: www.sibservis.com (Дата обращения: 23.03.2016)

30. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. —Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.

31. Жуков, Виктор Ильич. Защита и безопасность в чрезвычайных ситуациях: учебное пособие / В. И. Жуков, Л. Н. Горбунова; Сибирский федеральный университет (СФУ). — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2014. — 392 с.: ил. — Высшее образование. Бакалавриат. — Библиогр.: с. 384-387.
32. ГОСГОРТЕХНАДЗОРРОССИИ. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ08-624-03). ПИО ОБТ. М.-2003
35. Беляков, Геннадий Иванович. Охрана труда и техника безопасности [Электронный ресурс] : учебник для прикладного бакалавриата / Г. И. Беляков. — 3-е изд., перераб. и доп. — Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). — Москва: Юрайт, 2016. — 1 Мультимедиа CD-ROM. — Бакалавр. Прикладной курс. — Электронные учебники издательства "Юрайт".
36. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
37. Спичак Ю.Н., Ткачев В.А., Кипко А.Э., Охрана окружающей среды и рациональное использование месторождений полезных ископаемых. — Учебник для горных техникумов — М.:Недра, 1993 г.
38. Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. - Монография/М., Недра, 1981, — 256 с.
39. ИПОТ 028-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО) при помощи УПОП (устройство перемещения оборудования противовыбросового)
40. Анашкина А.Е., Грушевский М.Б. Превенторы. Методические указания к работам по дисциплине «Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин на суше», «Эксплуатация, ремонт и монтаж бурового оборудования». — Тюменский государственный нефтегазовый университет, 200

