



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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2545 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК – 622. 323: 622.243.23(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б32Т	Шибает Вячеслав Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедры	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Томск - 2017 г.

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

Институт - Институт природных ресурсов
Специальность - Нефтегазовое дело
Кафедра - Бурение скважин

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. зав. кафедрой

(Подпись) _____
(Дата) Ковалев А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б32Т	Шибает Вячеслав Геннадьевич

Тема работы:

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ
ГЛУБИНОЙ 2545 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>Скважина на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении</i>	<i>Геологические данные Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, литература по бурению наклонно направленных скважин</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>1 Обоснование и расчет профиля скважины 2 Обоснование конструкции скважины 3 Углубления скважины 4 Проектирование процессов заканчивания скважины 5 Испытание скважины 6 Выбор буровой установки 7 Специальная часть</i>	
Перечень графического материала	<i>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</i>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	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
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б12	Шибает Вячеслав Геннадьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Шибает Вячеслав Геннадьевич

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 Ванкорском месторождении	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины 2. Бригада смен 3. Сметная стоимость сооружения скважины	<i>Расчет продолжительности строительства Составление графика работ и количества вахт Расчет сметной стоимости сооружения скважины.</i>
--	---

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	Шибает Вячеслав Геннадьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Шибает Вячеслав Геннадьевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Казанском месторождении.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p align="center">5. Социальная ответственность</p> <p>5.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на ванкорском месторождении</p> <p>5.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на ванкорском месторождении</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород) - Повышенные уровни шума и вибрации - Недостаточная освещенность рабочей зоны - Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. - Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования - Поражение электрическим током - Механические травмы - Пожаро-взрывоопасность
<p align="center">5.3. Экологическая безопасность</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Рекомендации по снижению отрицательного воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу - Рекультивация земель
<p align="center">5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p align="center"><i>Противопожарная безопасность</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Виды чрезвычайных ситуаций и ликвидаций - Причины возникновения пожара - Предотвращения пожара на буровой - Обеспечение средствами пожаротушения
<p align="center">5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p align="center"><i>Нормы:</i></p> <p>MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях»</p> <p>MP 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года»</p> <p>СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение</p> <p>ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны.</p>

	<p><i>Общие санитарно-гигиенические требования' СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование"</i> ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. <i>Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</i> ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности" ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г. "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое" ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"</p>
--	--

Перечень графического материала:

<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	
---	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Шибяев Вячеслав Геннадьевич		

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»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
		...
		...

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Сокращения

- ПВО - противовыбросовое оборудование
- ВСП – верхний силовой привод
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель
- КНБК - компоновка низа бурильной колонны
- БУ - буровая установка
- СПО – спуско-подъемные операции
- ТБПК - бурильные трубы с приваренными замками
- УБТ - утяжеленные бурильные трубы
- ЦА - цементировочный агрегат

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа содержит 89 с., 50 табл., 16 рис., 2 листа графического материала.

Основные термины: способ бурения, винтовой забойный двигатель, долото, режим бурения, конструкция скважины, буровой раствор, тип забоя, бурильные колонны, цементирование колонн.

Основная задача – технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2545 на Казанском месторождении.

Все данные для расчетов получены из геологических материалов месторождения.

В ходе работы спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 2545 метров.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	12
Общая и геологическая часть	13
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения	13
1.2 Горно-геологические условия бурения	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	19
1.4 Зоны возможных осложнений	23
1.5 Исследовательские работы	23
Технико-технологическая часть	25
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	25
2.2 Обоснование конструкции скважины	25
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	26
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	27
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины из спуска	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3 Углубления скважины	31
2.3.1 Выбор способа бурения	31
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	32
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	33
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	33
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	34
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	35
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	36
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	39
2.4.1 Расчет обсадных колонн	39
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	39
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	44
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	45
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	45
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	45
2.4.2.2 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	46
2.4.2.3 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	46
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	46
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	46
2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	47
2.4.2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	48
2.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48

2.6 Выбор буровой установки	49
3 Специальная часть	51
3.1 Ускорение строительства скважин с помощью применения в процессе бурения наддолотного эжекторного гидронасоса	51
3.2 Технические характеристики и принцип работы ЭЖГ	53
3.3 Технология применения ЭЖГ для увеличения механической скорости бурения	56
3.4 Опыт применения ЭЖГ	57
3.5 Анализ экономической эффективности бурения с применением ЭЖГ	58
3.6 Причины малого использования ЭЖГ	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	61
4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады	64
4.3 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	65
5 Социальная ответственность	67
5.1 Анализ вредных производственных факторов	68
5.2 Анализ опасных производственных факторов	72
5.3 Экологическая безопасность	77
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
Заключение	88
Список использованных источников	89

Введение

В современном мире получение углеводородного сырья очень сложный и дорогостоящий процесс.

Хороший вариант решения этой проблемы – развитие технологий, связанных с заканчиванием скважин и бурением. Это обосновано тем, что бурение – самая финансовозатратная отрасль нефтяной промышленности, поэтому, именно здесь внедрение новых модернизированных и более совершенных технологий позволит сократить затраты, уменьшить трудоемкость, повысить качество работ. В специальной части данного проекта рассмотрено применение наддольного эжекторного гидронасоса.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения.

Таблица 1 - Географо-экономическая характеристика района бурения

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Казанская
Административное положение: Республика Область (край) Район Год ввода площади в эксплуатацию	Россия Томская Парабельский 1967
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 3 + 35 - 55
Среднегодовое количество осадков, мм	450 - 500
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	Юго-западные, северные
Наибольшая скорость ветра, м/с	20 - 25
Нормативное значение ветрового давления, кгс/м ²	30
Рельеф местности	Суша, равнина
Состояние местности	Заселенная равнина
Растительный покров	Смешанный лес представлен сосной, осиной, берёзой
Толщина почвенного слоя, м	0,15
Толщина снежного покрова, м	0,4 – 0,5 на открытых участках, до 2 на заселенных
Энергоснабжение	Внутрипромысловые электрические сети

Продолжение таблицы 1

Водоснабжение	Для бытовых нужд - привозная, для бурения - артезианская скважина, водовод диаметром 0,073 метра в две нитки по поверхности земли, теплоизолирован.
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории
Связь	Радиосвязь
Подъездные пути	Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-временная дорога к площадке скважины.

На рисунке 1 представлена обзорная карта района работ.

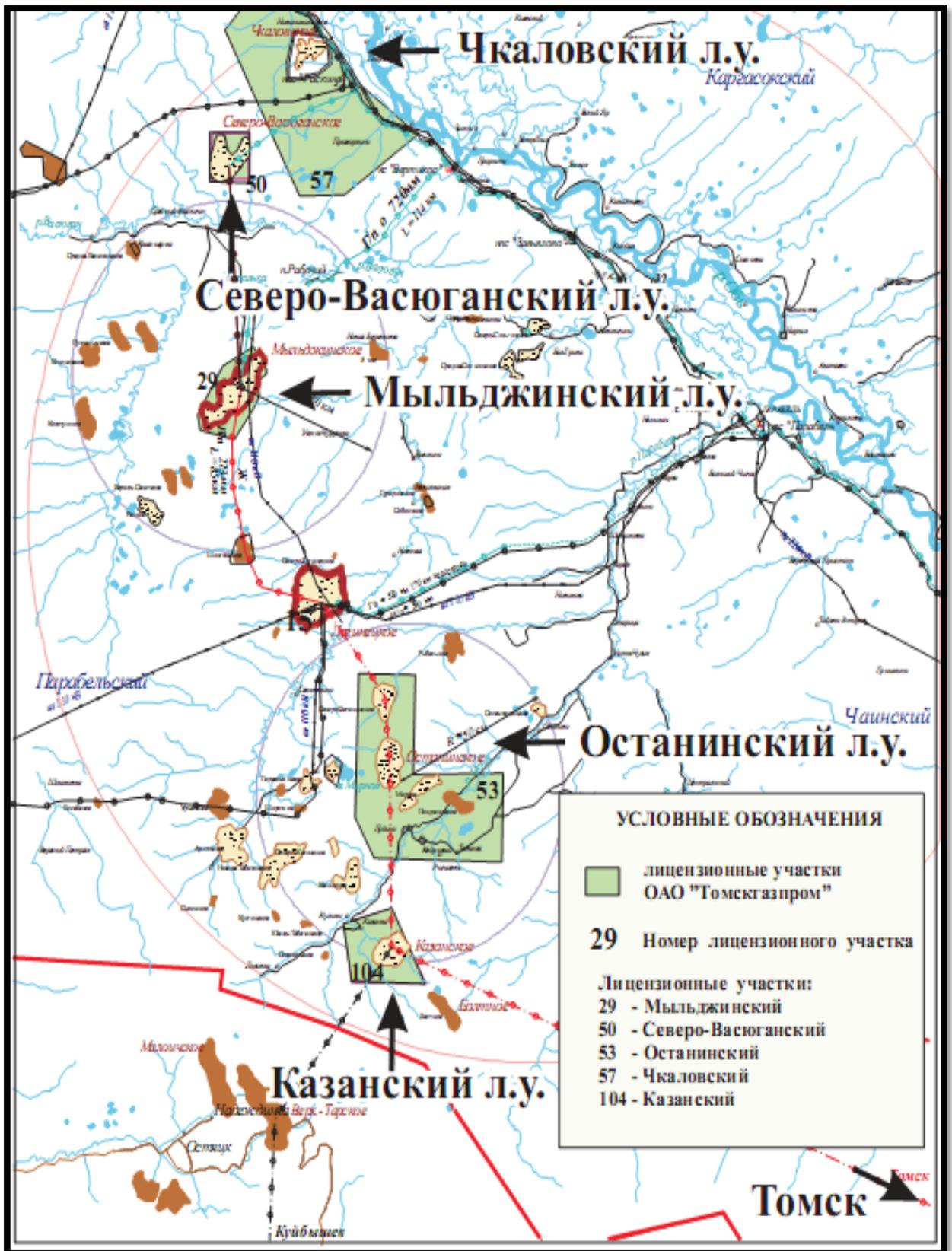


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Горно-геологические условия бурения

В таблице 2 представлен стратиграфический разрез и коэффициент кавернозности интервалов.

Таблица 2 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	30	Четвертичные отложения	Q	0	-	1,4
30	125	Некрасовская серия	P ₃	0	-	1,4
125	170	Чеганская свита	P ₂ -P ₃	0-5	-	1,4
170	260	Люлинворская свита	P ₂	0-5	-	1,4
260	285	Талицкая свита	P ₁	0-5	-	1,4
285	365	Ганькинская свита	K ₂	0-5	-	1,4
365	415	Славгородская свита	K ₂	0-5	-	1,4
415	560	Ипатовская свита	K ₂	0-5	-	1,4
560	575	Кузнецовская свита	K ₂	0-5	-	1,4
575	1440	Покурская свита	K ₁₋₂	0-5	-	1,4
1440	2130	Киялинская свита	K ₁	0-5	-	1,3
2130	2215	Тарская свита	K ₁	0-5	-	1,1
2215	2440	Куломзинская свита	K ₁	0-5	-	1,1
2440	2465	Баженовская свита	J ₃	0-5	-	1,1
2465	2470	Георгиевская свита	J ₃	0-5	-	1,1
2470	2545	Васюганская свита	J ₃	0-5	-	1,1

В таблице 3 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 3 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	30	глина суглинок	Почвено-растительный слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси
P ₃ nk	30	125	песок глина	Отложения свиты сложены песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошاپтовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатого-серых и бурых, плотных.
P ₂ -P ₃ cg	125	170	песок глина	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, равнозернистых, слюдяных.
P ₂ ll	170	260	глина	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁ tl	260	285	алевролит глина	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабосцементированного алевролита.
K ₂ gn	285	365	мергель глина	Отложения ганьковской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
K ₂ sl	365	415	глина	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргилитоподобными, иногда опоковидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
K ₂ ip	415	560	песчаник глина алевролит	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевритистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными иногда алевролитопесчанистыми.
K ₂ ks	560	575	глина	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плинчатыми, иногда алевролитистыми и слюдистыми.
K ₁₋₂ pk	575	1440	песчаник глина алевролит	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкосреднезернистые, слабосцементированные.
K ₁ kls	1440	2130	песчаник глина алевролит	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми иногда алевритистыми, алевролитами серыми, плотными, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми.
K ₁ tr	2130	2215	песчаник аргиллит алевролит	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми.

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
K ₁ klm	2215	2440	аргиллит песчаник алевролиты	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевроитистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алеролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкоцементированными.
J ₃ bg	2440	2465	аргиллит	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.
J ₃ gr	2465	2470	аргиллит	Георгиевская свита сложена темно-серыми аргиллитами, плотными, доломитизированными.
J ₃ vs	2470	2545	песчаник аргиллит алевролит уголь	Отложения васюганской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато-серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабощементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов и углей. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, песчано-глинистые, слоистые.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 4 представлена характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины.

Таблице 4 - Нефтегазоводоносность вскрываемых пластов

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							
Ю ₁ ² vs	2485	2495	поровый	0,795	10 - 100	140 - 320	-
Газоносность							
Ю ₁ ¹ vs	2470	2475	поровый	0,7	30- 200	140 - 320	-
Водоносность							
Q + P	0	285	Поровый	1010	0	–	Относится, хлорнатриевый
K ₁₋₂	285	1440	Поровый	1010	25	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₁	1440	2215	Поровый	1010	10 - 20	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₁ klm	2215	2470	Поровый	1010	0 - 10	-	Не относится, хлорнатриевый
J ₃ vs	2470	2545	Поровый	1010	3 - 40		Не относится, хлорнатриевый

В таблице 5 представлены физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Таблица 5- Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м.		Краткое название горной породы.	Плотность г/см ³	Пористость, %	Твердость кгс/мм ²	Глинистость, %	Абразивность	Проницаемость, м.Дарси	Категория пород по буримости
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
Q	0	30	глина суглинок	2,0 2,0	25-30 10	100 100	100 90	10 4	0 0	мягкая мягкая
P ₃ nk	30	125	песок глина	2,1 2,4	20 30	0 100	20 100	10 4	1000 0	мягкая мягкая
P ₂ -P ₃ cg	125	170	песок глина	2,0 2,3	25 30	0 100	50 100	10 4	1000 0	мягкая мягкая
P ₂ ll	170	260	глина	2,3	25	100	100	4	0	мягкая
P ₁ tl	260	285	алевролит глина	2,2 2,3	30 25	100 100	10 100	10 4	20 0	мягкая мягкая
K ₂ gn	285	365	мергель глина	2,4 2,3	20 25	100 100	100 100	4 4	0 0	мягкая мягкая
K ₂ sl	365	415	глина	2,3	20	100	100	4	0	мягкая
K ₂ ip	415	560	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 2,2	25 20 20	100 100 100	20 100 90	10 4 10	500 0 0	мягкая мягкая мягкая
K ₂ kz	560	575	глина	2,35	20	100	100	4	0	мягкая
K ₁₋₂ pk	575	1440	песчаник глина алевролит	2,1 2,35 2,3	22 16 20	200 150 200	20 100 40	3 6 10	300 0 20	средняя средняя средняя
K ₁ kls	1440	2130	глина песчаник алевролит	2,35 2,2 2,3	16 22 20	250 250 200	100 20 20	4 10 4	0 30 10	средняя средняя средняя

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
K ₁ tr	2130	2215	песчаник	2,2	22	250	10-20	10	30	средняя
			аргиллит	2,4	16	200	100	4	0	средняя
			алевролит	2,3	20	250	30	6	10	средняя
K ₁ klm	2215	2440	аргиллит	2,4	15	200	100	4	0	твердая
			песчаник	2,2	20	400	20	9	20	твердая
			алевролит	2,3	10	350	25	6	5	твердая
J ₃ bg	2440	2465	аргиллит	2,45	5	500	100	9	0	твердая
J ₃ gr	2465	2470	аргиллит	2,45	5	500	100	9	0	твердая
J ₃ vs	2470	2545	песчаник	2,3	15-23	1000	0-20	10	270	твердая
			аргиллит	2,45	10	500	100	4	0	твердая
			алевролит	2,45	15	800	30	6	10	твердая
			уголь	1,4	-	400	-	5		мягкая

В таблице 6 приведены давление и температура по разрезу скважины.

Таблица 6- Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра фического подраздел а	Интервал, м		Градиент												Температура в конце интервала,	
	от	до	Пластового давления, кгс/см ² на м			Порового давления, кгс/см ² на м.			Гидроразрыва пород, кгс/см ² на м			Горного давления, кгс/см ² на м.				
			от	до	источник получе ния	От	До	источник получе ния	от	до	источник получе ния	от	до	источник получе ния	граду с	источни к получ ения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q + P	0	285	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,0	0,170	ПГФ	0,0	0,22	ПГФ	9	ПГФ
K ₂ gn	285	365	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K ₂ sl	365	415	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	13	ПГФ
K ₂ ip	415	560	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	17	ПГФ
K ₂ kz	560	575	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	17	ПГФ
K ₁₋₂ pk	575	1440	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,101	РФЗ	0,170	0,171	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	44	ПГФ
K ₁ kls	1440	2130	0,100	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,171	0,171	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	64	ПГФ
K ₁ tr	2130	2215	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,171	0,171	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	66	ПГФ
K ₁ klm	2215	2440	0,101	0,102	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,171	0,172	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	73	ПГФ
J ₃ bg	2440	2465	0,102	0,102	РФЗ	0,101	0,102	РФЗ	0,172	0,173	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	74	ПГФ
J ₃ gr	2465	2470	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,173	0,173	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	82	ПГФ
J ₃ vs	2470	2545	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,173	0,18	РФЗ	0,23	0,235	ПГФ	85	ПГФ

1.4 Зоны возможных осложнений

В таблице 8 представлены ожидаемые осложнения и их характеристика

Таблица 7 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
От	До		
2	3	4	5
0	560	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
575	1440		
0	970	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение параметров бурового раствора и технологической скорости бурения
0	560	Прихватопасные зоны	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
560	1440		
2130	2215		
40	236	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны в следствии нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости)
575	1440	нефтегазоводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
2470	2495		Несоблюдение параметров раствора

1.5 Исследовательские работы

Отбор керна, шлама и грунтов не предусматривается

2 Технико-Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины. Профиль скважины представлен в таблице 8.

Таблица 8 - Профиль скважины

Тип профиля		Пятиинтервальный										
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м			2545	Отход скважины, м					753,45			
Глубина вертикального участка скважины, м			40	Длина интервала бурения по пласту, м					75			
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу			
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего	
1	0	40	40	0	0	0	0	0	0	40	40	
2	40	236	196	0	34,55	34,55	0	20	40	240	200	
3	236	1897	1661	34,55	639,15	604,6	20	20	240	1997	1757	
4	1897	2522	625	639,15	753,45	114,3	20	0	1997	2640	643	
5	2522	2545	23	753,45	753,45	0	0	0	2640	2663	23	
7												
Итого	Σ		2545	Σ		753,45	-	-	Σ		2663	

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 аргиллитов, алевролитов, песчаников различного генезиса с многочисленными прослоями углей).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,27$ мкм²; $k_2 = 0$ мкм²; $k_3 = 0,01$ мкм².

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,14$ мкм². Таким образом, коллектор является среднепроницаемым, неоднородным по проницаемости.

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

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

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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.

$$30 < 68,39 \text{ МПа.}$$

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.

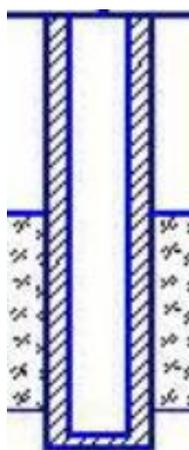


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

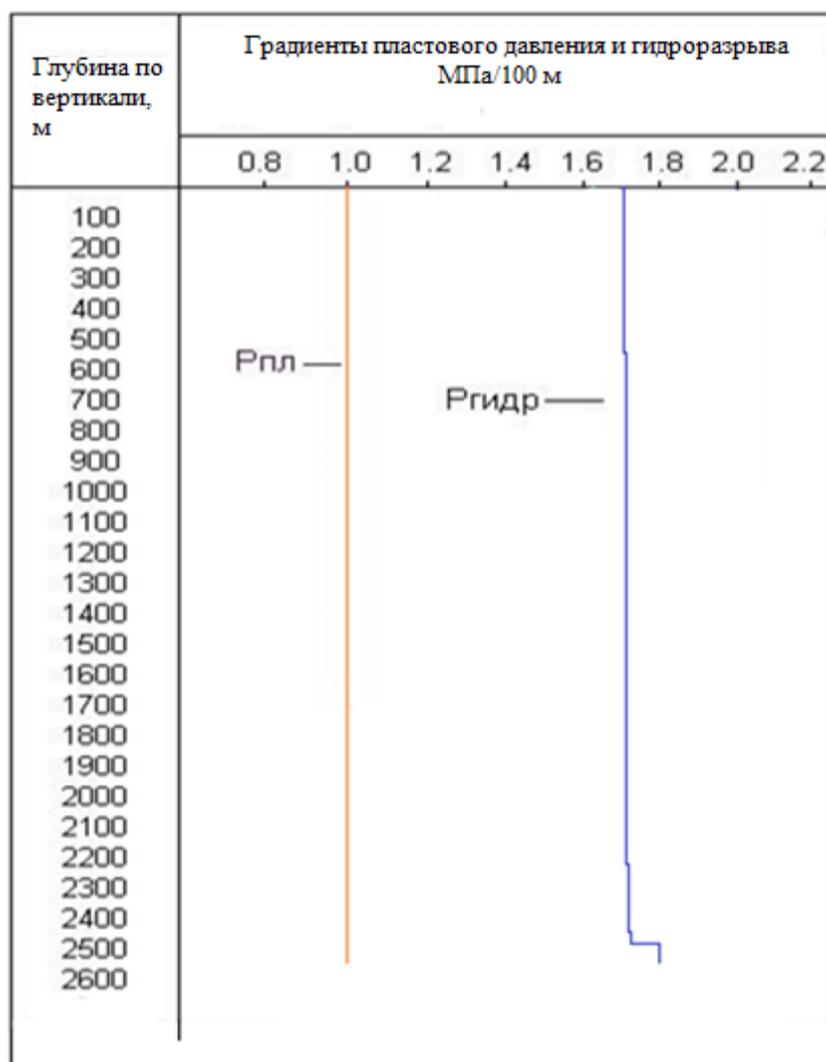


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается для предотвращения размыва устья скважины и перекрытия четвертичных отложений таких как почвенно-растительного слоя, неустойчивых глин и суглинок. В данном случае руководствуясь литологической характеристикой разреза скважины и из опыта ранее пробуренных скважин спускаем направление на глубину 50 метров.

Расчет глубины спуска кондуктора:

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

Результаты расчетов:

Минимально необходимая глубина спуска кондуктора: 963 м.

Принимаем глубину спуска кондуктора: 1000 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2545 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 10

Таблица 10 - Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м				Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Направление	0	50	0	50	0	50
Кондуктор	0	1000	0	1036	0	1036
Эксплуатационная колонна	0	2545	0	2663	500	2663

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 газовой то учитываем дебит по газу и по нему будет рассчитан диаметр эксплуатационной колонны. Исходя из расчёта диаметра эксплуатационного насоса и более доступных диаметров труб на трубной базе берём диаметр эксплуатационной колонны равной 146,1 мм.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	50	324	393,7
Кондуктор	1000	245	295,3
Эксплуатационная	2545	146,1	215,9

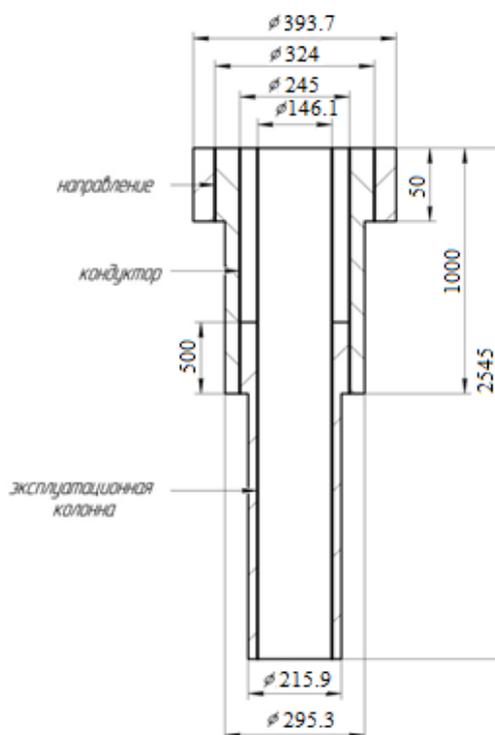


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 12

Таблица 12 - Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовыбросового оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
					Единицы	Суммарная
1	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы

1	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	Противовыбросовое оборудование ОП5-230/80*35 (2 шт.-ПП, 1шт.-ПК)	ГОСТ 13862-90	1	35	6,025	6,025
	Колонная головка ОКК1-35-245*146	ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	0,680	0,680
Эксплуатационная	Колонная головка ОКО1-35-245*146 (верхняя часть)	ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	-	-

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 13.

Таблица 13 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	ВСП, ГЗД
50-1036	Кондуктор	ВСП, ГЗД
1036-2663	Эксплуатационная колонна	ВСП, ГЗД

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 14

Таблица 14 – Характеристики б уровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1036	1036-2663
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 613 УН. 30	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МС, МСЗ	МСЗ, СЗ, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-171	3-117
	API	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg
Длина, м		0,53	0,4	0,34
Масса, кг		170	85	46
G, тс	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10
	Предельная	12	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-400	60-400
	Предельная	400	400	400

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 15.

Таблица 15- данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1036	1036-2663
G ₁ , кН	45	37	60
G ₂ , кН	34	59	64
G ₃ или проект, кН	96	80	80

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Рассчитанные значения частот вращения долота представлены в таблице 16.

Таблица 16- Рассчитанные значения частот вращения долота

Частота вращения	БИТ 393,7 В 419 ТСР	БИТ 295,3 ВТ 613 УН. 30	БИТ 215,9 ВТ 613
n, об/мин	92,1	116,4	132
n _{пасп} , об/мин	80-400	80-400	60-400

Частоты вращения долот выбираются в соответствии с рекомендациями и сводятся в таблице 17

Таблица 17 - Значение частот вращения по интервалам

Тип долота	Интервал бурения, м.	Частота вращения, об/мин.
БИТ 393,7 В 419 ТСР	0-50	92,1
БИТ 295,3 ВТ 613 УН. 30	50-1036	116,4
БИТ 215,9 ВТ 613	1036-2663	120

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 18 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1036	1036-2663
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		96	80	80
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		240	240	195
M _р , Н*м		4876	3103	2301
M _о , Н*м		196,85	147,65	107,95
M _{уд} , Н*м/кН		48,744	36,936	27,408

В таблице 19 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 19 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

ГЗД	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Расход, л/с	Частота, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления, МПа	КПД, %
ДО-240	240	7280	1860	30-75	70-130	10-14	10-14	45
ДРУ-195	195	6535	1100	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 20 и 21.

Таблица 20 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1036	1036-2663
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,61	0,5	0,4
K_k	1,4	1,4	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,12
V_m , м/с	0,008	0,007	0,004
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,24	0,24	0,195
$d_{нмах}$, м	0,012	0,01	0,008
n	8	8	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,14	1,14	1,12
$\rho_п$, г/см ³	2	2,2	2,3

Продолжение таблицы 20

Интервал	0-50	50-1036	1036-2663
Результаты проектирования			
Q ₁ , л/с	74	34	15
Q ₂ , л/с	66	36	12
Q ₃ , л/с	162	66	17
Q ₄ , л/с	73	42	14
Q ₅ , л/с	75	62	38
Q ₆ , л/с	75	75	38
Дополнительные проверочные расчеты			
Q _{табл} , л/с	0,05	0,05	0,035
ρ _{табл} , кг/м ³	1010	1010	1010
ρ _{бр} , кг/м ³	1140	1140	1120
M, Н*м	1219	1219	820
M _{табл} , Н*м	14000	14000	5200
m	2	1	1
n	0,9	0,9	0,9
Q _н , л/с	51	79	79
Q _{пров1} , л/с	15	15	13
Q _{пров2} , л/с	91	77	77

Таблица 21 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1036	1036-2663
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	88	53	23
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	75	75	38

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Результаты расчета бурильной колонны

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ	172	9,45	1200

Продолжение таблицы 22

Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК–127×9 Д	127	2610	93177
Расчет на наружное избыточное давление				
P_n , кгс/мм ²	5,8	Выполняется условие запаса прочности ($n>1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,68			
$P_{кр}/P_n$	1,151	Да	Нет	

В таблице 23 представлено проектирование КНБК для эксплуатационной колонны.

Таблица 23 – КНБК под бурение эксплуатационной колонны (1036-2663)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м	Назначение
	от	до				
1	1036	2663	БИТ 215,9 ВТ 613	46	0,34	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			ДРУ-195	1100	6,535	
			Клапан переливной КП-172	51	0,53	
			СИБ-2	1140	8,6	
			Переводник П 147/133	170	0,9	
			НУБТ	1200	9,45	
			ТБПК–127×9 Д	93177	2610	
			Σ	113071	2663	

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

Таблица 24 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

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, дПа	ПВ, дПа*с
от	до									
50	1036	1,14	20	40	45	7	7-8	2	30	20
1036	2663	1,12	15	30	30	4	8-9	1	25	20

Таблица 25 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
50	1036	Полимерглинистый Вода, глинопорошок, сайпан, габроил HV, НТФ, сода кальцинированная, сода каустическая
1036	2663	Полимерглинистый Вода, глинопорошок, сайпан, габроил HV, НТФ, сода кальцинированная, сода каустическая, NaКМЦ 80/800 (Камцел), СНПХ-ПКД, ФК-2000

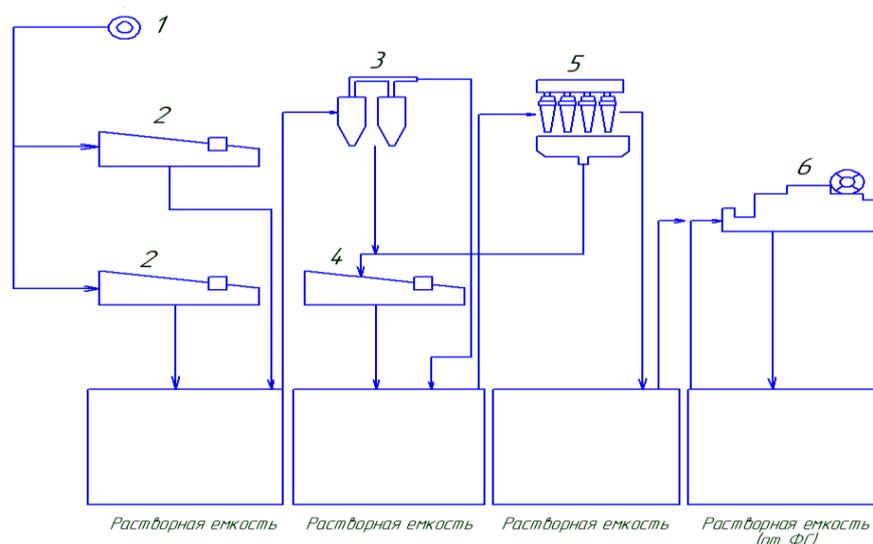


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

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. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 26, а в таблице 27 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 26 - Исходные данные гидравлической программы промывки

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_n , кг/м ³
2663	0,2159	1,1	25,45	43,26	2340
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_n , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,038	УНБ-600	0,004	0,016	15	1200
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м		d_b , м	
ПК 127-9 Д	0,127	2610		0,109	
ДРУ-195	0,195	6,535		0,08	
НУБТ	0,172	9,45		0,07	

Таблица 27 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1508	0,99	0,2375	0,7;1,7;1,8	1,9	0,13
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d , мм	
0,2	2,5	80	0,0003	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ПК 127-9 Д	22276	21617	130	1,6	0,19
ДРУ-195	8759	56214	23	0,011	0,002
НУБТ	13099	36472	51	0,01	0,001
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r	
ПК 127-9 Д	21961	21913	0,19	2,02	
ДРУ-195	15974	29857	0,21	0,03	
НУБТ	13983	34122	0,22	0,07	

При бурение эксплуатационной колонны испльзуется 1 насос с диаметром втулок 140 мм.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В таблице 28 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 28 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1010	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1020
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1490	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1830
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	795	глубина скважины, м	2663
высота столба буферной жидкости h_1 , м	500	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	230,8
высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	900

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.

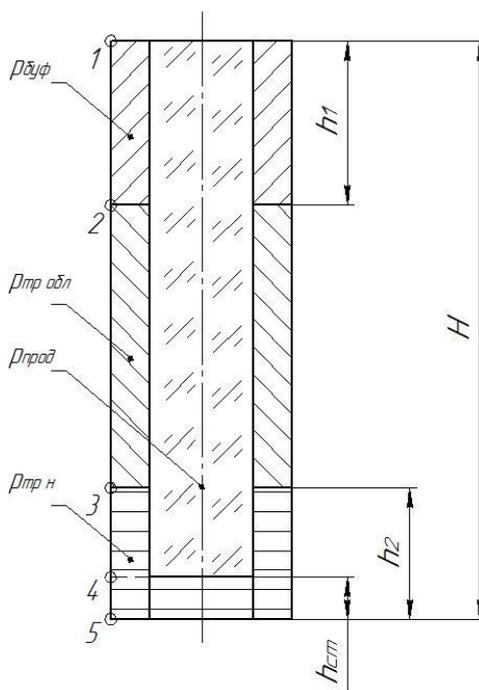


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	500	2432,2	2653	2663
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,05	8,786	10,631	10,732

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.

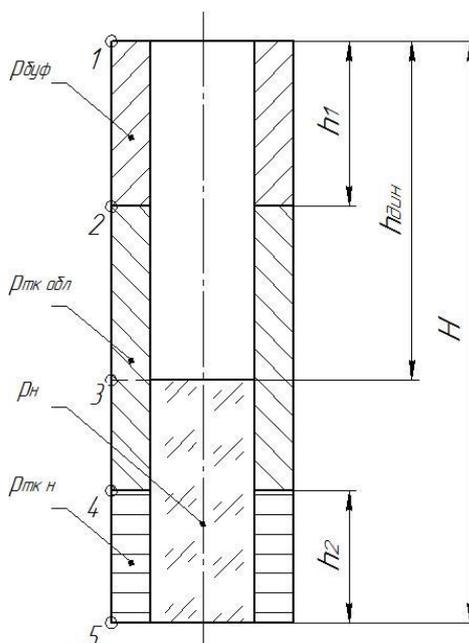


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

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

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	500	900	2432,2	2663
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,1	9,57	14,15	15,45

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

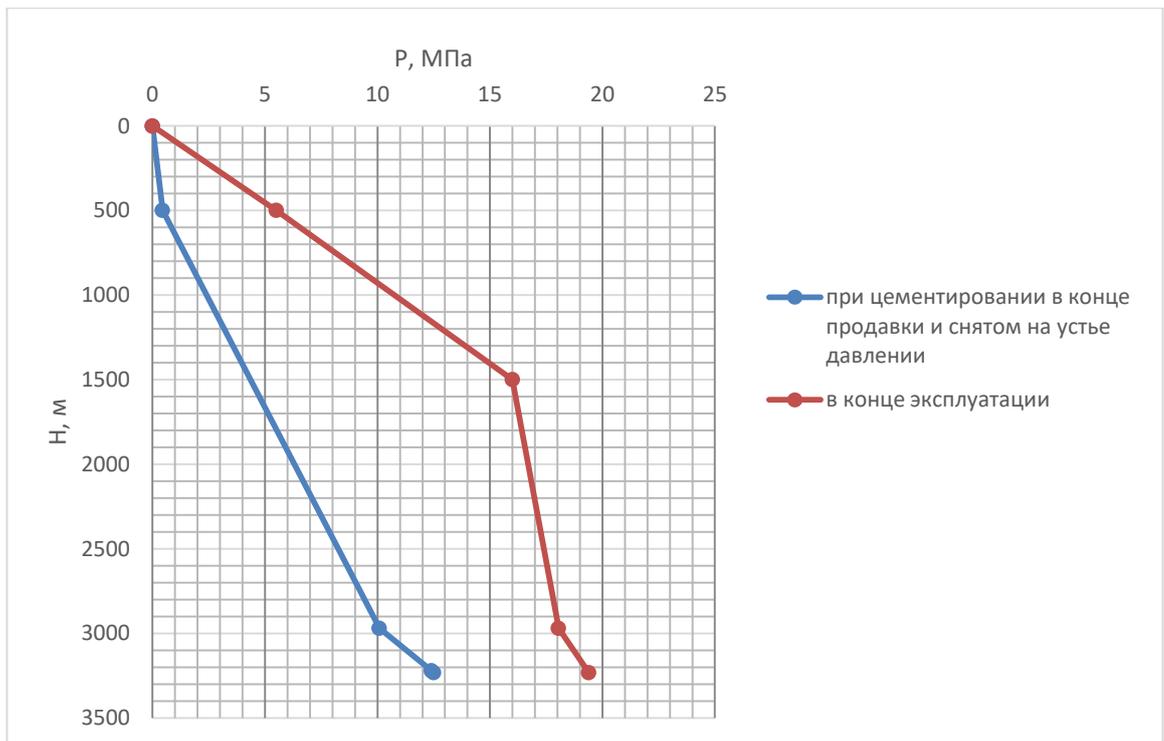


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

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 цементирующей головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

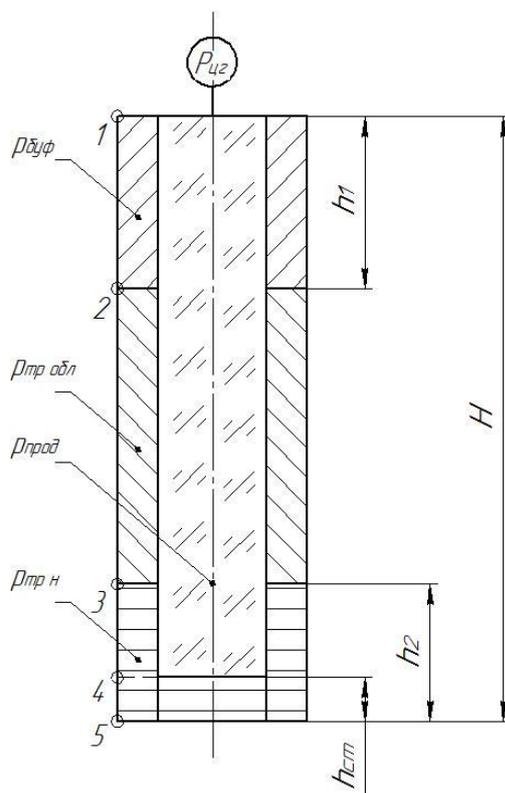


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 31 – 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	500	2432,2	2653	2663
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,521	19,471	10,735	8,97	8,972

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

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	500	2432,2	2663
Внутреннее избыточное давление, МПа	24,11	24,06	22,1	21,29

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

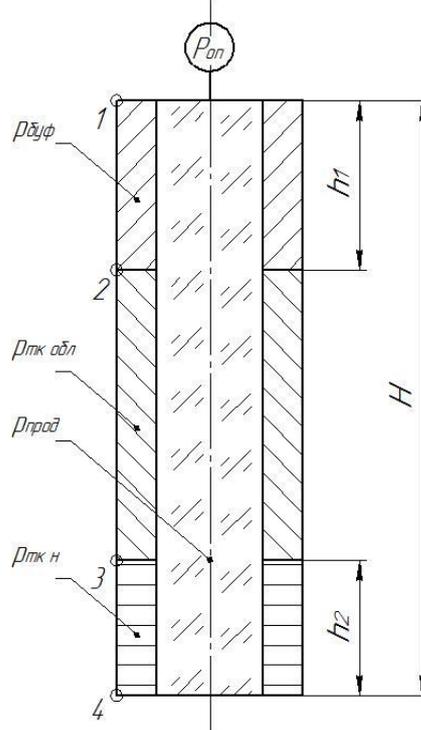


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

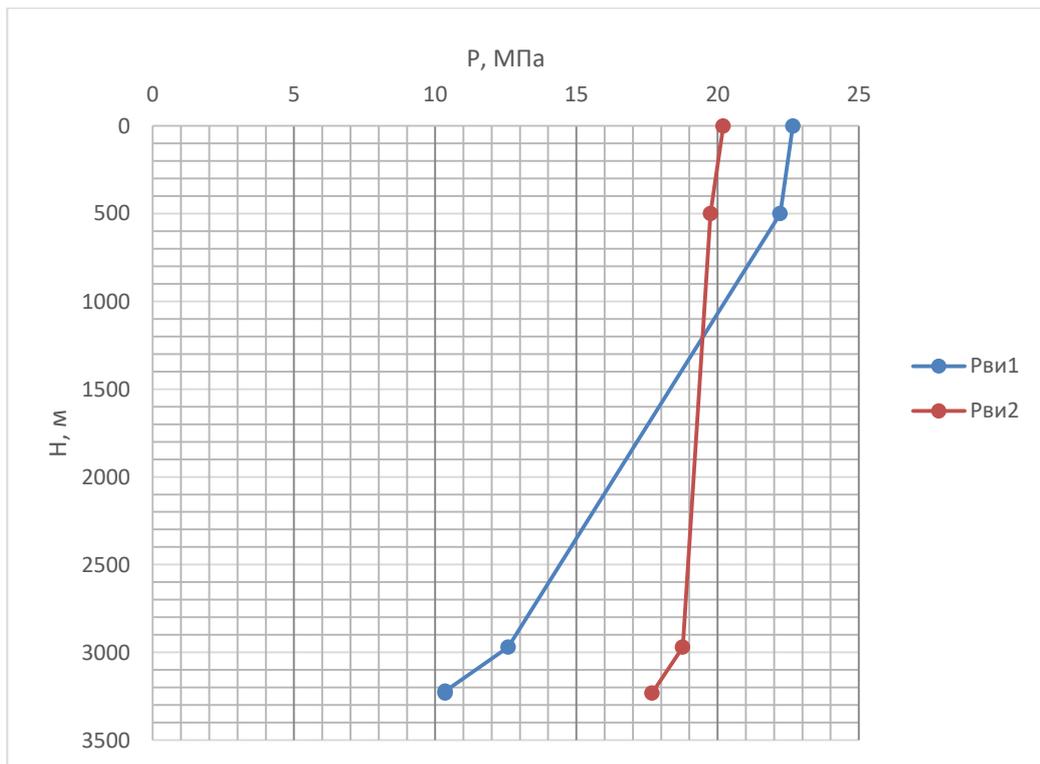


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 33 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 33 – Характеристика обсадных колонн

№	Длина, м	Суммарная длина, м	Группа прочности	Вес, т	Суммарный вес, т	Толщина стенок, мм
1	2663	2663	Д	60,28	60,28	6,5

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2)$$

37,5 < 50,7 МПа. Условие (2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

В таблице 34 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 34 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	24
Продавочная	59

2.4.2.3 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В таблицу 35 сводятся результаты данного расчета.

Таблица 35 – Объёмы тампонажных смесей и компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	5,9	7817	6,7
$\rho_{тробл}=1430 \text{ кг/м}^3$	47,8	38023	15,6
Сумма	53,7	45840	22,3

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведена схема расположения цементировочного оборудования.

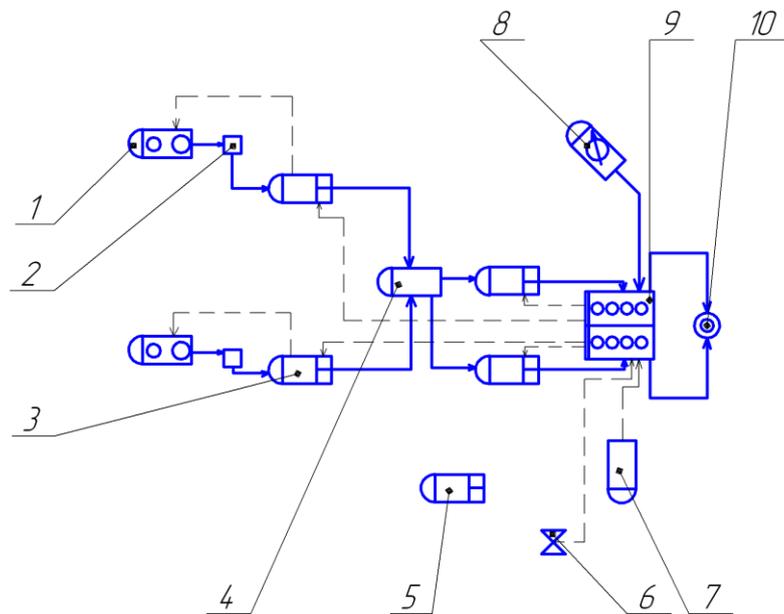


Рисунок 12 – Схема расположения цементировочного оборудования
 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

На рисунке 13 представлен график изменения давления на цементировочной головке.

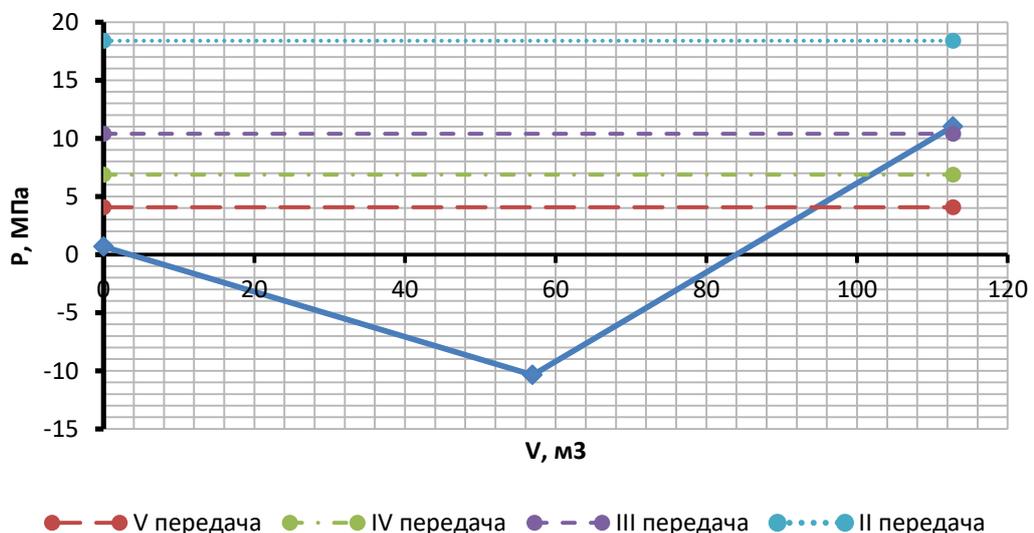


Рисунок 13 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 36 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 36 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	94,8
IV	7,2
III	9,6
II	1,1

2.4.2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 37.

Таблица 37 - Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Количество	Элементы технологической оснастки колонны
3	Эксплуатационная	1	Башмак БКМ-146
		1	Обратный клапан ЦКОДМ-146
		42	Центраторы ЦЦ-2-126/216
		1	Пробка ПРП-Ц-146

2.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1-80(100)*35

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПК105-Э. Интервал перфорации составляет 6 м. Поскольку мощность пласта составляет 75 м по вертикали, то

требуется не менее двенадцати спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи струйных аппаратов, которые обеспечивают требуемую депрессию путем снижения давления в подпакерной зоне до значений, меньших гидростатического. Струйный аппарат на рисунке 14 выполняет функцию насоса, создающего разрежение за струей на выходе насадки.

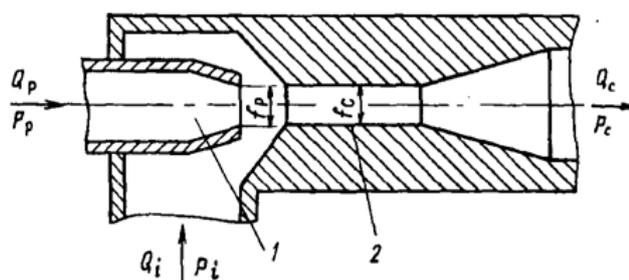


Рисунок 14 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, исходя из опыта ранее пробуренных скважин бурение осуществляется при оснастке 5хб, при этом грузоподъемность установки БУ – 3000 ЭУК-1М. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	93,177	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,14
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	60,28	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,32
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	121,13	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,65
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика БУ – 3000 ЭУК-1М приведена в таблице 39.

Таблица 39 – Характеристика буровой установки БУ – 3000 ЭУК-1М

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

3. Специальная часть

3.1 Ускорение строительства скважин с помощью применения в процессе бурения наддолотного эжекторного гидронасоса

Опыт проводки нефтяных и газовых скважин показывает, что с увеличением глубины бурения резко снижаются показатели работы долот. Основной причиной этого, по мнению большинства отечественных и зарубежных исследователей, является изменение забойных условий разрушения горных пород. Под этим подразумевается влияние таких факторов, как наличие порового, пластового, дифференциального, общего гидростатического и гидродинамического давлений, а также механических свойств горных пород.

В связи с этим были выполнены многочисленные лабораторные и промысловые исследования влияния вышеперечисленных факторов на условия разрушения горных пород, в результате которых было установлено:

- дифференциальное давление является одним из основных факторов, определяющих показатели работы долот;
- интенсивное снижение механической скорости проходки происходит в начальный момент роста дифференциального давления до 3,5 МПа. Дальнейшее повышение дифференциального давления (ΔP) сопровождается стабилизацией механической скорости проходки (V_m);
- со снижением дифференциального давления V_m возрастает;
- с ростом нагрузки на долото повышается чувствительность V_m к изменению дифференциального давления;

Таким образом, в настоящее время считается, что при существующих режимах бурения дифференциальное давление, как правило, является основным фактором, определяющим ТЭП бурения. При увеличении ΔP до 1,4...7,0 МПа, в зависимости от условий бурения, механическая скорость проходки может уменьшиться в 2...5 раз.

Эти вопросы важны не только для бурения скважин, но и для качественного вскрытия продуктивного пласта, его быстрого освоения и вовлечения в разработку.

По современной терминологии дифференциальное давление обуславливает статические силы, удерживающие шлам на забое, и численно равно разнице между гидростатическим давлением и пластовым (поровым). Но при циркуляции бурового раствора возникает ещё и гидродинамическое давление, которое также оказывает угнетающее давление на забой скважины. Следовательно, на забой скважины при циркуляции бурового раствора действует угнетающее давление, представляющее собой сумму дифференциального и гидродинамического давлений.

Наиболее распространёнными способами снижения дифференциального давления являются бурение на равновесии и аэрация бурового раствора.

Помимо традиционных методов минимизации гидродинамических потерь, существуют иные методы, основанные на использовании некоторых физических эффектов:

- использование эффекта Томса, который заключается в том, что при добавке в воду некоторых полимеров достигается значительное до 30% уменьшение потерь давления при турбулентном режиме течения. К понижающим трение веществам относятся КМЦ, ПАА, полиизобутелен и ряд других полимеров. Существует оптимальная массовая доля полимера, при которой достигается максимальный эффект. Она зависит от природы полимера, диаметра трубопровода, плотности жидкости и критерия Re .
- использование эффекта «ранней турбулентности» - некоторые добавки к буровым растворам снижают обобщённый параметр Рейнольдса $Re_{кр}$, изменяют режим течения, вызывая «раннюю» турбулентность. При этом резко улучшается выносная и, главное, очистная способность буровых растворов. Установлено, что нефть и КМЦ-500 являются активными стимуляторами «ранней» турбулентности, причём активность КМЦ-500 значительно выше, чем

нефти. Так при содержании КМЦ-500 в буровом растворе 0,35%, $Re_{кр}$ снизилось в 14 раз по сравнению с $Re_{кр}$ исходного раствора.

Для использования ЭЖГ была разработана методика по оптимизации гидравлической программы промывки скважин, включающая в себя выбор реологических параметров бурового раствора, диаметра цилиндрических втулок и производительности буровых насосов, а также расчёт количества и диаметров насадок в долоте.

3.2 Технические характеристики и принцип работы ЭЖГ

В результате анализа патентного фонда в 1989 г. была разработана и запатентована новая конструкция, которая позволила сохранить все преимущества эжекторных насосов и практически исключить все их недостатки.

Эжекторный гидронасос (ЭЖГ) состоит из корпуса с выполненным в нём вертикальным каналом для подачи к соплам струйных насосов рабочего агента, от четырёх и более активных сопел, соосных с соплами камер смешения, которые сообщаются с торцевой частью корпуса эжекторного гидронасоса посредством сквозных соединительных каналов (рисунок 15). Технические характеристики ЭЖГ приведены в таблице 40.

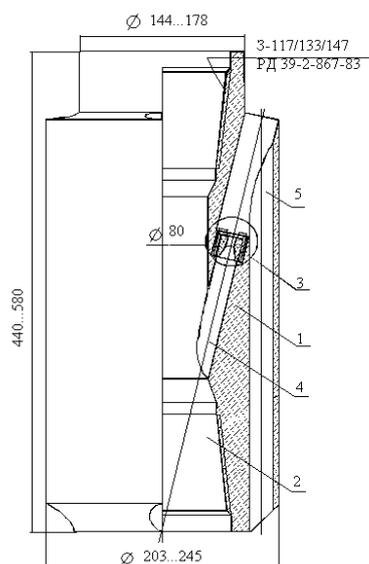


Рисунок 15 - Устройство эжекторного гидронасоса:

1 – корпус, 2 – вертикальный канал, 3 – активное сопло, 4 – камера смешения, 5 – соединительный канал

Оборудование гидронасоса устанавливается над долотом диаметром 215,9 мм и спускается в скважину в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Эжекторный гидронасос (ЭЖГ) работает следующим образом. В соответствии с гидравлическим расчётом в долото устанавливаются насадки одного диаметра. Затем в долото опускается один или два шарика диаметром на 3 - 4 мм больше диаметра насадки. Над долотом устанавливается эжекторный гидронасос (ЭЖГ), а сверху - компоновка низа бурильной колонны (КНБК). Собранный комплект спускается на забой. После чего подаётся буровой раствор, при этом, часть бурового раствора проходит через насадки долота и используется для очистки забоя, а часть используется для работы ЭЖГ. При подаче бурового раствора на сопло струйного насоса, высоконапорная струя поступает в камеру смешения. За счёт высокой скорости смешанного потока в месте соединения камеры смешения и подводящего канала создаётся разрежение, и жидкость из зоны работы долота вместе со шламом через подводящие каналы выходит в кольцевое пространство, ударяется о стенку скважины, упрочняя её. За счёт высокой скорости движения жидкости в кольцевом пространстве и ограниченного расстояния между стенкой скважины и корпусом гидронасоса, в этом кольцевом пространстве создаётся эффект дополнительной эжекции, т.е. при работе создаётся двухстадийная эжекция, что позволяет создавать значительную депрессию в зоне работы долота (рисунок 16) .

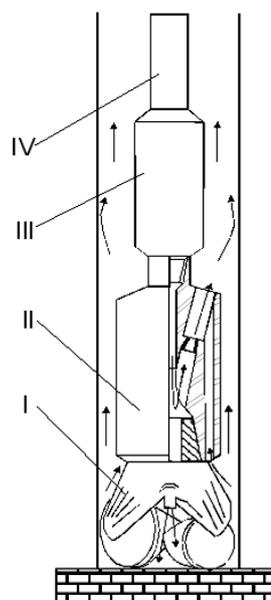


Рисунок 16 - Схема работы эжекторного гидронасоса при бурении скважин:
 I – долото, II – эжекторный гидронасос, III – забойный двигатель, IV – бурильные трубы.

Таблица 40 - Технические характеристики ЭЖГ

Наименование характеристики	Маркировка			
	ЭЖГ-203/117	ЭЖГ-203/133	ЭЖГ-203/147	ЭЖГ-245
Масса, кг	75	78	82	120
Материал корпуса	Сталь 40X или 40XH2MA или 38XH3MA по ГОСТ4543-71			
Длина, мм	440	540	580	550
Количество струйных насосов, шт	4	4	4	6
Внутренний диаметр сопла, мм	5	5	5	5
Внутренний диаметр камеры смешения, мм	30	30	30	30
Рабочий перепад давления, МПа				
от	3,0	3,0	3,0	3,0
до	15,0	15,0	15,0	15,0
Присоединительные резьбы:				
на вал шпинделя	3-117	3-133	3-147	3-147
на долото	3-117	3-117	3-117	3-152
Температура рабочей жидкости	не лимитирована			
Увеличение показателей бурения при перепаде давления на соплах 3,0 МПа, %				
механическая скорость проходка на долото	не менее 25 не менее 25			
Время работы до износа сопел при перепаде давления 15,0 МПа не менее, час	400			
Сопла	Керамические несменные			

3.3 Технология применения ЭЖГ для увеличения механической скорости бурения

Для лучшей работы ЭЖГ выбирается технологический режим. Под технологическим режимом работы подразумевается выбор необходимых втулок на силовом насосе, его производительности, максимально возможного давления, а также, выбор необходимого диаметра и количества насадок на долоте и срабатываемого в них давления. При этом исходим из двух положений:

- максимальный гидравлический эффект достигается при максимальном давлении на выкиде насосов;
- исходя из глубины бурения можно определить оптимальное соотношение скорости потока и диаметра насадок долота для обеспечения максимальной гидравлической мощности подводимой к долоту.

Для расчёта эжекторного насоса и диаметра насадок на долоте применяется следующая методика:

- на долото насадки выбираются исходя из допустимого резерва давления $P_{2м}$;
- определяется эквивалентный диаметр насадок, устанавливаемых на долото, без учёта насадок ЭЖГ по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{Q}{1,012\varphi t \sqrt{\frac{P_{2м} \cdot 10^6}{\rho_{бр}}}}}, \quad (3)$$

где φ - коэффициент равный 0,9...0,95;

$\rho_{бр}$ - плотность бурового раствора, $кг/м^3$;

t - количество насадок, *шт.*

- для того чтобы определить фактический диаметр устанавливаемых на долото насадок с учётом диаметра и количества насадок на ЭЖГ, необходимо определить разность площадей насадок ΔF , установленных на ЭЖГ и долоте;

- определив ΔF , находится диаметр насадок, устанавливаемых на долото по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{\Delta F}{0,785m}}, \quad (4)$$

После выбора технологического режима работы ЭЖГ, на долото устанавливаются необходимые насадки одинакового диаметра и, одна или две насадки глушатся стальными шариками (режим «блуждающей промывки»). После этого собирается компоновка и спускается на забой. Бурение производится по существующей технологии.

3.4 Опыт применения ЭЖГ

Испытания гидронасоса при роторном бурении проводились на месторождениях Сахалина и Саратова. Результаты работ показали, что прирост скорости бурения и проходки на долото зависит от перепада давления на гидронасосе, минимальный перепад давления должен составлять не менее 3,0 МПа. Увеличение скорости бурения при этом составляет 25...30%, а проходки на долото – 35...40%. При дальнейшем увеличении перепада давления прирост показателей также увеличивается: при перепаде давления на гидронасосе 6,0 МПа, увеличение скорости составляет 80...100%, проходки – 90...120%.

Широко были проведены испытания ЭЖГ при бурении гидравлическими забойными двигателями на месторождениях Западной Сибири. ЭЖГ был отработан на 30 скважинах в интервале 50 - 1000м и 2200 - 2800м. При бурении под кондуктор (интервал 50 - 1000м) использовались долота 295,3 МЗ-ГНУ и СЗГВ. При сравнении не учитывались интервалы набора зенитного угла. Среднее значение механической скорости по базовым скважинам составляет 23,9 м/ч. Среднее значение механической скорости по скважинам пробуренным с применением ЭЖГ составляет 41,9 м/ч. Наиболее показательны результаты при бурении вертикальных участков. При бурении под эксплуатационную колонну, для сравнения учитывался только интервал

2200 – 2800 м. В качестве базы сравнения были взяты близлежащие скважины с одинаковым отходом и азимутом ± 300 . Среднее значение механической скорости по базовым скважинам составило 8,56 м/ч, по проходке - 46,6 м. Среднее значение механической скорости по скважинам, пробуренным с применением ЭЖГ, составило 11,4 м/ч, по проходке - 71,4 м. Увеличение, по сравнению с базовыми скважинами, механической скорости бурения составило 33 %, а по проходке – 53 %.

При бурении турбобурами с применением ЭЖГ показатели несколько ниже, так как турбобуры забирают на себя основную гидравлическую мощность насосов и, перепад давления на долоте и ЭЖГ составлял не более 3,0...4,0 МПа.

3.5 Анализ экономической эффективности бурения с применением ЭЖГ

Экономическая эффективность определяется из расчета уменьшения стоимости метра проходки скважины, на основе формулы (32). При этом необходимо учесть увеличение показателей механической скорости и проходки с использованием ЭЖГ на 25 %.

Экономическая эффективность бурения под кондуктор:

Долото 295,3 М-ГВ R 187 (без ЭЖГ):

$$C_m = \left(\frac{1}{40} + \frac{t_{cn} + t_n}{V_m} \right) \cdot 65000 + \frac{C_d}{V_m}, \quad (5)$$

где C_d -стоимость метра проходки; t_{cn} -время на спуско-подъемные операции; V_m -механическая скорость проходки; h -проходка.

$$C_m = \left(\frac{1}{40} + \frac{3,5 + 0,5}{400} \right) \cdot 65000 + \frac{150000}{400} = 2650 \text{руб/ м},$$

Долото 295,3 М-ГВ R 187 (с ЭЖГ): $C_d = 150000 \text{руб}; t_{cn} = 3,5 \text{ч}; t_n = 0,5 \text{ч};$

$V_m = 50 \text{м/ час}; h = 500 \text{м}.$

$$C_m = \left(\frac{1}{50} + \frac{3,5 + 0,5}{500} \right) \cdot 65000 + \frac{150000}{500} = 2120 \text{руб/ м},$$

Экономическая эффективность при бурении под кондуктор: 530 руб/м, или снижение стоимости метра скважины на 20 %.

Бурение под эксплуатационную колонну:

Долото 190,5 СЗ-ГАУ R 27А (без ЭЖГ с турбобуром): $C_{\text{д}} = 120000 \text{руб}$; $t_{\text{сн}} = 18,5 \text{ч}$;

$t_{\text{н}} = 3 \text{ч}$; $V_{\text{М}} = 20 \text{м/час}$; $h = 250 \text{м}$.

$$C_m = \left(\frac{1}{20} + \frac{18,5 + 3}{250} \right) \cdot 65000 + \frac{120000}{250} = 9320 \text{руб/м},$$

Долото 190,5 СЗ-ГАУ R 27А (с ЭЖГ с турбобуром): $C_{\text{д}} = 120000 \text{руб}$; $t_{\text{сн}} = 16,5 \text{ч}$;

$t_{\text{н}} = 2,5 \text{ч}$; $V_{\text{М}} = 25 \text{м/час}$; $h = 313 \text{м}$.

$$C_m = \left(\frac{1}{25} + \frac{16,5 + 2,5}{313} \right) \cdot 65000 + \frac{120000}{313} = 6929 \text{руб/м},$$

Экономическая эффективность при бурении под эксплуатационную колонну (турбобуром): 2391 руб/м, или снижение стоимости метра скважины на 26 %.

Долото 190,5 СЗ-ГАУ R 27А (без ЭЖГ с ВЗД): $C_{\text{д}} = 120000 \text{руб}$; $t_{\text{сн}} = 7 \text{ч}$; $t_{\text{н}} = 0,5 \text{ч}$;

$V_{\text{М}} = 10 \text{м/час}$; $h = 250 \text{м}$.

$$C_m = \left(\frac{1}{10} + \frac{7 + 0,5}{250} \right) \cdot 65000 + \frac{120000}{250} = 8930 \text{руб/м},$$

Долото 190,5 СЗ-ГАУ R 27А (с ЭЖГ с ВЗД): $C_{\text{д}} = 120000 \text{руб}$; $t_{\text{сн}} = 7 \text{ч}$; $t_{\text{н}} = 0,5 \text{ч}$;

$V_{\text{М}} = 13 \text{м/час}$; $h = 313 \text{м}$.

$$C_m = \left(\frac{1}{13} + \frac{7 + 0,5}{313} \right) \cdot 65000 + \frac{120000}{313} = 6941 \text{руб/м},$$

Экономическая эффективность при бурении под эксплуатационную колонну (ВЗД): 1989 руб/м, или снижение стоимости метра скважины на 23 %.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы:

Устойчивый режим работы эжекторного гидронасоса (ЭЖГ) наступает при перепаде давления на нём от 3,0 МПа, при дальнейшем увеличении перепада давления прирост механической скорости бурения увеличивается практически линейно.

Проходка на долото увеличивается пропорционально перепаду давления на гидронасосе, но темп увеличения данного показателя несколько выше, чем темп увеличения механической скорости бурения, что объясняется исключением явления рециркуляции шлама в зоне работы долота. За счёт этого, резко снижается темп износа вооружения долота.

Применение ЭЖГ исключает образование “сальников” на долоте и по замечанию бурильщиков позволяет доходить до забоя без посадок и проработок.

При проведении кавернометрии было отмечено, что в интервалах пробуренных с применением ЭЖГ, диаметр ствола скважины был близок к номинальному.

3.6 Причины малого использования ЭЖГ

- Используя долота с центральной промывкой, или алмазных долот, нет возможности применения этого эжекторного гидронасоса, потому что из-за симметричных потоков не удаляется выбуренная порода из под долота.
- Для того чтобы полностью произвести очистку зубьев долота нужен асимметричный, направленный поток жидкости.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (6)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (7)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (8)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (9)$$

В таблице 41 - Представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 41 - Данные и результаты расчета СПО

	кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	4	5
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	50	1036
Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	1036	2663
Длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	37,03	58,46
Средняя проходка на долото, h(м)	248	248
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{СП} (шт)	61,1	333,4
Количество поднимаемых свечей N _{ПОД} (шт)	100,8	383
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1СВ} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{СП} (час)	2,5	13,9
Время подъёма свечей, T _{ПОД} (час)	4,2	16
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	36,6	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 42.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (10)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (11)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (12)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (13)$$

Таблица 42 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2663
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	203,3
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, t _{ПВР} (час)	41,7
Календарное время бурения, T _К (час)	586,9
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	10,7
Механическая скорость бурения, V _М (м/час)	13,1
Рейсовая скорость бурения, V _Р (м/час)	9,5
Коммерческая скорость, V _К (м/ст.мес)	3267
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	248

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, 44.

Таблица 43 - Продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	60,2	21,4	3	24,5	-	11,3
Передвижка 15 м	38,6	1,6	1,2	24,5	-	11,3

Демонтаж	8,4	8,4	-	-	-	-
----------	-----	-----	---	---	---	---

Таблица 44 – Продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе		
		Направление	Кондуктор	Эксплуатационная
Бурение	15,2	0,7	5	9,5
Крепление	9,3	1,5	3,8	4
Всего	24,5	2,2	8,8	13,5

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-0,7 мес; передвижка-0,05 мес.												
Буровые	Строительство скважины-0,8 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,37 мес.												
Вышкомонтажные	Демонтаж-0,28 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 отдыха. 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,	2 чел,
Сварщик	2 чел,
Лаборант	2 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	167835000	167835000	
	Основные расходы					
	А. Собственно геологоразведочные работы:					
1	1. Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3356700	
	2. Буровые растворы	м	2663	45500	121166500	
	3. Работы по креплению	ч	223,2	32450	7242840	
	4. Испытание и вызов притока	сут	11,3	33450	377985	
	5. Геофизические работы (комплекс)			1950800	1950800	
	Итого полевых работ: Σ1					134094825
	1. Организация полевых работ	%		1,2 от Σ 1	1609137	
	2. Ликвидация полевых работ	%		1,5 от Σ 1	2011422	
Итого расходов А: Σ 2					137715384	

Продолжение таблицы 46

Б. Сопутствующие работы и затраты					
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	27543076
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	17902999
	Итого расходов Б: Σ 3				45446075
	Итого основных расходов А+Б				183161460
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	25642604
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	31320609
	Итого по расчету:				240124674
	Компенслируемые затраты				
4	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1072758
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4131461
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11017230
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	6885769
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	5494843
	ИТОГО себестоимость проекта				268726736
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				317097548

5 Социальная ответственность

Введение

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2545м на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при обслуживании бурового оборудования в таблице 47.

Таблица 47 - Опасные и вредные факторы при работе с буровым оборудованием

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание Буровых Установок	1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород). 3. Повышение уровней шума; 4. Повышение уровней вибрации. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. 2. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 4. Электрический ток. 5. Механические травмы. 6. Пожары. 7. Взрывы.	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4
			ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно- гигиенические требования» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени года;
- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;

запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать распираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Превышение уровня шума и вибрации.

Основным источником шума и вибрации на буровой установке является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА [Сан. П и.Н] и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения уровня шума действующего на рабочих используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

На рабочих находящихся на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент,

увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Нормы освещённости представлены в таблице 48.

Таблица 48 - Нормы освещённости

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд и подразряд зрительной работы	Места установки светильников	Рабочее освещение	Аварийное освещение
			освещённость, лк	
1	2	3	4	5
Роторный стол	2	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м) и 6 м (для вышки 53м), под углом 45-50 ⁰ Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 ⁰ к вертикали	100	10
Щит контрольно- измерительных приборов	3	Перед приборами	75	10
Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5м от пола полатей, под углом не менее 50 ⁰	30	10
Путь движения талевого блока	4	На лестничных площадках . По высоте вышки, под углом не менее 65-70 ⁰	30	10
Кронблок	4	Над кронблоком	25	10
Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10	10
Лестницы, марши сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки	10	10
Помещение вышечного блока	2	На высоте не менее 6 м	75	10
Помещение насосного блока	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Превенторная установка	3	Под полом буровой	75	10
Желобная система	5	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	10	10
Площадка горюче-смазочных материалов	5	На высоте не менее 3м	10	10

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное. Дополнительное освещение обеспечивается за счет установки галогенных прожекторов 1000W и светильников в взрывозащищенном исполнении на рабочих местах.

5.2 Анализ опасных производственных факторов

Биологический фактор.

Кустовая площадка. Заболевания, состояния носительства, интоксикации, вызванных микроорганизмами: бактериями, вирусами, риккетсиями, спирохетами, грибами, актиномицетами, простейшими и продуктами их жизнедеятельности, и микроорганизмами: животными, растениями, человеком и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Сенсбилизации организма, вызванной микроорганизмами, перечисленными выше, и микроорганизмами: животными, растениями и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Травм, вызванных микроорганизмами: растениями, животными, человеком. Основной вид защиты: применение СИЗ, применение специальных репеллентных средств.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

К движущимся машинам и механизмам производственного оборудования на буровой установке относятся:

- буровая лебедка;
- автоматический ключ буровой (АКБ 3М2);

- вибросита;
- вращающийся вал бурового насоса УНБ-600;
- крюкоблок.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Соответствующее требование устанавливается техническими заданиями на разработку и изготовление оборудования.

Ограждение должно быть быстросъемным и удобным для монтажа.

Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом.

Все эти мероприятия помогут оградить работников от получения травм при работе с механизмами и движущимися машинами.

Поражения электрическим током.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от ДЭС.

Основные непосредственные причины электротравматизма: доступность прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г. и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.

– обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Механические травмы на буровой установке.

Возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо:

- Оградить вращающиеся части механизмов.
- Обеспечить машинные ключи страховочными канатами.
- Проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- При ремонте должны вывешиваться знаки оповещающие о проведении ремонтных работ.
- Весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.
- Проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения.
- Проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств.
- При работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Госгортехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Госгортехнадзора. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д.), которые также подлежат испытанию.

Пожаровзрывоопасность.

Источники воспламенения:

- короткое замыкание, перегрев проводки;
- источники открытого огня (факела, паяльные лампы);
- разряд молнии;
- разряд статического электричества.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважин каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- Располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- Хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки. Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

Для исключения возможного возгорания от разряда статического электричества все оборудование, а также буровая установка заземляются.

Взрывы возможны при:

- наличии горючих веществ в резервуарах и топливных баках;
- наличие окислителя или среды;
- наличие сосудов под давлением (сепараторы, компенсаторы);
- источника воспламенения (открытый огонь, короткое замыкание, разряд статического электричества).

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.

- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторкратное давление. Также должны быть установлены различные контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд.

Для организации тушения случайного пожара на площадке применяются первичные средства пожаротушения ВНТП 3-85 и 2 мотопомпы ММ 27/100. До прибытия пожарных подразделений тушение организует мастер бурения с привлечением добровольной пожарной дружины из специального обученного персонала буровой. Остальные люди не участвующие в тушении пожара эвакуируются на безопасном расстоянии.

Для ликвидации горения ЛВЖ и ГЖ на складе хранится концентрированный фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь «НАТИСК НСК» 3%. Для подачи пены в очаг пожара применяются установки комбинированного тушения пожаров УКТП “Пурга-10” – 2 шт., также они могут применяться для тушения пожара на всех объектах, размещаемых на площадке.

5.3 Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 49.

Таблица 49 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель.	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами. Засорение почвы производственными отходами и мусором. Создание выемок и неровностей. Уничтожение сельскохозяйственной растительности.	3.Рекультивация земель. 1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов. Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора. Засыпка выемок. Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары.	Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков.	Уборка и уничтожение порубочных остатков. 1.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос. 2.Использование вырубленной древесины.
Оставление недорубов, захламление лесосек.	Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").	1.Попенная оплата. 2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.

Продолжение таблицы 49

1	2	3
<p>Вода и водные ресурсы Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды).</p> <p>Загрязнение бытовыми стоками.</p>	<p>Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.</p> <p>Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод.</p>	<p>1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).</p> <p>1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.</p>
<p>Недра.</p>	<p>Нарушение естественных свойств геологической среды. Некомплексное изучение недр.</p>	<p>1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.</p> <p>1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.</p> <p>1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.</p>

Продолжение таблицы 49

1	2	3
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1.Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2.Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. Профилактическая работа.

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

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

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое";

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр.

Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины.

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76ОП):

- ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы;

- ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы;

- ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв;

- ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель;

- ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);

- техногенные (аварии, пожары);

- военные.

Противопожарная безопасность.

Буровой установке присваивается взрывопожароопасная категория А [Федерального закона-123]. Характеристика веществ и материалов находящихся в помещении категории А: горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются в насосной, в котельной, на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. В таблице 51 представлена укомплектованность пожарного щита.

Таблица 50 - Укомплектованность пожарного щита

№ п/п	Наименование	Количество, шт.
1.	огнетушитель пенный	2 шт.
2.	лопата штыковая	1 шт.
3.	лопата совковая	1 шт.
4.	багор	2 шт.
5.	топор	2 шт.
6.	ведро	2 шт.
7.	лом	2 шт.
8.	ящик с песком	1 шт.
9.	кошма 2×2 м	1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Правовую основу организации работ в чрезвычайных ситуациях и ликвидации их последствий составляет закон Российской Федерации «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (1994), который определяет общие для Российской Федерации организационно правовые нормы в области защиты ее граждан, иностранных граждан и лиц без гражданства, находящихся на территории Российской Федерации или его части, объектов производственного и социального

назначения, а также окружающей природной среды от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

В федеральном законе «О пожарной безопасности» (1994) определяются общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в России, дается регулирование отношений между органами государственной власти, органами местного самоуправления, предприятиями, организациями, крестьянскими хозяйствами и иными юридическими лицами независимо от форм собственности.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 1997 определяет правовые, экономические, и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организации к локализации последствий аварии.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

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

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

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

4. Инженер по бурению должен знать:

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

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

Заключение

В рассмотренной выпускной квалификационной работе разобраны все основные вопросы, возникающие при строительстве нефтяных и газовых скважин. Освещен выбор типа забоя и конструкции, рассчитан профиль скважины, предоставлена вся основная информация по заканчиванию скважины. В специальной части рассказывается о преимуществах и недостатках наддолотного эжекторного гидронасоса. А также проработана экономическая часть и социальная ответственность.

Список использованных источников

1. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. – М.: Недра, 1987. – 156 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 1998. – 144 с.
7. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/под ред. А. Г. Калинина. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001.
8. Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
9. Сароян А.Е. Трубы нефтяного сортамента. –М.: Недра, 1987. – 488 с.
10. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.
11. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
12. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.
13. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.
14. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.