



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
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2600 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК – 622.323:622.243.22.(24:181)(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Гофман Роман Павлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артём Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Гофман Роман Павлович

Тема работы:

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2600 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16 июня 2017 г.
--	-----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Пакет экспериментальной и промышленной информации по Казанскому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</i>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Общая и геологическая часть 2. Технологическая часть 3. Специальная часть 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд); КНБК (компоновка низа бурильной колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Отсутствуют	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артём Владимирович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Гофман Роман Павлович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Гофман Роман Павлович

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 Самотлорском месторождении	Расчет технико-экономических показателей
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.04.2017
---	------------

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	Гофман Роман Павлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Гофман Роман Павлович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	Объектом ВКР является буровая установка на бурение нефтяной скважины глубиной 2600 метров.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Производственная безопасность</i> <i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на казанском нефтегазоконденсатном месторождении (томская область)</i> <i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов</i>	<i>Вредные факторы: Повышение уровня шума, неудовлетворительная освещенность, неудовлетворительный микроклимат, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, превышение уровня вибрации.</i> <i>Опасные факторы: Движущиеся части машин и механизмов, пожаровзрывобезопасность, поражение электрическим током.</i>
<i>2. Экологическая безопасность:</i> <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>	<i>Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу.</i> <i>Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</i>
<i>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i> <i>Выбор наиболее типичной ЧС;</i> <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС.</i>	<i>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения</i> <i>Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс.</i> <i>Действия при пожаре.</i> <i>Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i> <i>Пожаровзрывоопасность.</i>
<i>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</i>	<i>Нормы:</i> <i>МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»</i> <i>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»</i> <i>СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение</i> <i>ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования</i> <i>Организационные мероприятия для компоновки рабочей зоны.</i> <i>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования"</i>

	СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты 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"
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.04.2017
---	------------

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	Гофман Роман Павлович		

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

Институт-Институт природных ресурсов

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

Кафедра - Бурение нефтяных и газовых скважин

Форма представления работы:

Дипломная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы	05.06.2017
---	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.2015	Общие сведения о месторождении;	10
20.02.2015	Общая геологическая часть	15
25.03.2015	Технологическая часть	25
30.04.2015	Расчет основных проектных параметров профилактики противофонтанной безопасности при бурении скважин с большим газовым фактором	20
10.05.2015	Сравнительный анализ данных	10
25.05.2015	Социальная ответственность	10
30.05.2015	«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 90 страниц, включая 16 рисунков, 48 таблиц, 31 библиографический источник.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СКВАЖИНА, ПЛАСТ, КОНСТРУКЦИЯ, ПРОФИЛЬ, ИНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, БУРОВАЯ УСТАНОВКА, ОБСАДНАЯ И БУРИЛЬНЫЕ КОЛОННЫ, КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ПОЖАРНАЯ, ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка технологических решений для строительства скважины на месторождении. Объектом исследования является наклонно - направленная скважина на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении. Предмет – разработка конструктивных параметров для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на Казанском месторождении

В процессе исследования описаны краткие географо-экономическая и геологическая характеристика района проектируемых работ. Проведен расчет параметров проводки скважины и процессов заканчивания скважины, произведен выбор необходимого оборудования и инструмента.

В результате получены основные конструктивные параметры для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров, с ожидаемым дебитом нефти 10-100м³ (пласт Ю₁²) и 30-200м³/сутки газоконденсата (пласт Ю₁¹). Полученные результаты приняты предприятием ОАО «Томскгазпром» к рассмотрению для применения на данном месторождении.

Экономическая эффективность работы невелика вследствие склонности данной работы к общепринятым решениям, но в целом полученные результаты приведут к более значимому эффекту из-за отсутствия аварийности и несчастных случаев на производстве.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор MicrosoftWord, презентация подготовлена с помощью MicrosoftPowerPoint

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ВОЗ	– водоохранная зона
ГВНЗ	– газоводонефтяная залежь
НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
ГРП	– гидравлический разрыв пласта
КНБК	– компоновка низа бурильной колонны
УБТ	– утяжеленные бурильные трубы
ЛБТ	– легкосплавные бурильные трубы
БК	– бурильная колонна
КБТ	– колонна бурильных труб
КСО	– компания социальной ответственности

Оглавление

Введение	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2 Геологические условия бурения	17
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	23
1.4 Зоны возможных осложнений	25
1.5 Исследовательские работы	26
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	28
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	28
2.2. Обоснование конструкции скважины	29
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	29
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	30
2.2.3. Определения числа обсадных колонн и глубин их спуска	32
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	33
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	33
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	34
2.3 Углубление скважины	35
2.3.1 Выбор способа бурения	35
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	36
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	36
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	37
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	38
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	39
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	42
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	46
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	47
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	47
2.4.1 Расчет обсадных колонн	48
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	48
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	50
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	52
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	52
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	52
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости	53

2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	53
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины	53
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования	53
2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	54
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	55
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	55
2.5	Выбор и обоснование буровой установки	56
3	СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	57
3.1	Возможность проведения наклонных и горизонтальных скважин с помощью устройства с винтовой парой	57
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	64
4.2	Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	68
4.2.1	Расчёт скоростей бурения	68
4.2.2	Численный и квалификационный состав буровой бригады	69
4.3	Расчет сметной стоимости сооружения скважины	71
4.4	План организационно-технических мероприятий по повышению ТЭП	72
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
5.1	Производственная безопасность	73
5.2	Экологическая безопасность	78
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
	Заключение	87
	Список использованных источников	89
	Приложение А	91
	Приложение Б	92

Введение

В период действия санкций в отношении России возникает потребность в наукоемких и импортозамещающих материалах и развитие российских технологий производства, а снижение запасов нефти и газа предполагает более жесткую привязку к качеству строительства скважин, особенно разобщения пластов и вскрытия продуктивных горизонтов.

Перед сервисными компаниями стоит задача приблизить технологические решения строительства скважин не только к экономически эффективным условиям разработки, но и к условиям наибольшей безопасности жизнедеятельности человека и наименьшего негативного воздействия на экосистему. Применяя новые инструменты и оборудования, не изобретая, а соблюдая технологию проводки скважины можно добиться хороших результатов по извлекаемости флюидов из продуктивной залежи это основной показатель качества работ по строительству скважины.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка технологических решений для строительства скважины на месторождении.

Задачи:

- рассмотреть географо- экономические и геологические условия района проектируемых работ;
- разработать технические решения для строительства скважины (расчет профиля и конструкции скважины, проектирование параметров и рецептур бурового раствора, расчет режимов бурения, скважины, обвязки скважины, режимов и технологии заканчивания скважины, обоснование выбранных бурильных и обсадных колонн, выбор КНБК, режимов промывки скважины, выбор буровой установки);
- рассчитать показатели мероприятий по ресурсоэффективности и ресурсосбережению на предприятии ОАО «Томскгазпром»;
- проанализировать мероприятия по социальной ответственности, безопасность жизнедеятельности и охрана окружающей среды на предприятии ОАО «Томскгазпром».

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

Предмет – разработка конструктивных параметров для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на Казанском месторождении

Отличительная особенность данного проекта – расчет основных проектных параметров профилактики противofонтанной безопасности при бурении скважин с большим газовым фактором.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

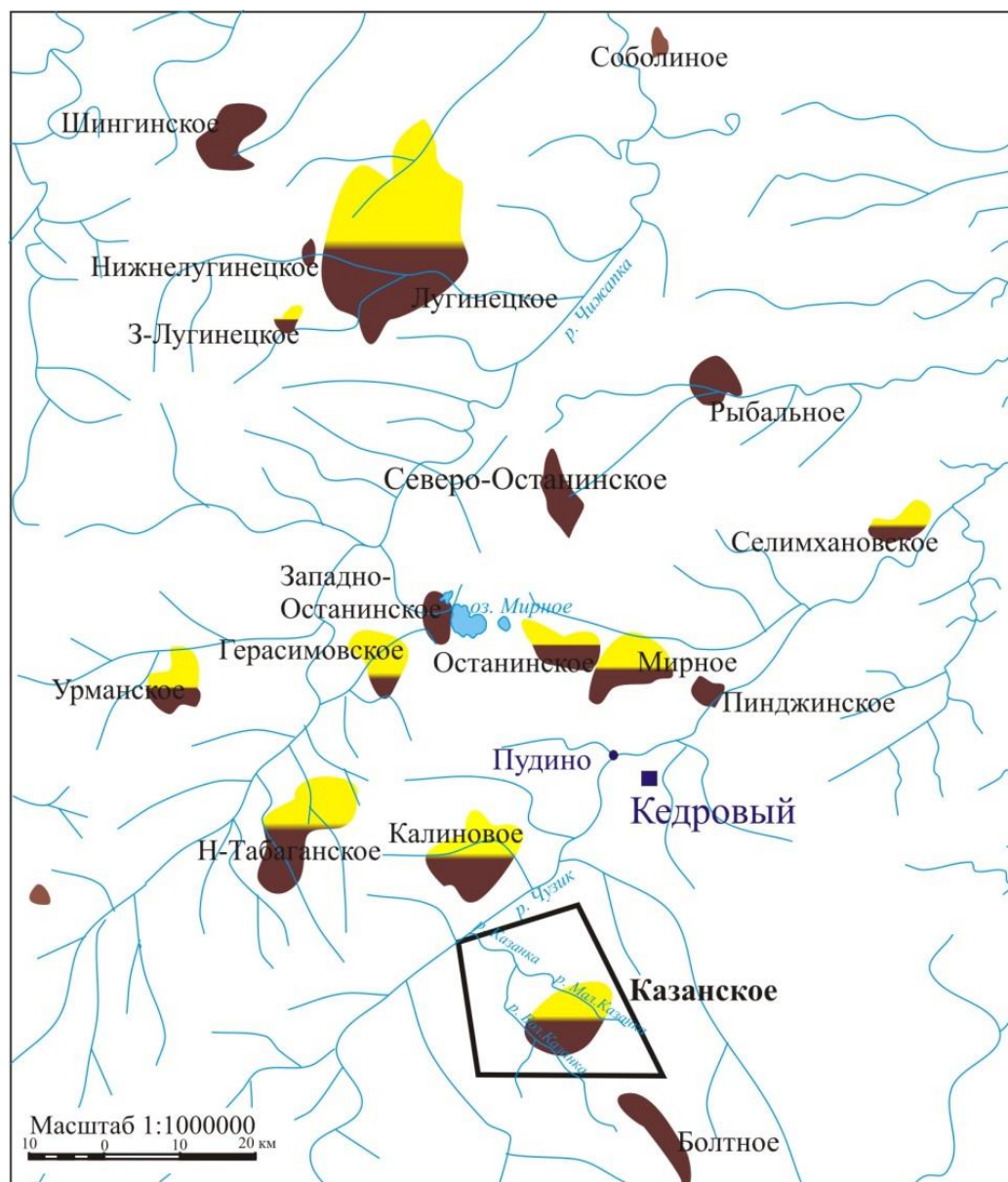
Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
1	2
Месторождение (площадь)	Казанское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-3,0 +35 -55
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
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП – до куста, разводка внутри куста 220-380 В Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Томск (600 км) п. Мыльджино (280 км) п. Каргасок (120 км) г. Кедровый (60 км.)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.



Масштаб 1:1 000 000

Условные обозначения:

-  нефтяные месторождения
-  нефтегазоконденсатные месторождения
-  контуры Казанского лицензионного участка

Рисунок 1– Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,4
30	125	Некрасовская серия	P ₃	-	-	-“-
125	170	Чеганская свита	P ₃ – P ₂	5	0	-“-
170	260	Люлинворская свита	P ₂	-“-	-“-	-“-
260	285	Талицкая свита	P ₁	-“-	-“-	-“-
285	365	Ганькинская свита	K ₂	-“-	-“-	-“-
365	415	Славгородская свита	-“-	-“-	-“-	-“-
415	560	Ипатовская свита	-“-	-“-	-“-	-“-
560	575	Кузнецовская свита	-“-	-“-	-“-	-“-
575	1440	Покурская свита	K ₂ – K ₁	-“-	-“-	-“-
1440	2130	Киялинская свита	K ₁	-“-	-“-	1,3
2130	2215	Тарская свита	-“-	-“-	-“-	1,1
2215	2440	Куломзинская свита	-“-	-“-	-“-	-“-
2440	2465	Баженовская свита	J ₃	-“-	-“-	-“-
2465	2470	Георгиевская свита	-“-	-“-	-“-	-“-
2470	2600	Васюганская свита	J ₃ – J ₂	-“-	-“-	-“-

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси.
P ₃	30	125	Отложения свиты сложены песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатых и бурых, песчаных, плотных.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
P ₃ – P ₂	125	170	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, разномерных, слюдяных.
P ₂	170	260	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоконидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁	260	285	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоконидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабо-цементированного алевролита.
K ₂	285	365	Отложения ганькинской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
-“-	365	415	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда опоконидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.
-“-	415	560	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевролитистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролитопесчаностыми.
-“-	560	575	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевролитистыми и слюдяными.
K ₂ – K ₁	575	1440	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевролитистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчаностые. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, слабоцементированные.
K ₁	1440	2130	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевролитистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто- алевролитистыми.
-“-	2130	2215	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдяными, от слабоцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчаностыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдяными, слоистыми.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
K ₁	2215	2440	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкоцементированными.
J ₃	2440	2465	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.
-“-	2465	2470	Георгиевская свита сложена темно-серыми аргиллитами, плотными доломитизированными.
J ₃ – J ₂	2470	2600	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, алевролитов и углей. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, песчано-глинистые, слоистые.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиг- графичес- кого подраз- деления	Интер-вал, м		Краткое название гор-ной породы	Плотн ость, г/см ³	Порист ость, %	Проницае мость, мДарси (мкм ² *10 ⁻³)	Глинист ость, %	Карбонат ность, %	Преде л текуче сти, кгс/мм ²	Твердо сть, кгс/мм ²	Кoeffи циент пластичн ости	Абраз ив- ность	Категори я породы по промысло вой классифи кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	30	глина суглинок	2,0 2,0	25-30 10	0 0	100 90			100 100		X IV	M
P ₃	30	125	песок глина	2,1 2,4	20 30	1000 0	20 100	0 0		0 100		X IV	“-“
P ₃ – P ₂	125	170	песок глина	2,0 2,3	25 30	1000 0	50 100	0 0		0 100		X IV	“-“
P ₂	170	260	глина	2,3	25	0	100	0		100		IV	“-“
P ₁	260	285	алевролит глина	2,2 2,3	30 25	20 0	10 100	0		100 100		IV X	“-“
K ₂	285	365	мергель глина	2,4 2,3	20 25	0 0	100 100	50 0		100 100		IV IV	“-“
“-“	365	415	глина	2,3	20	0	100	0		100		IV	“-“
“-“	415	560	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 2,2	25 20 20	50-300 0 0	20 100 90	3 3 3		100 100 100		X IV X	“-“
“-“	560	575	глина	2,35	20	0	100	3		100		IV	“-“

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₂ – K ₁	575	1440	песчаник глина алевролит	2,1 2,35 2,3	22 16 20	50-300 0 20	20 100 40	3 3 3		200 150 200		X IV X	C
K ₁	1440	2130	глина песчаник алевролит	2,35 2,2 2,3	16 22 20	0 20-30 10	100 20 20	5-10 10 5-10		250 250 200		IV X IV	“-
K ₁	2130	2215	песчаник аргиллит алевролит	2,2 2,4 2,3	22 16 20	10-30 0 0-10	10-20 100 30	10 10 5-10		250 200 250		X IV VI	“-
“-	2215	2440	аргиллит песчаник алевролит ы	2,4 2,2 2,3	15 20 10	0 15-20 5	100 20 25	10 10 10		200 400 350		IV IX	T
J ₃	2440	2465	аргиллит	2,45	5	0	100	10		500		IV	“-
“-	2465	2470	аргиллит	2,45	5	0	100	10		500		IV	“-
J ₃ – J ₂	2470	2600	песчаник аргиллит алевролит уголь	2,3 2,45 2,45 1,4	15-23 10 15	5-270 0 0-10	0-20 100 30	5 5 5		1000 500 800 400		X IV VI V	“-

Примечание: классификация горных пород по буримости принята на основании проведенного ОАО «Томскнефтегазгеология» анализа по ранее пробуренным скважинам, фактического материала (информации о литологическом строении разреза, физико-механических свойств пород, отработки долот и бурголовок)

(Местные нормы времени применяемые при проектировании строительства скважин на нефть и газ. ОАО ТНГГ, 1997г.)

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс Стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Градиент						Темпера- тура в конце интервала, град. °С	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q– P	0	285	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	9	ПГФ
K ₂	285	365	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	11	ПГФ
-“-	365	415	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	13	ПГФ
-“-	415	560	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
-“-	560	575	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
K ₂ – K ₁	575	1440	0,100	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	44	ПГФ
K ₁	1440	2130	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	64	ПГФ
-“-	2130	2215	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	66	ПГФ
K ₁	2215	2440	0,102	РФЗ	0,152	РФЗ	0,230	ПГФ	73	ПГФ
J ₃	2440	2465	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	74	ПГФ
-“-	2465	2470	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	82	ПГФ
J ₃ – J ₂	2470	2600	0,102	РФЗ	0,160	РФЗ	0,235	ПГФ	85	ПГФ

Примечание: в графах 5; 7; 9; 11 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ ого 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	2485	2495	Поров.	600-640	10-100	140-320	–
Газоносность (газоконденсат)							
Ю ₁ ¹	2470	2475	Поров.	680	30-200	–	–
Водоносность							
Q – P	0	285	Поров.		0	–	Да. Минерализ. – 0,003 г/л.
K ₁ – K ₂	285	1440	Поров.	1010-1012	25	–	Нет. Минерализ. – 0,020 г/л.
K ₁	1440	2215	Поров.	1010-1012	10 – 20	–	Нет. Минерализ. – 0,0212 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ – 12,885 г/л, Na ⁺ – 6,552 мг/л
K ₁	2215	2440	Поров.	1014	0 – 10	–	Нет. Минерализ. – 0,021 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ – 12,335 г/л, Na ⁺ – 6,603 г/л
J ₃	2470	2600	Поров.	1021-1034	3 – 40	–	Нет. Минерализ. – 0,045 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ – 26,475 г/л, Na ⁺ – 15,291 г/л

Разрез представлен нефтеносным, газоносным и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2485–2495 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 450 м для эксплуатации водоносного горизонта 285–1440 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – K ₂	0	1440	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – K ₂	0	970	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₂ – K ₁	575	1440	Водопроявление	Водопроявление с плотностью флюида 1,001 г/см ³ . Возникает при снижении противодействия на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
J ₂₋₃	2470	2495	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,749 г/см ³ . Возникает при снижении противодействия на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
Q – K ₁	0	1440	Прихвато-опасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
K ₁	2130	2215	Прихвато-опасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
P	40	236	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости).

1.5 Исследовательские работы

Таблица 9 – Исследовательские работы

Наименование работ	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине	в интервале, м	
			от	до
2	3	4	5	6
В интервале кондуктора				
<i>В открытом стволе</i>				
1. Инклинометрия с совместной записью ГК	через 10 м (ГК М 1:500)	спуска кондуктора	0	башмак кондуктора
2. Геолого-технические исследования		по всему открытому стволу		
<i>В обсаженном стволе</i>				
1. Акустическая цементировка (АКЦ с записью ФКД)	1:500	спуска кондуктора	0	башмак кондуктора
2. Плотностная цементировка (ЦМ-8-12)				
3. МЛМ				
В интервале эксплуатационной колонны				
<i>В открытом стволе</i>				
1. Стандартный каротаж зондами А2.0М0.5Н N6.0М0.5Н, кавернометрия, резистивиметрия	1:200	спуска эксплуатационной колонны	башмак кондуктора	
Инклинометрия с записью ГК	через 10 м (ГК М 1:500)			
2. БКЗ зондами А0.4М0.Ш, А1.0М0.Ш, А4.0М0.5Н А8.0М0.5Н А0.5М2Ш, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ), ВИКИЗ	1:200		кровля алымской свиты	
3. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200		0	
4. Газовый каротаж			Башмак кондуктора-забой	
5. Геолого-технические исследования			Башмак кондуктора-забой	
<i>В обсаженном стволе</i>				
1. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, МЛМ)	1:200	спуска эксплуатационной колонны	0	забой
2. Акустическая цементировка (АКЦ с записью ФКД)				
3. Плотностная цементировка (СГДТ-НВ)				
4. Инклинометрия с записью ГК	через 10 м (ГК М 1:500)			
5. Термометрия (ОГГ)	1:200			
6. ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации	1:200			

Примечание: Геолого-технические исследования проводятся компьютеризированной станцией геолого-технических исследований «Разрез – 2» (Сириус) в следующем объеме:

1. Вес на крюке;
2. Нагрузка на долото;
3. Давление на стояке манифольда;
4. Скорость проходки;
5. Расход бурового раствора на входе в скважину;
6. Расход бурового раствора на выходе из скважины;
7. Уровни бурового раствора в емкостях;
8. Температура бурового раствора на входе в скважину;
9. Температура бурового раствора на выходе из скважины;
10. Плотность бурового раствора в емкостях;
11. Величина оборотов ротора;
12. Величина крутящего момента ротора;
13. Положение клиньев;
14. Детальный механический каротаж;
15. Уровень бурового раствора в доливной емкости;
16. Величина момента нагрузки на машинном ключе;
17. Величина перемещения талевого блока (глубиномер);
18. Компонентное содержание углеводородных газов с хроматографа;
19. Суммарное газосодержание, легкие (C1-C3) и сумма тяжелых углеводородных газов (C4-C6) с газоанализатора «АГАТ».

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины.

Тип профиля		четырёхинтервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2545			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м			0,15	
Глубина вертикального участка скважины, м				40			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град			-	
Отход скважины, м				363			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м			-	
Длина вертикального участка интервала бурения по пласту, м				10			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м			-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град			11	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град			-	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			2	
№ инт ерва ла	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	146	106	0	19	19	0	11	40	148	108
3	146	1890	1744	19	247	228	11	11	148	1925	1777
4	1890	2545	655	247	363	116	11	2	1925	2600	665
Ито го	Σ		2600	Σ		363	-	-	Σ		2600

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

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

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках:

$$k_1 = 0,005-0,270 \text{ мкм}^2; k_2 = 0 \text{ мкм}^2; k_3 = 0-0,010 \text{ мкм}^2.$$

Средняя проницаемость – $k^3 = 0,15 \text{ мкм}^2$. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

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

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,102 \text{ МПа/10 м}$ (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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

$$30 < 718,89 \text{ МПа.}$$

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

4. Определение конструкции забоя.

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

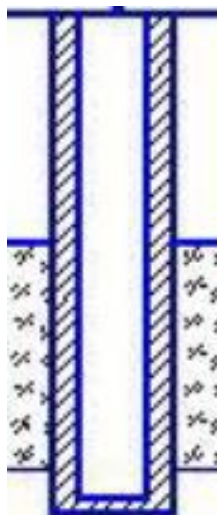


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

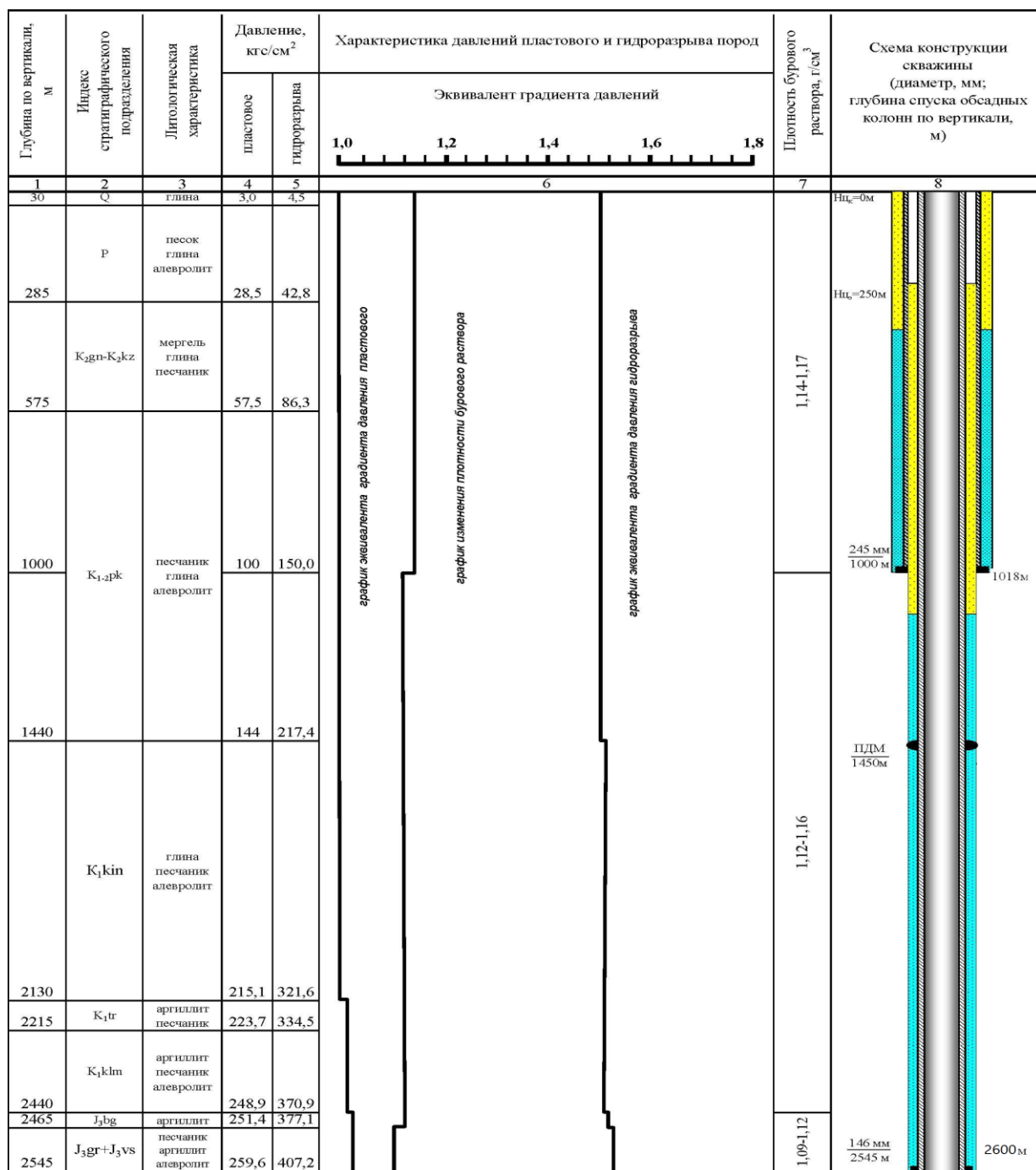
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На основании данных табл. 6 строим совмещённый график давлений.

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Как видно на рисунке 3, для бурения представленной скважины до проектной глубины с соблюдением условия совместимости нет необходимости включить в предварительный вариант конструкции скважины кроме направления и кондуктора, промежуточные колонны.



Условные обозначения:



обсадная колонна



тампонажный раствор, плотностью 1,83 г/см³



тампонажный раствор, плотностью 1,37 г/см³

Примечание:

Максимальное давление на устье скважины при закрытии ПВО в случае открытого фонтанирования пласта IO₁²vs
P_{ву} = 180 кгс/см².

Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Крепление ствола скважины кондуктором диаметром 245 мм производится с целью перекрытия интервалов залегания неустойчивых пород, склонных к осыпям и обвалообразованиям, обеспечения надежного перекрытия верхних водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения. С целью предупреждения возможных газопроявлений при дальнейшем углублении скважины на кондуктор устанавливается ПВО.

Для упрочнения пристенной зоны скважины (повышения градиента давления гидроразрыва проходимых пород) проектом предусматривается использование в КНБК вихревого устройства для очистки и кольматации стенки скважины (УОК-295,3 при бурении под кондуктор и УОК-215,9 при бурении под эксплуатационную колонну). Н.А. Шамовым выявлено, что вихревая обработка стенок скважины позволяет повысить прочность экрана в скелете породы в два раза и более [1].

Исходя из опыта бурения разведочных скважин на Казанском месторождении и проведенных расчетов глубину спуска кондуктора принимаем 1000 м. по вертикали (1018 м. по стволу) с установкой башмака в глины покурской свиты.

Эксплуатационная колонна диаметром 146,1 мм спускается на глубину 2545 м по вертикали (2600 м. по стволу) и цементируется в две ступени с применением пакера двухступенчатого и манжетного цементирования для предотвращения гидроразрыва пород в процессе цементирования и обеспечения необходимой высоты подъема тампонажной смеси. Первая - с применением расширяющихся тампонажных материалов в интервале продуктивных пластов, вторая - с применением цемента нормальной плотности и облегченного цемента. Для снижения негативного влияния давления столба тампонажного раствора на продуктивный пласт пакер устанавливается с максимальным приближением к нему, при этом установка пакера целесообразна в плотных породах разреза скважины.

Таблица 11 – Число обсадных колонн и глубины их спуска

Название колонны	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм.	Диаметр колонны, мм.	Интервал спуска, м	
			по вертикали	по стволу
1. Кондуктор	295,3	244,5	0 – 1000	0 – 1018
2. Эксплуатационная	215,9	146	0 – 2545	0 – 2600

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину.
2. Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.

3. При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн. В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства.

Таблица 12 – Интервалы цементирования обсадных колонн

Название колонны	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм.	Диаметр колонны, мм.	Интервал цементирования, м	
			по вертикали	по стволу
1. Кондуктор	295,3	244,5	0 – 1000	0 – 1018
2. Эксплуатационная	215,9	146	850 – 2545	854 – 2600

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи ($100 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 146,1 мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

На основании выполненных расчетов необходимо изобразить схему конструкции скважины (пример схемы конструкции скважины представлен в сводной таблице 13).

Таблица 13 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по вертикали, м		Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по вертикали, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до	от	до	от	до		
Кондуктор	0	1000	0	1018	0	1000	0	1018	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2545	0	2600	850	2545	854	2600	146,1	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

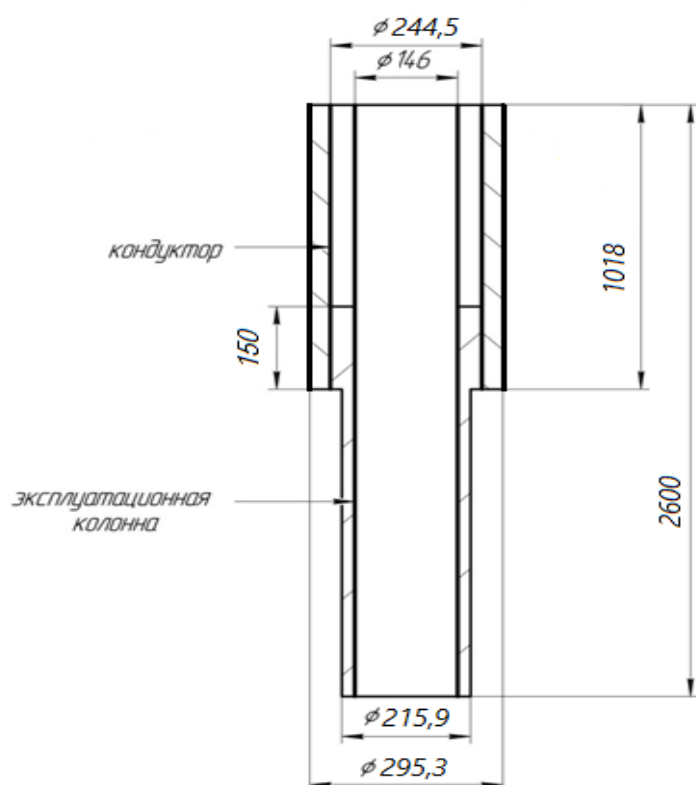


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта. Величина максимального устьевое давления составляет 18,0 Мпа (по промысловым данным). Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862-90. При выборе конкретной ОП, устанавливаемого на кондуктор либо техническую колонну, условный диаметр

определяется с учетом прохода долота для бурения последующей колонны. В соответствии с указанным выше ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 – с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3-10 – с гидравлическим приводом превенторов.

Пятую схему применяют при вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Следовательно, принимаем пятую схему обвязки ОП:

- ПВО ОП5 – 180/80х35 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.
- колонная головка – ОКК1–21–146х245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м		Обсадная колонна	Способ бурения
по вертикали	по стволу		
0-40	0-40	Кондуктор	Роторный
40-1000	40-1018	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
1000-2545	1018-2600	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД(турбобур)

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 15.

Таблица 15 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал по стволу, м.		0-1018	1018-2258	2258-2600
Шифр долота		БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 В 516 У	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М, МС	С	СЗ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117	3-117
	API	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg	4 ¹ / ₂ Reg
Длина, мм.		390	385	385
Масса, кг		68	35	35
G, т	Рекомендуемая	2-10	2-10	2-10
	Предельная	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-440	60-400	60-400
	Предельная	440	400	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения 0 – 40 м. под кондуктор проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета [13]

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-1018	1018-2258	2258-2600
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1900	2350
$D_d, \text{см}$	29,53	21,59	21,59
k_T	29	29	29

Продолжение таблицы 16

Интервал	0-1018	1018-2258	2258-2600
Исходные данные			
$D_c, \text{мм}$	19	16	13
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,4	0,5
$G_{\text{пред}}, \text{кН}$	98	98	98
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	16,5	26,4	26,6
$G_2, \text{кН}$	59,1	86,4	108
$G_3, \text{кН}$	78,4	78,4	78,4
$G_{\text{проект}}, \text{кН}$	60,0	75,0	75,0

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения вертикального участка 0–40 м. проектируется скорость вращения 65-80 об./мин., а под эксплуатационную колонну (1018-2600 м.) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-1018	1018-2258	2258-2600
Исходные данные			
$V_d, \text{м/с}$	2	1,5	1
D_d	м	0,2159	0,2159
	мм	215,9	215,9
$d_{\text{ш}}, \text{мм.}$	191,9	140,3	140,3
$T_0, \text{час.}$	27,6	20,2	20,2
$\tau, \text{мс}$	3,5	4	4,4
z	24	22	22
α	0,8	0,6	0,4
Результаты проектирования			
$n_1, \text{об/мин}$	129	156	132
$n_2, \text{об/мин}$	464	443	403
$n_3, \text{об/мин}$	493	388	421
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$	140	110	85

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 300-1100 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается турбобур ЗТСШ1-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-195, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

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

Таблица 18 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1018	1018-2600
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G _{ос} , кН			75	75
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	240	195
M _р , Н*м			298	258
M _о , Н*м			148	108
M _{уд} , Н*м/кН			2	2

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

Таблица 19 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м
ТО-240	40-148	240	10,2	2506	45	420	1,9
ЗТСШ1-240	148-1018	240	24,5	5975	32	440	2,7
ЗТСШ1-195	1018-1925	195	6,8	4790	30	380	1,5
Д2-195	1925-2600	195	6,2	1,03	32	100	8,6

2.3.6 Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Расчет компоновки буровой колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор буровых утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты буровой колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета буровой колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 20-21.

В таблице 22 приведены параметры компоновок низа буровой колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 20 – Проектирование буровой колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС-2	203	24	5150,4
1	УБТС-2	178	72,0	11232
2	УБТС-2	146	8	824
Буровые трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК	127	1000	26710
2	ЛБТ	147	1525	25925

Таблица 21 – Расчеты на прочность буровой колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
Р _н , кгс/мм ²	3,99		Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)		
Р _{кр} , кгс/мм ²	9,36		Да	Нет	
Р _{кр} / Р _н	2,35				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
<i>участок (интервал по стволу 2600-1925м.) представляет собой участок спада с 11-2 град.</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
2	1528,8	72	10,98	76,93	94363
1	1009,4	8	10,98	76,93	6923
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D ₃ , мм	D, мм
	2,039	0,0593	12,5	162	127
Ψ ⁺ / Ψ ⁻	0,474		Q _р , кгс	147 077	
α	0,9		M _{иmax}	3402	
μ	0,3		W, см ³	0,091	

Продолжение таблицы 21

R, м	563		[σ], кгс/мм ²	52,81	
Q _к , кгс	101 286		σ _з , кгс/мм ²	47,03	
σ _р , кгс/мм ²	43,3				
Выполняется условие σ _з > [σ]				Да	Нет
участок (интервал по стволу 1925-148м.) представляет собой наклонный участок (11 град.)					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
2	261,8	417	10,98	76,93	93589
1	166,6	1360	10,98	76,93	194237
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	0,204	0,1093	12,5	172	147
Ψ ⁺ / Ψ ⁻			Q _р , кгс	343 866	
α			M _{итак}	11721	
μ	0,3		W, см ³	0,094	
R, м	382		[σ], кгс/мм ²	327,86	
Q _к , кгс	147 077		σ _з , кгс/мм ²	85,72	
σ _р , кгс/мм ²	73,2				
Выполняется условие σ _з > [σ]				Да	Нет
участок (интервал по стволу 148-40м.) представляет собой участок набора угла с 11-0 град.					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
2	166,6	108	10,98	76,93	15425
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	0,204	0,1093	12,5	172	147
Ψ ⁺ / Ψ ⁻	2,050		Q _р , кгс	424 750	
α	0,7		M _{итак}	14478	
μ	0,3		W, см ³	0,094	
R, м	382		[σ], кгс/мм ²	327,86	
Q _к , кгс	343 866		σ _з , кгс/мм ²	105,86	
σ _р , кгс/мм ²	90,4				
Выполняется условие σ _з > [σ]				Да	Нет
участок (интервал по стволу 40-0м.) представляет собой вертикальный участок					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
2	166,6	40	10,98	76,93	5713
Σ					5713

Продолжение таблицы 21

Q _к , кгс	424 750		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)		
K	1,15				
ΔP, кгс	44,87		Да	Нет	
F _к , мм ²	12266				
σ _т , кгс/мм ²	459				
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
2	166,6	1525	10,98	35,47	175417
Σ					175417
Q' _{тк} , кгс	1 180 000	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3337	
Q _{кнбк} , кгс	14 798				
n	1,9				
q _м , кгс/м	166,6				
K _т	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		17062	
K	1,15				
n	1,45				
F _к , мм ²	12266				
σ _т , кгс/мм ²	459				

Таблица 22 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса,т	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
1	0	40	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,09	0,4	Бурение вертикального участка под кондуктор
			Калибратор 8К 295,3 МС	0,29	0,9	
			ЦС 295,3 МСТ	0,28	1,1	
			УБТС2-203	8,07	37,6	
Σ				8,73	40	
2	40	148	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,09	0,4	Бурение под кондуктор с набором зенитного угла
			Калибратор 8К 295,3 МС	0,29	0,9	
			УОК-295 (вихревое устройство для прочисти и кольматации стенок скважины)	0,07	0,4	
			ТО-240	2,53	10,6	
			П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82	0,06	0,5	
			КОБ-195 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			магнитный переводник	0,28	1,1	
			ЗИС-4М	0,7	6	
			УБТС2-203	10,3	48	
Σ				14,38	68,3	

Продолжение таблицы 22

Продолжение таблицы 22						
1	2	3	4	5	6	7
2	148	1018	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,09	0,4	Бурение под кондуктор на участке стабилизации зенитного угла
			Калибратор 8К 295,3 МС	0,29	0,9	
			УОК-295	0,07	0,4	
			ЗТСШ1-240 (1секция)	2,48	10	
			П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82	0,06	0,5	
			КОБ-195 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			ЦС 295,3 МСТ	0,28	1,1	
			УБТС2-203	10,3	48	
Σ				13,63	61,7	
3	1018	1925	БИТ 215,9 В 516 У	0,04	0,4	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации зенитного угла
			Калибратор 10КСИ 215,9 СТК	0,06	0,48	
			УОК-215,9	0,03	0,4	
			ЗТСШ1-195 (3 секции)	4,79	25,7	
			КОБ-178 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			ЦС 214 МСТ	0,14	1,1	
			УБТС2-178	11,23	72	
			УБТС2-146	0,82	8	
Σ				17,17	108,48	
3	1925	2600	БИТ 215,9 ВТ 613	0,04	0,4	Бурение под эксплуатационную колонну на участке снижения зенитного угла
			Д2-195	1,35	7,68	
			П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82	0,06	0,5	
			КОБ-195 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			УБТС2-178	11,23	72	
			УБТС2-146	0,82	8	
			Σ			

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них – обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми горными породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяется составом дисперсной среды.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются в первую очередь, учитывая геологические условия.

Исходя из опыта бурения в Западной Сибири, с лучшей стороны показывает себя полимерглинистый раствор. Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 1998 года давление столба промывочной жидкости должно превышать $R_{пл}$ на глубине 0 – 1200 метров на 10 – 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 – 2500 м на 7 – 10%, но не более 2,5 МПа, на глубине 2500 – 2850 м на 7 – 4%, но не более 3,5 МПа (по вертикали). Пластовое давление рассчитывается по формуле:

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

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 23 и 24.

Таблица 23 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-1018	1018-2600
Исходные данные		
D_d , м	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65
K_k	1,4	1,3
$V_{кр}$, м/с	1,50	0,50
V_m , м/с	0,0050	0,0050
$d_{бт}$, м	0,147	0,147
$d_{мах}$, м	0,240	0,195
$d_{нмах}$, м	0,0111	0,0056
n	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	1,5	1,5
$V_{кпмах}$, м/с	0,5	0,5
$\rho_{см} - \rho_p$, Н/м ³	200,00	200,00
ρ_p , Н/м ³	11466,00	10976,00
ρ_p , Н/м ³	24000	24000

Продолжение таблицы 23

Результаты проектирования		
$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	0,044	0,024
$Q_2, \text{м}^3/\text{с}$	0,046	0,027
$Q_3, \text{м}^3/\text{с}$	0,076	0,054
$Q_4, \text{м}^3/\text{с}$	0,039	0,015
$Q_5, \text{м}^3/\text{с}$	0,033	0,025
$Q_6, \text{м}^3/\text{с}$	0,032	0,028
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{\text{табл}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,032	0,03
$\rho_{\text{табл}}, \text{кг}/\text{м}^3$	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{кг}/\text{м}^3$	1170	1120
$M, \text{Н} \cdot \text{м}$	298	258
$M_{\text{табл}}, \text{Н} \cdot \text{м}$	2700	1500
m	2	1
n	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,0268	0,0306
$Q_{\text{пров1}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,010	0,012
$Q_{\text{пров2}}, \text{л}/\text{с}$	0,048	0,028

Таблица 24 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-1018	1018-2600
1	2	3
Исходные данные		
$Q_1, \text{л}/\text{с}$	0,044	0,024
$Q_2, \text{л}/\text{с}$	0,046	0,027
$Q_3, \text{л}/\text{с}$	0,076	0,054
$Q_4, \text{л}/\text{с}$	0,039	0,015
$Q_5, \text{л}/\text{с}$	0,033	0,025
$Q_6, \text{л}/\text{с}$	0,032	0,028
Области допустимого расхода бурового раствора		
$\Delta Q, \text{л}/\text{с}$	$>0,032-0,046$	$>0,03-0,027$
	$<0,076$	$<0,054$
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
$Q, \text{л}/\text{с}$	0,048	0,028
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
$Q_{\text{тн}}, \text{л}/\text{с}$	0,032	0,03
$\rho_1, \text{кг}/\text{м}^3$	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{кг}/\text{м}^3$	1170	1120
$M_{\text{тн}}, \text{Н} \cdot \text{м}$	2991	2009
$M_{\text{тб}}, \text{Н} \cdot \text{м}$	3499	2250

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 25. В таблице 26 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 25 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0	1018	1,1	9,8	1000	9,81	1170	2204	1,5	0,015	
1018	2523	1,05	24,8	2476	9,81	1160	2320	1,5	0,008	
2523	2600	1,05	25,9	2545	9,81	1120	2330	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	1018	1,17	20	40	25	8,1	7-8	2	25	15
1018	2523	1,16	15	30	24	8,2	8-9	2	20	15
2523	2600	1,12	15	30	24	8,4	8-9	2	20	15

Таблица 26 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	1018	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, ФК-2000
1018	2523	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000
2523	2600	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000

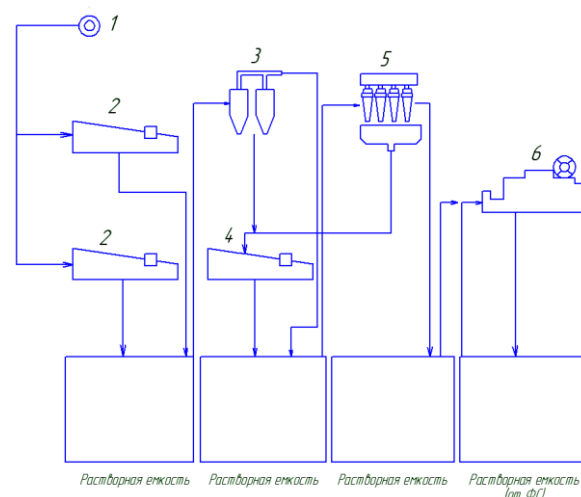


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

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

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Цель составления гидравлической программы бурения – определение рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку долот, при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими особенностями вскрываемого интервала, энергетическими, техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого инструмента.

Расчет производится по методике, предложенной в [16].

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

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

Таблица 27 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
2600	0,2159	1,3	25,9	57,2	24000
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_n , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, Н/м ³
0,028	УНБ-600	0,005	0,015	20	10976

Продолжение таблицы 27

КНБК			
Элемент	d_n , м	L, м	d_b , м
УБТС2-178	0,178	72	0,08
УБТС2-146	0,146	8	0,08
ПК 127-9 Д	0,127	1000	0,109
АБТ-147	0,147	1525	0,125
ЗТСШ1-195	0,195	6,8	

Таблица 28 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1450	0,989	0,28067	0,569	4,4	1,6
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d , мм	ΔP_d , МПа
3,6	10	128	0,00034	8,7	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$, Мпа	$\Delta P_{мк}$, Мпа
УБТС2-178	24507	254213	140	0,05	-
УБТС2-146	32795	193807	220	0,004	-
ПК 127-9 Д	37873	169845	269	0,391	0,018
АБТ-147	32531	195257	217	0,682	0,02
ЗТСШ1-195	20263	304658	102	0,006	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re т	λ	ΔP_t , Мпа	
УБТС2-178	18876	326251	0,0276	0,212	
УБТС2-146	18876	326251	0,0276	0,024	
ПК 127-9 Д	26117	239450	0,0258	0,586	
АБТ-147	30253	208800	0,0251	0,438	
ЗТСШ1-195	-	-			

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна в данном проекте не предусматривается.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

Все предусмотренные проектным заданием работы на завершающем этапе бурения объединяют единым термином «заканчивание скважин». Поэтому под заканчиванием скважин понимают комплекс технологических процессов от начала вскрытия продуктивных пластов бурением до окончания их освоения.

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продажной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	700	глубина скважины по вертикали, м	2545
высота столба буферной жидкости h_1 , м	250	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	600
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	2000

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.

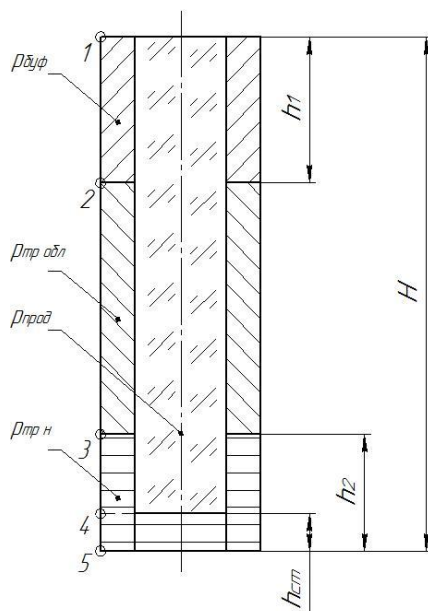


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

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.

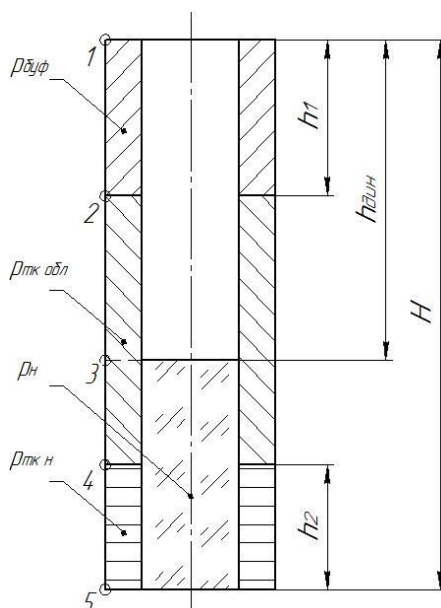


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Случай	№ точки	Давление, МПа	Глубина по вертикали, м
		$P_{ни}$	
Цементирование колонны без выхода ТР на устье	1	0	0
	2	0,12	250
	3	6,57	1895
	4	11,77	2485
	5	11,86	2545
Конец эксплуатации	1	0	0
	2	2,57	250
	3	23,80	1895
	4	30,74	2485
	5	30,86	2545

Опираясь на данные таблицы, построена эпюра максимальных наружных избыточных давлений рисунок 8

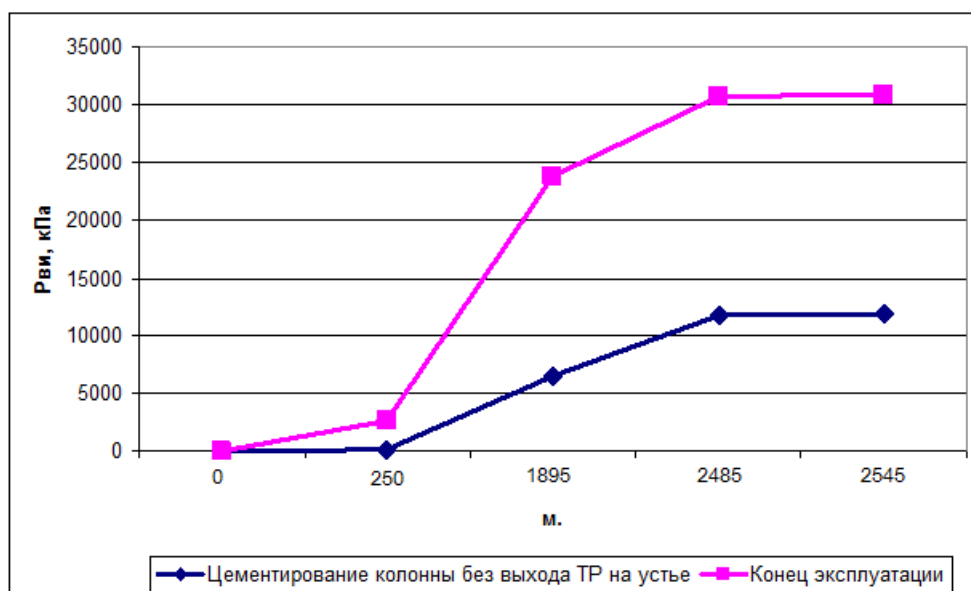


Рисунок 8 – Эпюра максимальных наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

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.

Максимальное давление в цементирующей головке $P_{цгс}$ оставляет 66,7 МПа.

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

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

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

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 8,7 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

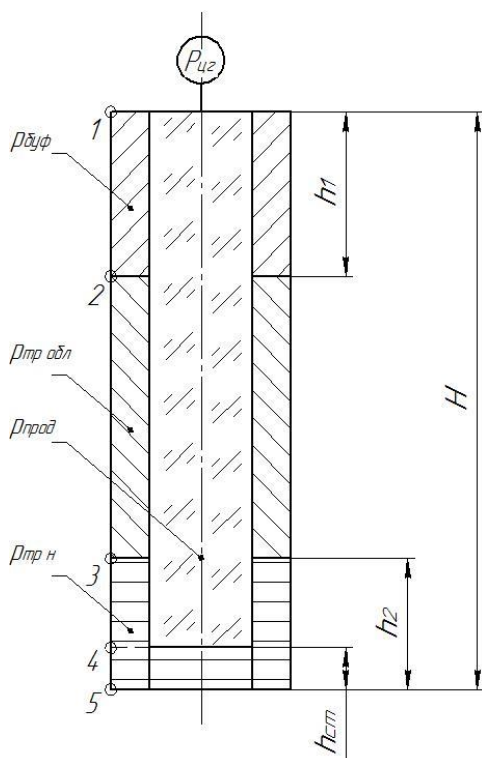


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

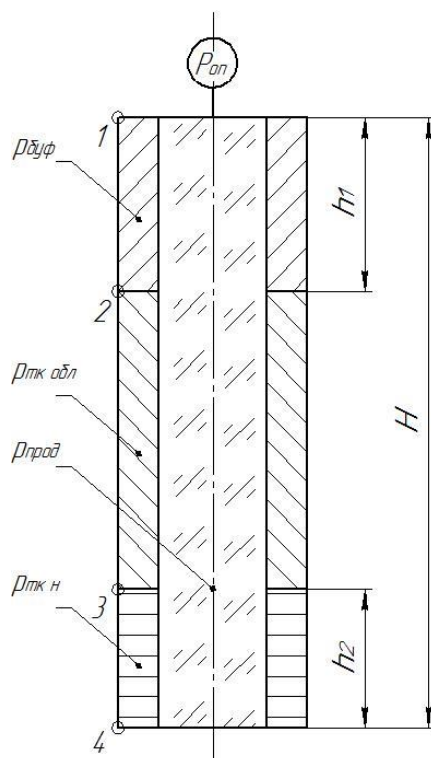


Рисунок 10 – Опрессовка обсадной колонны

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Случай	№	Давление, МПа	Глубина по вертикали, м
		$P_{ви}$	
Конец продавки тампонажной смеси при цементировании	1	66,7	0
	2	66,6	250
	3	60,2	1895
	4	55,0	2485
	5	54,9	2545
Опрессовка колонны	1	8,9	0
	2	10,5	250
	3	18,7	1895
	4	20,7	2545

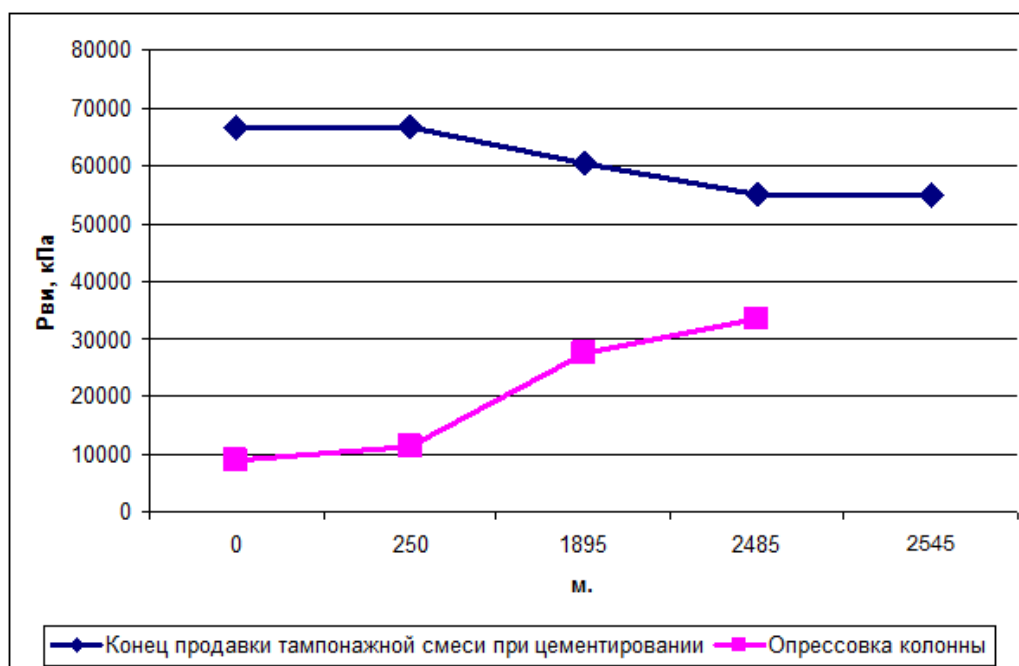


Рисунок 11 – эпюра максимальных наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Диаметр обсадной колонны, мм	Группа прочност и	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1м трубы	секций	суммарный	
1	244,5	Е	8,9	1018	54,3	55277	55277	0-1018
1	146	Д	8,5	2600	29,8	77182	77182	0-2600

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.12)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

$36,7 < 39,4$ МПа. Условие (2,12) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900$, кг/м ³	34,7	47600	37
$\rho_{тробл}=1400$ кг/м ³	78,7	99688	78
Сумма	113,4	34548	

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	38,97
Продавочная	35,05

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

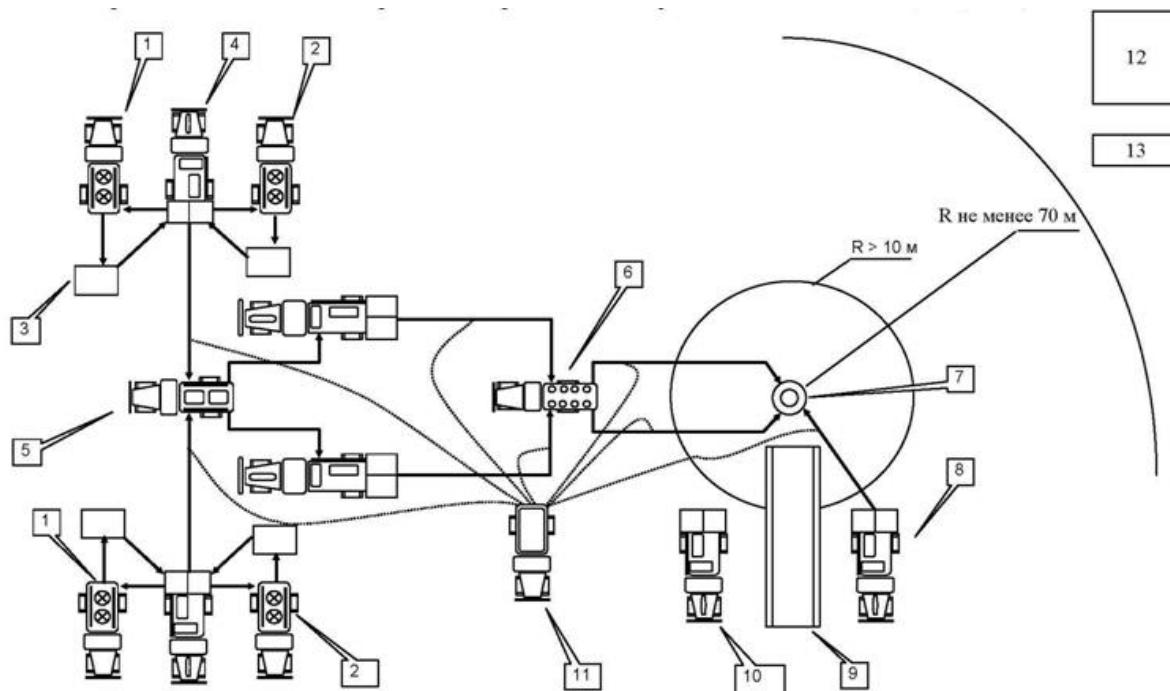


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – УС-6-30 для цементного раствора; 2 – УС6-30 для облегченного цементного раствора; 3 – бачок затворения; 4 – ЦА-320М; 5 – УО-16; 6 – БМ-700; 7 – устье скважины; 8 – ЦА 320М «СТОП»; 9 – приемные мостки; 10 – ЦА-320 М (резервный); 11 – КСКЦ-01; 12 – жилой городок; 13 – котельная.

2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 13.

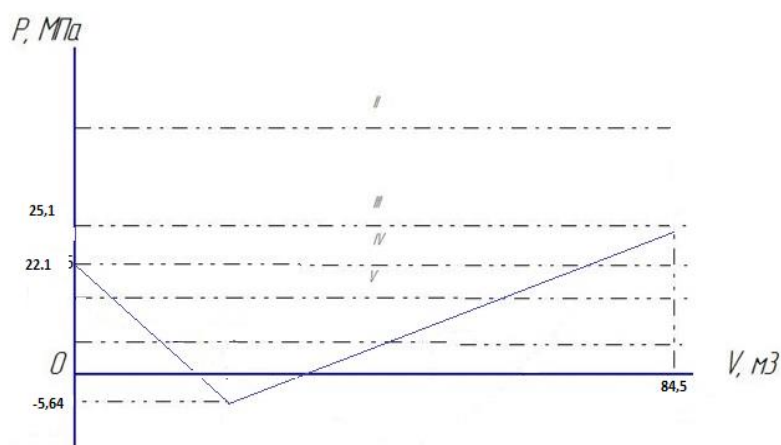


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке в процессе цементирования

Таблица 35 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Давление на цементируемой головке	Объем раствора закачиваемый на данной скорости, м ³
V	3,8	62
IV	5,43	12,5
III	7,6	6,5

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цсм}$ составляет 85 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-146 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- обратный клапан ЦКОДМ-146;
- центратор-турболизатор ЦТГ-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 41);
- центратор ЦЦ-2-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 36).

Таблица 36 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
2520-2600	ЦТГ-146/216	10
1599-2490	ЦЦ-2-146/216	18
1068-1409	ЦЦ-2-146/216	20
978-1018	ЦЦ-2-146/216	5
158-948	ЦЦ-2-146/216	5
2-12	ЦЦ-2-146/216	2

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПРК-42С. Интервал перфорации составляет 2 м. Поскольку мощность пласта составляет 10 м по вертикали, то требуется не менее пяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи смены раствора на воду с добавлением ПАВ, при отсутствии притока на нефть, затем аэрацию, понижение уровня компрессором

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 77 т, а вес бурильной колонны – 66 т. Исходя из этого, с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	648,8	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	3,02
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	756,6	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,59
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	983,6	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,99
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	1960		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	465	$k_{по} = P_o / P_{бо}(k_{по} > 1,25)$	5,04
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	66,2		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	77,2		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	11,6		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1		2560	
2		1650	
3		990	
4	52	623	
5	75	372	
6	28	208	

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Возможность проведения наклонных и горизонтальных скважин с помощью устройства с винтовой парой.

Дальнейшее развитие наклонных и горизонтальных скважин связано с конкретным выбором направлений стволов по продуктивной толще или одному большому по толщине продуктивному пласту. Как показывает практика, проводка боковых и горизонтальных стволов все чаще ведется по сложным траекториям, которые во многих случаях должны обеспечить прохождение ствола по проницаемым участкам и линзам, располагающимся на разных отметках от кровли пласта.

Учитывая, что почти 80 % объема бурения в России осуществляется турбинным способом или с помощью винтовых забойных двигателей, следует более подробно рассмотреть вопрос совершенствования технологии их применения при проводке наклонных и горизонтальных скважин. Особенно это важно при бурении скважин малого диаметра, в том числе при использовании колтюбинговой установки.

В процессе бурения скважин долотами малого диаметра при недостаточной длине УБТ, чтобы сохранить направление ствола, например, при бурении с кривым переводником, следует почти непрерывно подкручивать бурильную колонну, нейтрализуя действие закручивающего в обратную сторону реактивного момента забойного двигателя. Такая компоновка практически неприменима при использовании длинномерных гибких труб, поскольку из-за их низкой жесткости процесс необходимого подкручивания становится невозможным.

При бурении с использованием колонны длинномерных гибких труб на наклонных и горизонтальных участках компоновка подвержена одновременному действию целого комплекса нагрузок, а также действию крутящего реактивного момента от забойного двигателя.

Особые сложности возникают при бурении горизонтальных стволов, когда необходимо строго выдерживать направление. Это возможно только при непрерывном подкручивании бурильной колонны, что позволяет снять отрицательное воздействие на колонну крутящего реактивного момента от забойного двигателя. Подкручивание производится после контрольных замеров, т.е. дискретно. В результате процесс проводки горизонтального ствола в одном и том же направлении носит неупорядоченный, скачкообразный характер. А так как при замере не учитывается приложенный к колонне

реактивный момент от двигателя, исправления не могут быть точными, и проводка горизонтального ствола в одном и том же направлении без изгибов практически невозможна.

Из-за низкой жесткости длинномерных гибких труб необходим постоянный контроль за их поворотом с частыми замерами каротажными приборами, определяющими положение долота и компоновки низа бурильного инструмента относительно сторон света.

Точность проводки скважин с использованием длинномерных гибких труб по запланированной траектории за счет исключения воздействия на бурильную колонну реактивного крутящего момента забойного двигателя достигается благодаря тому, что компоновка низа бурильной колонны, состоящая из последовательно размещенных долота, забойного двигателя, центраторов, снабжена устройством в виде двигательной эксцентричной рабочей пары, состоящей из корпуса с винтовым элементом, жестко соединенным с бурильной колонной. С обоих концов корпуса установлены переводники с сальниковыми уплотнениями, а на наружной поверхности корпуса и переводников под углом к оси компоновки размещены ребра.

При этом диаметры ствола скважины ($D_{скв}$), центраторов ($D_{ц}$) и вращающегося корпуса эксцентричной рабочей пары (D_k) связаны соотношением:

$$D_{скв} = D_k + 2E > D_{ц},$$

где E — эксцентриситет эксцентричной рабочей пары.

Благодаря снабжению компоновки двигательной парой, вращение корпуса которой совпадает с вращением долота, обеспечивается создание момента, компенсирующего момент от забойного двигателя. Это исключает скручивание нижней части колонны гибких труб и поддерживает положение компоновки низа бурильной колонны в заданном направлении. Ребра на корпусе и переводниках повышают трение с горной породой и усиливают момент трения этой пары. В ребрах могут применяться выдвижные под давлением штыри для большего усиления трения.

При проводке скважин с малым радиусом искривления для снижения жесткости КНБК между забойным двигателем и эксцентричной двигательной парой может устанавливаться УБТ.

Перед отправкой на буровую компоновка собирается в цехе. Через нее прокачивается жидкость, измеряются моменты у двигателя и эксцентричной рабочей пары. Производится их уравнивание.

Компоновка работает следующим образом. Сначала из скважины в заранее запланированном направлении образуют боковой выход, длина которого из ствола скважины больше длины КНБК. Затем в скважину спускается компоновка (рисунок 15). При спуске в скважину КНБК входит в боковой отвод и начинается процесс бурения. Под действием прокачиваемой жидкости запускаются забойный двигатель и эксцентричная рабочая двигательная пара. При этом корпус с ребрами вращается в противоположную по сравнению с долотом сторону (рис. 15).

Реактивный крутящий момент от забойного двигателя через УБТ передается к устройству, которое его гасит. Для уравнивания реактивного крутящего момента устройство может устанавливаться на большем от забойного двигателя расстоянии. Место установки рассчитывается путем сравнения величин реактивного крутящего момента забойного двигателя и тормозящего момента устройства.

Как известно, под действием реактивного крутящего момента нижняя часть бурильной колонны поворачивается против часовой стрелки под некоторым углом φ относительно ее верхней части, т.е. в противоположном направлении вращению вала забойного двигателя и долота.

Угол закручивания определяется выражением:

$$\varphi = \frac{M \cdot L}{G \cdot I_0}$$

где φ -угол в радианах;

M -реактивный момент забойного двигателя, кг/см;

L -длина бурильных труб, м;

I_0 -полярный момент инерции, см⁴;

G -модуль сдвига, кг/см².

В действительности бурильная колонна в наклонном стволе лежит на стенке скважины, что частично мешает ее провороту.

Длина колонны, которой соответствует максимальное значение угла закручивания, определяется выражением:

$$L = \frac{M}{q \cdot r_H \cdot \mu \sin \alpha},$$

где q -вес 1 пог. м бурильных труб, кг/м;

r_H -наружный радиус труб, м;

μ -коэффициент трения трубы о стенку скважины;

α -угол наклона скважины.

Эта формула дает возможность определить критическую величину длины колонны бурильных труб, на уровне которой затухает действие реактивного крутящего момента.

При дополнительном вводе в компоновку эксцентричной двигательной пары равновесие крутящих моментов в нижней ее части должно соблюдаться при следующем равенстве:

$$M_1 = M_2 + \Delta M,$$

где M_1 -крутящий момент забойного двигателя;

M_2 -крутящий момент от наружного элемента с центраторами эксцентричной двигательной пары;

ΔM -потери на трение колонны между забойным двигателем и дополнительной эксцентричной парой.

В равенстве известны M_1 и M_2 .

Значение ΔM используется для определения l -длины УБТ, колонны бурильных труб, подвергающихся воздействию крутящего момента от забойного двигателя

$$l = \frac{\Delta M}{q \bullet r_H \bullet \mu \bullet \sin \alpha}.$$

Для современной практики бурения с использованием длинномерных гибких труб может представлять интерес следующий расчет.

Скважина горизонтальная.

$$\Delta M = 200 \text{ кг/см}$$

$$q = 0,2 \text{ кг/см}$$

$$r = 5 \text{ см}$$

$$\mu = 0,1$$

$$\alpha = 90^\circ.$$

Согласно этим данным:

$$l = \frac{200}{0,2 \bullet 5 \bullet 0,1 \bullet 1} = 20 \text{ м}$$

По расчету эксцентричная двигательная пара устанавливается после забойного двигателя через 20 метров.

Устройство в виде эксцентричной двигательной пары может применяться для передачи нагрузки к забою горизонтального ствола, производя при этом очистку нижней стенки. Для этого в компоновку низа бурильной колонны включаются несколько устройств (рисунок 14). Такое применение устройств наиболее целесообразно при бурении с использованием колтюбинговой установки. Благодаря поперечным колебаниям устройства снижается трение колонны труб о стенки скважины.

В настоящее время бурение горизонтальных скважин со сложной траекторией ведется с применением забойных двигателей с долотами 190 и 215,9 мм. Для такого способа, по нашему мнению, могут использоваться компоновки с устройствами на основе двигательных винтовых пар. На граф. прил. приведены типичные компоновки для бурения скважин с использованием забойного двигателя, с помощью которых горизонтальные стволы можно проводить наклонно по различной траектории.

Доразработка давно эксплуатирующихся месторождений в перспективе связана с добычей нефти из участков, оставшихся после очаговых заводнений с некоторым запасом нефти. На рисунке 16 показаны наиболее характерные траектории проводки боковых и горизонтальных стволов в пласте относительно большой толщины. Они выполнены по заранее заданной программе с применением компоновок бурильной колонны с устройствами на основе двигательных винтовых пар.

Учитывая, что большинство месторождений России находится на поздней стадии эксплуатации, а вновь открываемые малы по размерам, поиск оставленных запасов на старых месторождениях, попытка максимально освоить мелкие, разработка новых технологий проводки скважин по любым сложным траекториям становятся актуальными.

Данное устройство, представляет интерес комплексного разбуривания кольцевой системой скважин на резко выраженных куполах на мелких или даже на участках больших месторождений.

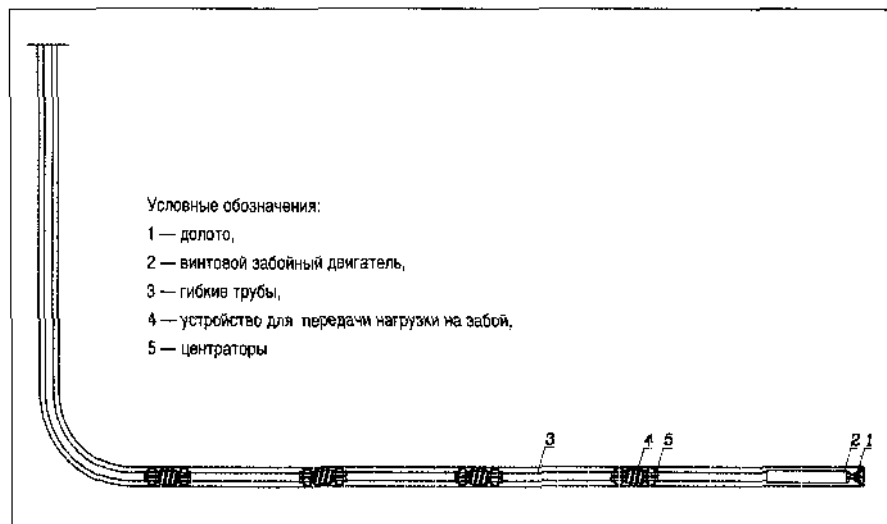


Рисунок 14.

Схема расположения устройств (винтовых пар) в горизонтальном стволе с целью очистки ствола и передачи нагрузки к забою

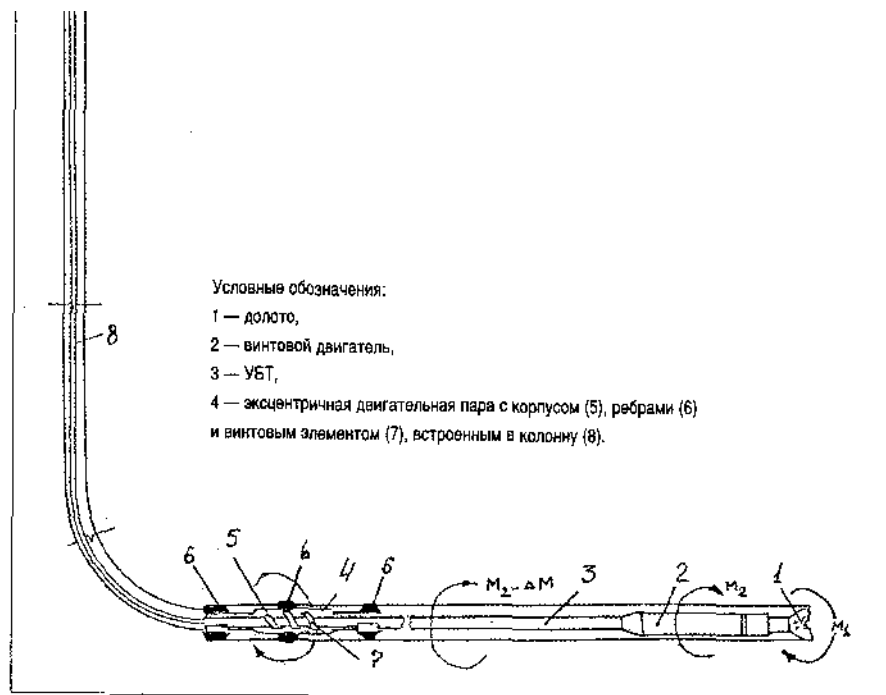


Рисунок 15.

Компоновка низа длинномерных гибких труб с встроенным УБТ и эксцентричной двигательной парой.

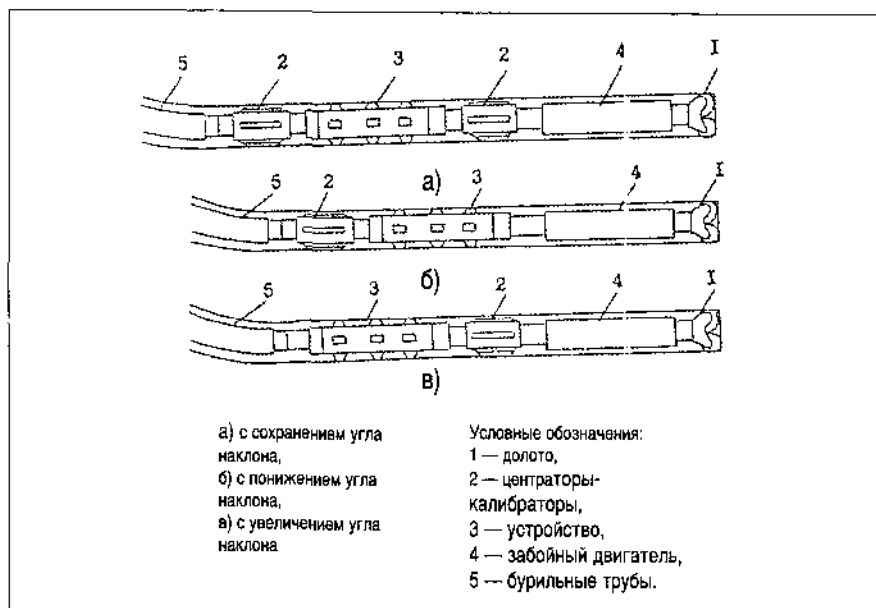


Рисунок 16

Схемы конструкций многозабойных скважин, выполненных по сложным геометрически правильным траекториям.

а), б) — соответственно расположение в разрезе и в плане.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

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

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

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

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

В таблице 38 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 38- Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	3	2
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	0	1018
Конечная глубина интервала, Н ₂ (м)	1018	2600
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, ВЗД, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	61,7	88,98
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	3000	3000
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	41	105
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	40	104
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1СВ} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{СП} (час)	1,7	4,3
Время подъёма свечей, T _{ПОД} (час)	1,6	4,3
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	11,93	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.2

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

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

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

Таблица 39 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2600
Продолжительность механического бурения, t _м (час)	109
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , t _{ПВР} (час)	51
Календарное время бурения, Т _к (час)	412
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	3
Механическая скорость бурения, V _м (м/час)	23,8
Рейсовая скорость бурения, V _р (м/час)	15,12
Коммерческая скорость, V _к (м/ст.мес)	4543
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	3000

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 40, 41.

Таблица 40 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Элемент цикла	Плановая продолжительность по проекту, час
1. Строительно-монтажные работы	720
2. Подготовительные работы к бурению	48
3. Бурение и крепление, в том числе	432
4. Испытание	144,0
Итого на скважину	1344

Таблица 41 продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	4,5	1,83	2,6
Крепление	9,3	4,6	4,7
Вспомогательные работы	4,2	1,3	2,9
Всего	18	7,8	10,2

Линейно-календарный график работ представлен в таблице 42.

Таблица 42 - Линейно-календарный график работ

<i>Бригады участвующие в строительстве</i>	<i>Затраты времени</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Вышко- монтажные</i>	<i>Первичный монтаж-1 мес;</i>												
<i>Буровые</i>	<i>Строительство скважины-0,6 мес.</i>												
<i>Испытания и освоения</i>	<i>Испытание в колонне-0,23 мес.</i>												
<i>Вышко- монтажные</i>	<i>Передвижка 15 м, 0,05 мес.</i>												

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

4.2.1 Расчёт скоростей бурения

Расчет механической скорости

Механическая скорость проходки $V_{\text{мех}}$ определяется проходкой в метрах за 1 час работы долота на забое по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м/час} \quad (3.2.2.1)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

$$V_M = \frac{2600}{109} = 23,85 \text{ м/час}$$

Механическая скорость характеризуется эффективностью разрушения горной породы и зависит от ее особенностей, типа долота, способа и режима бурения, типа применяемого оборудования, забойного двигателя, параметров промывочной жидкости, квалификации бурильщика.

Расчет рейсовой скорости

Рейсовая скорость проходки (v_p) отражает проходку в метрах за 1 час механического бурения, спускоподъемных операций и подготовительно-вспомогательных работ, выполняемых при каждом спуске и подъеме инструмента, и определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{\text{СПО}} + t_{\text{ПВО}}}, \text{ м/час} \quad (3.2.2.2)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время спускоподъемных операций, час;

$t_{\text{ПВО}}$ – затраты времени на подготовительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час.

$$V_P = \frac{2600}{109 + 62,93} = 15,12 \text{ м/час}$$

Рейсовая скорость характеризует темп углубления скважин в единицу времени, зависит от тех факторов, что и механическая скорость, а также от глубины бурения, определяющей затраты времени на спускоподъемные операции.

Расчет технической скорости

Нормативная скорость бурения определяется проходкой на один станко-месяц производительной работы при бурении скважины по формуле:

$$V_T = \frac{H \cdot 720}{t_{ПВ}}, \text{ м/ст- мес} \quad (3.2.2.3)$$

где $t_{ПВ}$ – производительное (технологически необходимое) время бурения, час.

$$V_T = \frac{2600 \cdot 720}{1086} = 1723,756 \text{ м/ст-мес}$$

Расчет коммерческой скорости

Коммерческая скорость бурения определяется средней проходкой на один станко-месяц по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_B}, \text{ м/ст- мес} \quad (3.2.2.4)$$

где T_B – общее время бурения скважины, час.

$$V_K = \frac{2600 \cdot 720}{1417,79} = 1320,364 \text{ м/ст-мес}$$

Этот показатель отражает уровень организации работ в процессе бурения скважины.

Расчет цикловой скорости

$$V_{Ц} = \frac{H \cdot 720}{T_{Ц}}, \text{ м/ст-мес} \quad (3.2.2.5)$$

где $T_{Ц}$ – продолжительность цикла строительства скважины, час.

$$V_{Ц} = \frac{2600 \cdot 720}{5489,76} = 340,998 \text{ м/ст- мес}$$

4.2.2 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 28 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 28 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, представленная в таблице 43.

Таблица 43 – Состав буровой бригады

Буровой мастер	1 чел.
Помощник бурового мастера	3 чел.
Бурильщик 6 разряда	4 чел.
Бурильщик 5 разряда	4 чел.
Помощник бурильщик 5 разряда	4 чел.
Помощник бурильщик 4 разряда	4 чел.
Дизелист	8 чел.
Слесарь 5 разряда	2 чел.
Лаборант	2 чел.

4.3 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 44 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	17 633 500	17 633 500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2600	45500	118 072 500
	3.Работы по креплению	ч	340.998	32450	12 772 320
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531 855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2 150 000
	Итого полевых работ: Σ 1				137663375
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	2095090
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2618863
	Итого расходов А: Σ 2				142377328
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	35860965
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	23309627
	Итого расходов Б: Σ 3				59170592
	Итого основных расходов А+Б				238475421
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	33386558
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	40779297
	Итого по расчету:				312641276
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1396727
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	5379144
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	14344386
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8965241
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	7154262
ИТОГО себестоимость проекта					312953537
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					369285173

4.4 План организационно-технических мероприятий по повышению ТЭП

Оргтехплан составляется на основе анализа производственной деятельности ОАО «Томскгазпром» и анализа баланса рабочего времени буровых бригад. Мероприятиями оргтехплана предусмотрено сокращение времени на непроизводственные затраты, простои, ремонт и так далее. В результате сокращения времени на непроизводственное время увеличивается время на механическое бурение, что дает в конечном итоге увеличение выручки (прибыли). Снижение себестоимости и увеличение выручки от реализации продукции, соответственно увеличивает валовой доход предприятия, отчисления в ФРП и ФСР, а также ЕФОТ.

План мероприятий по повышению эффективности буровых работ представлен в таблице 45.

Таблица 45 – План мероприятий по повышению эффективности буровых работ

Основные направления совершенствования	Базовый (фактический) вариант	Новый (рекомендуемый) вариант	Ожидаемый эффект, тыс. руб.
Буровая установка	БУ 3Д-76	БУ 2500ДГУ-2М	1.300
Буровые долота	III 190,5 Т-ГНУ	215,9 МХ-09G	2.495
Использование УБТ	новые УБТ	отремонтированные УБТ	1.000
Буровой раствор	полимер – глинистый	полимерный	2.350

5. Социальная ответственность

5.1. Производственная безопасность

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении реализуются основные организационно-технические и технологические мероприятия, обеспечивающие безопасность жизнедеятельности, охрану недр и окружающей среды от возможных вредных воздействий связанных с дальнейшей эксплуатацией месторождения.

Данные мероприятия предусматриваются:

- в лицензии на использование недр;
- в рабочих проектах на строительство скважин;
- в перспективных и годовых планах по охране окружающей среды производственных объединений и предприятий.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую природную среду на различных этапах строительства скважин приведены в таблице 46.

Анализ выявленных и вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно направленной скважины глубиной 2600 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область) приведены в таблицах № 46 и № 47.

Проанализировав опасные и вредные производственные факторы, сделаем вывод о необходимости предусмотреть меры по борьбе с их влиянием на ход технологического процесса. Такими мерами являются: индивидуальные и коллективные средства защиты, организация безопасного труда и рационального отдыха.

Согласно Трудовому кодексу РФ безопасные условия и охрану труда в организации обязан обеспечить работодатель. В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

- безопасность работников при эксплуатации оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

Таблица 46– Источники и виды воздействия на объекты окружающей природной среды на различных этапах строительства скважин

№ п/п	Вид работ	Источник воздействия	Вид воздействия	Объект воздействия
1	2	3	4	5
1.	Подготовительные работы при строительстве скважин: планировка буровой площадки, транспортировка и складирование оборудования, сооружение амбаров, проведение монтажных работ и строительство складов для хранения химреагентов и ГСМ	Автомобильный транспорт, строительная техника. Выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники, привозной грунт (песок), материалы для строительных работ и для приготовления буровых и тампонажных растворов	Физическое нарушение почвенно-растительного покрова, природных ландшафтов зоны аэрации, нарушение температурного режима ММП, деградация верхних горизонтов ММП. Нарушение биоты в районе строительства скважин и изменение условий жизни вплоть до исчезновения отдельных видов животных и растений, миграции крупных животных	Почвенно-растительный покров на территории, отведенной под строительство скважин (площадка для монтажа бурового оборудования, трассы линейных сооружений: дорог, трубопроводов, ЛЭП). Растительный и животный мир, атмосферный воздух, почвы, грунты, поверхностные и подземные воды, ландшафт
2.	Углубление (бурение) скважин	Блок приготовления буровых растворов, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения, амбары, емкости ГСМ, двигатели внутреннего сгорания, котельные; химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов, топливо и смазочные материалы, отходы бурения (шлам, сточные воды, буровые растворы), хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы, загрязненные дождевые и ливневые воды, шум при работе буровых установок. Жизнедеятельность буровой бригады		Биота: растительный и животный мир, почвы, грунты, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, работники буровых бригад, население близлежащих населенных пунктов

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5
3.	Испытание скважин	Жизнедеятельность буровой бригады: межкомплексные перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам, фонтанная арматура, продувочные отводы, сепаратор, факельная установка; нефть, газ, конденсат, получаемый при испытании скважин, минерализованные пластовые воды, продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси)		Растительный и животный мир, почвы, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, среда обитания животных и человека
4.	Ликвидация и консервация скважин	Негерметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры, задвижки высокого давления; закупорка пласта при вторичном вскрытии, прорыв пластовой воды и газа и газовой «шапки»; нефть, газ, конденсат, минерализованная вода		

Таблица 47 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
Эксплуатация машин и механизмов. Монтажные работы. Земляные работы Работа в условиях отрицательных температур Работы повышенной опасности Работы по радиографированию (рентгенография и гаммаграфия) Клещевой вирусный энцефалит Шум и вибрация Выполнение погрузочно-разгрузочных работ Монтажные работы Сварочные работы Огневые работы Выполнение строительно-монтажных работ грузоподъемными механизмами Электромонтажные работы Работа с ручными механизированными инструментами	Подача напряжения, горячей воды, пара; Превышение норм шума, вибрации, загазованности, радиации; Повышенная задымленность и загазованность воздуха рабочей зоны; движущиеся машины и механизмы; Подвижные частицы производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы; Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, поверхностей оборудования, материалов; Повышенный уровень шума, вибрации, ультразвука или инфразвуковых колебаний на рабочем месте; Оборудование, работающее под давлением выше атмосферного.	Движущиеся машины и механизмы Электрический ток Переохлаждение, обморожение Отравление Ожог Радиация	ПОТР М-027-2003 «Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». СНиП 23-01-99* (БСТ 2-3/2003) «Строительная климатология» ГОСТ 12.1.007-76* (ИУС 6-90) «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88* (ИУС 4-2004) «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования», СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения работающих безопасности труда» ГОСТ 12.1.004-91* (ИУС 1-95) «Пожарная безопасность»; ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ГОСТ 12.1.010-76* (ИУС 6-83) «Взрывобезопасность» Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ Приказ Минэнерго РФ от 13-01-2003 6 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителем»

В числе опасных и вредных факторов при строительстве и эксплуатации скважины можно выделить следующее:

- Эксплуатация машин и механизмов;
- Движущиеся части механизмов (лебедка, насосы, ротор, цепные приводы);
- Подготовительные работы (рубка леса и корчевка пней, устройство лежневых дорог): штабелирование, транспортировка, монтажные работы;
- Земляные работы;
- Работа в заболоченной местности;
- Работа в условиях отрицательных температур;
- Монтажные работы;
- Сварочные работы;
- Огневые работы;
- Выполнение строительно-монтажных работ грузоподъемными механизмами;
- Выполнении погрузочно-разгрузочных работ;
- Электромонтажные работы;
- Работа с ручными механизированными инструментами;
- Шум и вибрация;
- Работы по радиографированию (рентгенография и гаммаграфия);
- Работы повышенной опасности;
- Химические вещества, применяемые в производстве. Тяжесть и глубина действия различных вредных веществ на организм человека зависит от вида веществ и его физико-химических свойств. Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают обще токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни. В нефтяной промышленности таковыми являются сырая нефть, двуокись углерода, сероводород, сернистый ангидрид, детергенты, природный газ, бензин, предельные углеводороды, окись углерода.

При строительстве и эксплуатации скважины предусмотрены мероприятия по предотвращению воздействия молнии. Молниезащита производства выполняется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 и «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений» РД 34.21.122-87.

По устройству молниезащиты согласно РД 34.21.122-87 и СО-153-34.21.122-2003 объекты относятся ко II категории и к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения.

Здания и сооружения защищаются от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений (электрической и электромагнитной индукции), от заноса высоких потенциалов по подземным и наземным коммуникациям.

В качестве молниеприемного устройства применяются молниеприемники, установленные на дымовой трубе и металлических площадках технологических аппаратов. В соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности» во взрыво- и пожароопасных помещениях и зонах открытых установок проектом предусматриваются мероприятия по защите от статического электричества. Для защиты от статического электричества все технологическое оборудование и трубопроводы заземляются.

В качестве заземляющего устройства защиты от статического электричества используются заземляющие устройства для защитного заземления и молниезащиты. Все подлежащее заземлению и занулению оборудование (включая технологическое) и сооружения имеют узлы присоединения к ним заземляющих защитных проводников.

5.2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность при строительстве наклонно-направленной скважины на Казанском месторождении предусматривает проведение мероприятий, обеспечивающих предотвращение ухудшения физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в настоящее время и в будущем в результате разработки месторождений углеводородов. Мероприятия по охране недр и окружающей природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и промышленную разработку месторождений углеводородов, в специальных долговременных программах, в контрактах на разработку месторождений.

Мероприятия по охране окружающей среды при строительстве скважин решают две задачи:

- оценка экологичности применяемых технических средств и технологических процессов, буровых растворов, химреагентов и других материалов, применяемых в строительстве скважин;

- осуществление контроля за выполнением природоохранных мероприятий, предусмотренных проектом, и состоянием качества окружающей природной среды.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия, предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока на участке строительства;
- загорание естественной растительности и торфяников, вследствие допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать загорание;
- захламление территории строительными отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанных масел и т.п.;
- не регламентируемую охоту, рыбную ловлю и браконьерство.

Загрязнение атмосферы происходит на этапах строительства скважин, строительства объектов обустройства месторождения, при эксплуатации объектов по добыче и подготовке нефти. Источники, объемы воздействия и природоохранные мероприятия рассмотрены отдельно по компонентам природной среды.

Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при буровых работах, строительстве и эксплуатации объектов по добыче и подготовке нефти, приведен в таблице 48.

Таблица 48– Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

Наименование загрязняющих веществ	ПДКм.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	Класс опасности
Железа оксид	-	0.04	3
Марганец и его соединения	0.01	0.001	2
Бенз/а/пирен	-	0.00001	1
Мазутная зола	-	0.002	2
Свинец и его соединения	0.001	0.0003	1
Азота диоксид	0.085	0.04	2
Азота оксид	0.4	0.06	3
Сажа	0.15	0.05	3
Ангидрид сернистый	0.5	0.05	3
Углерода оксид	5	3	4
Углеводороды (по метану)	50.0/ОБУВ/	-	-
Растворители (по ксилолу)	0.2	0.2	3
Химреагенты (по метанолу)	1	0.5	3

В целях предупреждения загрязнения атмосферы на промысле предусмотрены следующие мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ:

- до начала бурения скважин проверены и приведены в исправное состояние все емкости, где будут храниться буровые растворы и химреагенты;
- герметизированы устья скважин, система приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважин, циркуляционная система;
- оснащены предохранительными клапанами все аппараты, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости;
- откачка нефти из аппаратов и дренаж при ремонте оборудования в аварийные емкости;
- возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях, в систему подготовки нефти.

Важным ресурсосберегающим и природоохранным направлением деятельности ОАО «Томскгазпром» в последние годы стала разработка, финансирование и реализация программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Особую опасность для поверхностных водоемов на территории месторождения представляют объекты, расположенные в водоохранных зонах (ВОЗ) и на границе ВОЗ.

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважин, строительстве и эксплуатации объектов обустройства могут оказывать:

- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Как было выявлено проведенными исследованиями, буровой шлам, образующийся при бурении разведочных и эксплуатационных скважин по принятым в ОАО «Томскгазпром» технологиям относится к малоопасным или не опасным отходам производства (4 или 5 классы опасности). В то же время, в его составе имеются компоненты, используемые растениями для минерального питания. Эти особенности позволили специалистам ОАО «Томскгазпром» обосновать возможность использования бурового шлама в качестве побочного продукта - удобряющей добавки при рекультивации лесных участков, нарушенных при строительстве. На 01.04.2016 г. на Казанском месторождении

остался нерекультивированным 1 шламовый амбар. Предполагаемый срок рекультивации – 3 года.

Для предотвращения загрязнения и истощения водотоков при эксплуатации месторождения необходимо проведение мероприятий:

- сбор поверхностных и аварийных, загрязненных нефтью и химреагентами, стоков с территории площадок;
- бетонирование и ограждение бордюром или обвалование площадок размещения нефтепромыслового оборудования и резервуаров;
- план ликвидации аварийных разливов нефти. На площадке должны находиться в достаточном количестве материалы и инструменты, необходимые для ликвидации разливов.

Основными источниками воздействия на земли и почву, лес и флору являются:

- буровые и строительно-монтажные работы;
- передвижной транспорт;
- отходы производства и бытовые отходы;
- аварийные разливы нефти;
- пожары.

Процесс бурения скважин, строительства объектов и эксплуатации нефтепромысловых сооружений характеризуется образованием и накоплением потенциальных загрязнителей почв: твердые бытовые отходы, буровой шлам, производственные отходы. Сбор бытовых отходов осуществляется в металлические контейнеры, которые вывозятся на свалку твердых бытовых отходов. При бурении скважин основной объем отходов составляют: буровой шлам и отработанный буровой раствор. Отработанные буровые растворы утилизируются, а места временного их хранения (амбары) рекультивируются. При бурении скважин в ВОЗ весь буровой шлам должен быть вывезен за пределы зоны. Металлический лом реализуется, отходы древесины и порубочные остатки сжигаются, нетоксичные отходы строительных материалов вывозятся автотранспортом.

В отличие от биологических ресурсов, минерально-сырьевые не способны к самовосстановлению, поэтому назначение охраны недр заключается в обеспечении их рационального использования, предупреждения их порчи, а также в сокращении потерь при добыче, транспортировке и переработке.

Мероприятия по охране недр во время эксплуатации Казанского месторождения соответствуют требованиям нормативных документов, направленных на охрану недр и основаны на решении двух задач: полное извлечь нефть из продуктивного пласта и свести к

минимуму воздействие на неразрабатываемые пласты и обеспечить чистоту водосодержащих горизонтов пресной воды.

Для решения этих задач при эксплуатации месторождения предусмотрен:

- контроль за качеством подземных вод в течение всего периода эксплуатации месторождения (контроль включает гидрогеологическое изучение разреза до источников пресных вод и определение границ их распространения);
- зону санитарной охраны вокруг водозаборных скважин;
- очистку производственно-дождевых стоков и пластовой воды перед закачкой в систему заводнения;
- контроль за качеством воды, закачиваемой в пласт, согласно требованиям нормативных документов. Закачиваемая в пласт с целью поддержания пластового давления вода не должна содержать сверх нормативного количества твердых взвешенных веществ (ТВВ) и нефтепродуктов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г., № 116 [3], предприятия и организации нефтегазодобывающей промышленности обязаны заключать с профессиональными противопожарными службами договоры на обслуживание или создавать (в случаях, предусмотренных законодательством), собственные профессиональные аварийно-спасательные службы (формирования).

На каждую скважину с возможностью газоводонефтепроявлений или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварии содержащий:

- виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации газонефтеводопроявлений;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии;
- список инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;

- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
- режим работы вентиляции при возникновении газонефтеводопроявлений;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;
- первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков газонефтеводопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

К мерам по обеспечению безопасной жизнедеятельности на предприятии относят выполнение норм производственной санитарии, требований пожарной безопасности и в условиях возникновения чрезвычайных ситуаций. При эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин и технологического оборудования опасность для человека обусловлена следующими причинами:

- высокое давление и свойства нефти и газа, представляющие опасность для человека;
- оборудование находится под высоким давлением;
- в технологическом процессе используются вредные вещества;
- необходимость обслуживания в любых метеорологических условиях на открытых площадках, а также в ночное время.

В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций техногенного, природного и военно-политического характера. Для предупреждения и предотвращения чрезвычайной ситуации на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от чрезвычайных ситуаций;
- организация защиты населения и жизнеобеспечение в чрезвычайных ситуациях;

- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

Анализируя вышеизложенное можно заключить, что основными опасностями в плане предотвращения крупного ущерба окружающей среде и человеку являются ЧС техногенного характера.

ОАО «Томскгазпром» при разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности руководствуются «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Правилами безопасности при эксплуатации установок подготовки газа на предприятиях газовой промышленности», «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий».

В качестве основных мероприятий по охране труда и технике безопасности предусмотрено:

- полная герметизация всего технологического процесса внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами;
- выбор оборудования из условия максимально возможного давления в нем, а для оборудования на открытых площадках - с учетом нагрева за счет солнечной радиации в летнее время;
- обеспечение противопожарных разрывов между оборудованием и другими сооружениями;
- мероприятия по снижению потерь легких фракций и упругости паров стабильного конденсата;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- размещение электрооборудования (электродвигателей) во взрывопожароопасных помещениях в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»;
- применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления как более надежного в эксплуатации;
- контроль, автоматизацию и управление технологическим процессом с диспетчерского пункта в соответствии с «Основными положениями по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий»;
- блокировку оборудования и сигнализацию при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов;

– механизацию трудоемких процессов при производстве ремонтных работ технологического оборудования.

В помещениях со взрывоопасными средами предусмотрена установка сигнализаторов и газоанализаторов до взрывных концентраций в соответствии с «Требованиями к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности».

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для обслуживающего персонала объектов ОАО «Томскгазпром» предусмотрены бытовые помещения (гардеробные, помещения для сушки одежды, прачечные, душевые, умывальники и др.), которые должны удовлетворять требованиям санитарных норм.

На удаленных участках месторождения должно предусматриваться размещение блок-бокса для обогрева вахтенного персонала.

Вопросы обеспечения безопасности при строительстве скважин регулируются следующими правовыми нормами:

- Федеральный закон от 10.02.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» .
- Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03 от 05.06.2003 № 56.
- ГОСТ 12.0.001-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда.
- ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения по безопасности труда. Общие положения.
- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ
- ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
- ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности.
- ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.
- ГОСТ 12.1.013-78 ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования.

- ПОТР М-027-2003 «Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте
- ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- СНиП 23-01-99* (БСТ 2-3/2003) «Строительная климатология»
- ГОСТ 12.1.007-76* (ИУС 6-90) «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
- ГОСТ 12.1.005-88* (ИУС 4-2004) «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования», СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения работающих безопасности труда»
- ГОСТ 12.1.004-91* (ИУС 1-95) «Пожарная безопасность»;
- ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»
- ГОСТ 12.1.010-76* (ИУС 6-83) «Взрывобезопасность»
- Приказ Минэнерго РФ от 13-01-2003 6 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителем»

Заключение

Одной из важнейших задач бурения нефтяных и газовых скважин является точное соблюдение запроектированных технологических решений и своевременная корректировка проектных решений в соответствии с практическими результатами.

Для оценки эффективности расчетов при бурении скважин с большим газовым фактором на предприятии используются количественные подходы, основанные на стоимостных, натуральных показателях и качественные подходы основанный на методах экспертной оценки.

Принципы формирования эффективности расчетов основных проектных параметров профилактики противофонтанной безопасности при бурении скважин с большим газовым фактором должны происходить в соответствии с последовательностью технологических операций, разработка приоритетных целей, изучение потребности в расчетах с целью получения необходимой информации для проведение контроля разработки систем противофонтанной безопасности, распределения средств на развитие приоритетных конструктивных решений, разработка эффективной системы безопасности труда в организации и проведение анализа аварий с целью их не повторения.

Проведенный в работе анализ эффективности расчетов основных проектных параметров профилактики противофонтанной безопасности при бурении скважин с большим газовым фактором показал, что политика службы буровых работ ОАО «Томскгазпром» характеризуется наличием у руководства организации обоснованных прогнозов ее развития и соответствующих им методов и средств безаварийной работы.

В анализе эффективности расчетов основных проектных параметров профилактики противофонтанной безопасности при бурении скважин с большим газовым фактором предприятия ОАО «Томскгазпром» можно условно выделить три основных этапа работы: 1. Анализ соответствия расчетов действующим нормам и правилам; 2. Автоматизация - разработка программ, для выработки оптимальных решений для достижения противофонтанной безопасности и составления алгоритмов решения задач в случае возникновения аварии; 3. Мониторинг противофонтанных мероприятий - разработка процедур диагностики и прогнозирования аварийных ситуаций.

Проведенный анализ позволил выявить основные проблемы в области противофонтанной безопасности персоналом на предприятии ОАО «Томскгазпром»: 1) не

достаточная полнота расчетов основных проектных решений; 2) при использовании расчетов не полностью учитывается практический опыт мероприятий по противофонтанной безопасности; 3) не производится адаптация новых научных достижений, механизмов и материалов для проведения противофонтанных мероприятий из-за дефицита денежных средств и людских ресурсов.

В организационно-экономической части описаны организационные формы работы предприятия ОАО «Томскгазпром», приведены основные экономические показатели деятельности ОАО «Томскгазпром», предложен план организационно-экономических мероприятий по повышению ТЭП, приведены расчеты экономической эффективности разработанных ОТМ.

Список использованных источников

1. Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.Ф. Булатов «Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации». – 1,2 Том, М.Недра 2000г.
2. Федеральный закон от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» [Электронный ресурс] URL: <http://base.garant.ru/10104313/#ixzz317OJjHMс>.-Загл. с экрана.- Яз.рус. Дата обращения 29.04.2017г.
3. Федеральный закон от 10.02.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <http://base.garant.ru/12125350/#ixzz312сЕРНВІ>Дата обращения 02.05.2017г.
4. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Электронный ресурс] URL: <http://base.garant.ru/11900785/2/#ixzz312ХamPZ>.-Загл. с экрана.-Яз.рус. Дата обращения 06.04.2017г.
5. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. N 101 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изм. и доп. от 12.01.2015) // [Электронный ресурс] URL. Дата обращения 06.04.2017г.
6. Трубы обсадные. Гост 362-80 // [Электронный ресурс] URL. Дата обращения 06.04.2017г.
7. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. - 2-ое изд., перераб. и доп. - М: Недра, 1996. - 361 с.
8. Булатов А.И., Качмаров С.Н. Освоение скважин: Практическое пособие. – М: Недра, 1999. – 472 с.
9. Воевода А.Н. и др. Монтаж оборудования при кустовом бурении скважин. - М.: Недра, 1987. - 205 с.
10. Долговечность шарошечных долот. - М.: Недра, 1992. - 266 с.
11. Инструкция по организации и методике проведения профилактической работы по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений, аварийных выбросов, открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах ОАО «Газпром». ОАО «Газпром». ООО «Газобезопасность. 2000г.
12. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М: ВНИИТнефть, 1997. - 194 с.

13. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. - М: Госстрой СССР, 1991.
14. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. - М.: Недра, 1990. -302 с.
15. Исайченко А.И., Демихов В.С. Гидравлические забойные двигатели: - М: Недра, 1987. - 209 с.
16. Композит каталог нефтегазовое оборудование и услуги / Под ред. Красина В.Ю., Бондаря А.В. и Яснева Г.Н. – М.: Изд. Топливо и энергетика, 2000. – 587 с.
17. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении.- М: Недра, 1987. - 340 с.
18. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. - М.: Недра, 1987.- 205 с.
19. Охрана окружающей среды / Под ред. Брылова С.А. - М.: Высшая школа, 1985. - 272 с.
20. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонне. – Томск: Изд. ТПУ, 1997. - 47 с.
21. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. - 84 с.
22. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны. – Томск: Изд. ТПУ, 1996. - 68 с.
23. Сборник единых районных расценок на строительные конструкции и работы № 32. Скважины на нефть и газ. Часть III Бурение и испытание на продуктивность скважин. Приложение. – М. Недра, 1991. –176 с.
24. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. - М: Недра, 1988. - 359 с.
25. Соловьев Е.Н. Заканчивание скважин. - М: Недра, 1979. - 303 с.
26. Цены в строительстве.- 2016. - № 1. – С. 12-13.
27. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. - Томск: Изд. ТПИ, 1991. - 100 с.
28. Шаповалов А.Г. Проектирование и финансирование строительства нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1991. -100 с.
29. Ширков А.И. Охрана труда в геологии. - М.: Недра, 1990. - 235 с.
30. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. - М: Недра, 1982. - 296 с.
31. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. -333 с.