

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1675 МЕТРОВ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ).

УДК 622.323*324:622.243.23(24:181 m 1675)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Негреев Константин Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой БС	Ковалев Артем Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. х. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Ковалёв А.В
(Подпись) (Дата)
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б22	Негреев Константин Сергеевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1675 МЕТРОВ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ).		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2017	№1436/С

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<p>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></p>	
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1.Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой	Ковалёв Артём Владимирович	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Негреев Константин Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Негреев Константин Сергеевич

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

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

<i>Данные по строительству скважин на Ванкорском нефтегазовом месторождении</i>	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия. 2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин. 3. Нормативная карта. 4. Составление линейно-календарного графика. 5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины. 	
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Негреев Константин Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Негреев Константин Сергеевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<p><i>Вредные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Несовершенство технологического процесса, рабочего инструмента или средств безопасности. 2. Неправильная обстановка рабочего места, его загрязненность посторонними предметами, недостаточная практика работающих безопасному ведению технологических процессов. 3. Сильный шум и вибрации, 4. Избыточное тепло или сильный мороз. 5. Насекомые, животные. <p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Несовершенство или конструктивные недостатки оборудования. 2. Аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин. 3. Ядовитые вещества, ионизирующие излучения. 4. Поражение электрическим током. 5. Опасность возгораний.
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>При бурении скважины воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения</i></p> <p><i>Бурение скважины сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p><i>Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»;</i></p> <p><i>Раздел VI, глава 21, статья 147 ТК РФ «Повышенная оплата труда работника (работников)»;</i></p>

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Негреев Константин Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 с., 22 рис., 36 табл., 10 литературных источников, 6 прил.

Ключевые слова: : роторная управляемая система, скважина с большим отходом от вертикали, винтовой забойный двигатель, бурение.

Объектом исследования является: Ванкорское месторождение (Красноярский край).

Цель работы – проектирование строительства наклонно-направленной скважины на Ванкорском месторождении.

В процессе исследования проводился анализ строительства наклонно-направленной скважины на Ванкорском месторождении (Красноярский край).

В результате исследования был составлен проект на строительства наклонно-направленной скважины глубиной 3935 (по стволу) на Ванкорском месторождении (Красноярский край).

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Усложняются геологические условия и профили скважин, увеличивается протяженность горизонтальных участков, ужесточаются требования к качеству строительства скважин. Трудности при проводке маломощных продуктивных горизонтов и риски прихватов возможно решить с помощью роторной управляемой системы.

Степень внедрения: данный проект может быть внедрен в эксплуатацию полностью.

Область применения: Бурение наклонно-направленных скважин на Ванкорском месторождении.

Экономическая значимость работы: работа рассмотрена с минимальными экономическими затратами.

Опыт применения РУС на Ванкорском месторождении показывает, что при большом объеме бурения и сложности проектных профилей

скважин, использование РУС позволяет значительно снизить риски аварийности и сократить время бурения скважин

THE REPORT

Graduation qualification work contains 90 s., 22 degrees, 36 tables, _ 10_literary sources, 6 app.

Keywords: rotary controlled system, well with a large departure from the vertical, screw downhole motor, drilling.

The object of the study is: Vankor field (Krasnoyarsk region).

The aim of the work is to design the construction of a directional well at the Vankor field.

In the course of the study, an analysis was made of the construction of a directional well at the Vankor field (Krasnoyarsk Territory).

As a result of the research, a project was prepared for the construction of a directional well with a depth of 3935 (along the trunk) at the Vankor field (Krasnoyarsk Territory).

Basic structural, technological and technical and operational characteristics: Geological conditions and well profiles are becoming more complicated, the length of horizontal sections is increasing, and the requirements to the quality of well construction are tightened. Difficulties in wiring low-power productive horizons and risks of stucking can be solved using a rotary controlled system.

Degree of implementation: this project can be fully implemented.

Scope: Drilling of directional wells at Vankor meteorology.

Economic importance of the work: the work is considered with minimal economic costs.

The experience of using the RCS in the Vankor field shows that with a large volume of drilling and the complexity of the design well profiles, the use of the RCS significantly reduce the risks of accidents and reduce the time of drilling wells.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АБТ – алюминиевые бурильные трубы
- БК – бурильная колонна
- БР – буровой раствор
- БУ – буровая установка
- ВЗД – винтовой забойный двигатель
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель
- ГТН – геолого-технический наряд
- ДНС – динамическое напряжение сдвига
- КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны
- КП – кольцевое пространство
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы
- ММП – многолетнемерзлые породы
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента
- ОК – обсадная колонна
- ОЦР – облегченный цементный раствор
- ПАВ – поверхностно-активное вещество
- ПВО – противовыбросовое оборудование
- ПГ – полигликоль
- ПДК – предельно-допустимая концентрация
- ПЗП – призабойная зона пласта
- ПЗР – подготовительно-заключительные работы
- ПФ – показатель фильтрации
- СБТ – стальные бурильные трубы
- СКЦ – станция контроля цементирования
- СНС – статическое напряжение сдвига
- СПО – спускоподъемные операции
- СИЗ – средства индивидуальной защиты
- ТЭП – технико-экономические показатели
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения	18
1.4.Зоны возможных осложнений	22
1.5.Исследовательские работы	24
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	24
2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	24
2.2.Обоснование конструкции скважины	26
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	26
2.2.2.Построение совмещенного графика давлений	28
2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	29
2.2.4.Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6.Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3.Углубление скважины	30
2.3.1.Выбор способа бурения	30
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента	31
2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	32
2.3.4.Расчет частоты вращения долота	32
2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
2.3.6.Выбор гидравлической программы промывки скважины	33
2.3.7.Выбор компоновки и бурильной колонны	37
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых раст-ов	38
2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.4.1.Расчет обсадных колонн	41
2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений	41

2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.4.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.2.Расчет процессов цементирования скважины	47
2.4.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн	47
2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	47
2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	48
2.4.2.4.Гидравлический расчет цементирования скважины	48
2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	48
2.4.2.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	49
2.4.3.Выбор технологической оснастки обсадных колонн	50
2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин	50
2.5.Выбор буровой установки	51
3.СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	52
3.1. Применение РУС при строительстве наклонно – направленной скважины на Ванкорском месторождении	52
3.1.1. Классификация РУС	53
3.1.2. Роторная управляемая система «Geo-Pilot» компании Halliburton.	54
3.1.3. Система управления с замкнутым контуром. Система Geo-Span	57
3.1.4. Сравнение ВЗД с РУС.	59
3.1.5. Экономическое обоснование	64
3.1.6. Выводы	66
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия	67
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	69
4.3 Расчет нормативной карты	71

4.4 Составление линейно-календарного графика	74
4.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	74
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	78
5.1 Производственная безопасность	78
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	79
5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ	
5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды	79
5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда	80
5.3 Экологическая безопасность	83
5.3.1 Мероприятия по охране атмосфер	83
5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	84
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
Приложение А	91
Приложение Б	91
Приложение В	91
Приложение Г	91
Приложение Д	92
Приложение Е	93

ВВЕДЕНИЕ

Технологии наклонно-направленного бурения, все шире применяемые российскими нефтяниками, обеспечивают разрежение сетки эксплуатационных скважин с одновременным увеличением вовлекаемых в разработку запасов, снижение депрессии на пласт, эффективную промышленную разработку запасов, ранее считавшихся не извлекаемыми, а также повышение эффективности применения методов воздействия на пласт. При этом усложняются геологические условия проводки, увеличивается протяженность горизонтальных участков, ужесточаются требования к качеству строительства скважин. Встречаются трудности, такие как: проводка в продуктивном горизонте мощностью менее 2 м, увеличение рисков возникновения прихватов бурильного инструмента с увеличением длины горизонтального участка и др.

Для решения нависших вопросов и трудностей необходима:

- разработка систем оптимального управления траекторией для различных геологических условий;
- разработка эффективных технических средств бурения (отклоняющих, стабилизирующих и измерительных) позволяющих выйти на новый уровень эффективности при сокращении затрат.

В качестве технико-технологического решения проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин предложено использование вращательного способа бурения, либо вращение ротором, либо верхним приводом на любых интервалах профиля скважины. Реализацией такого решения послужило применение в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) роторных управляемых систем (РУС). Появление РУС дополняет арсенал усовершенствований, появившихся за последние 20 лет.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.

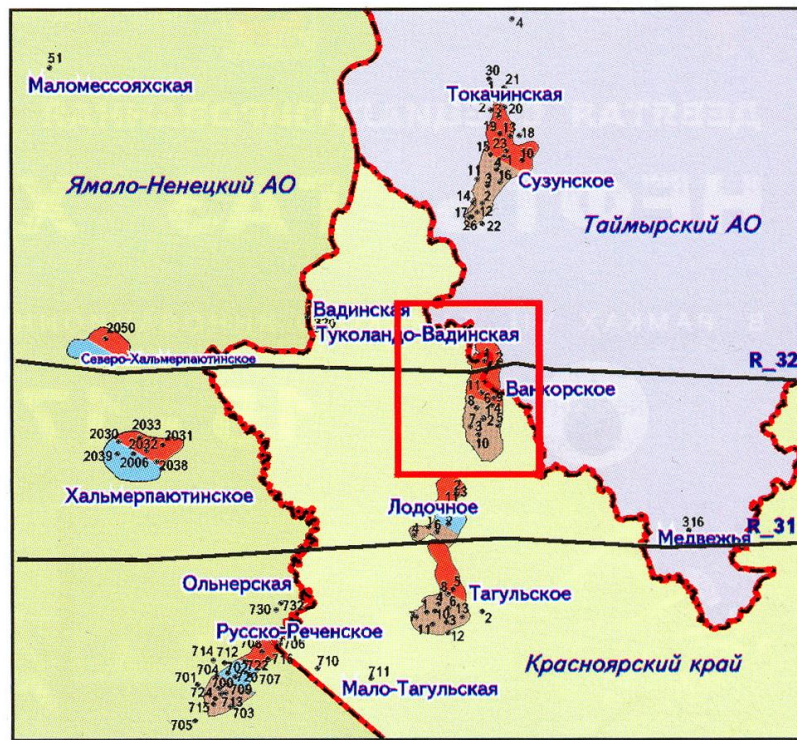
Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2, обзорная карта района работ представлена на рисунке 1, литологическая характеристика разреза скважины в таблице 4.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства.

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Банкорское газонефтяное месторождение
Характер рельефа	Территория представляет собой холмистую тундровую равнину
Покров местности	Тундра
Заболоченность	Заболоченная (до 30 % площади)
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Красноярский Дудинский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-10 +30 -16
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	0,5-1,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	243
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	143
Азимут преобладающего направления ветра, град	юго- западное и северо- восточное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 1,7
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	0 75
Геодинамическая активность	Средняя

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения.

Наименование	Значение
Электрификация	дизельные электростанции
Теплоснабжение	Котельная станция
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автомобильным транспортом по зимнику
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Игарка (137 км) г. Дудинка (310 км) п. Туруханск (440 км)



1 – район исследований; 2 – региональные профили МОГТ; 3 – административные границы; 4 – скважины, месторождения; 5 – нефтяные, 6 – газонефтяные, 7 – газоконденсатные, 8 – нефтегазоконденсатные

Рисунок 1.1 – Выкопировка из обзорной карты северо-востока Западно- Сибирской нефтегазоносной провинции.

1.2. Геологические условия бурения.

Проектный стратиграфический разрез составлен на основании данных поисковых и разведочных работ приведенный в групповом рабочем проекте № 605 [3].

Стратиграфическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.1.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 1.2.

Давление и температура по разрезу представлены в таблице 1.3.

Физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Угол падения пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол, град	
0	75	Четвертичная	Q	0	1,3
75	505	Таманская	K ₂ tn	2	1,2
505	540	Салпадаяхинская	K ₂ sp	2	1,2
540	905	Насоновская	K ₂ ns	2	1,1
905	1000	Дорожковская	K ₂ dr	2	1,2
1000	1350	Долганская	K ₁ dl	2	1,1
1350	1700	Яковлевская	K ₁ jak	2	1,2

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Стандартное описание горной породы
от	до	название	индекс	
0	75	Четвертичная	Q	Пески, глины, супеси, суглинки, с редкой галькой изверженных пород. Имеют место ледниковые отложения, в виде валунно-галечниковых отложений.
75	505	Таманская	K ₂ tn	Алевриты светло-серые, слюдистые с прослоями песков, серых, плотных, мелкозернистых, и глин темно-серых
505	540	Салпадаяхинская	K ₂ sp	Глины, темно-серые, зеленовато –серые, с прослоями алевритов, светло-серых, слюдистых и песков желтовато-серых, мелкозернистых, глинистых

540	905	Насоновская	K _{2ns}	Алевриты серые и серо-зеленые, плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых
905	1000	Дорожковская	K _{2dr}	Глины, темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевриты серые зеленовато-серые,
1000	1350	Долганская	K _{1dl}	Чередование песчаников серых, светло-серых, разнозернистых, кварцполеошпатовых, с алевритами и аргиллитами зеленовато-серыми, кварцполеошпатовыми реже аркозовыми.
1350	1700	Яковлевская	K _{1jak}	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато-серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов, аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых, тонкослоистых, плитчатых, и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Встречаются прослой углей бурых.

Таблица 1.3 – Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала градус
			Пластового, МПа на м		Порового, МПа на м		Гидроразрыва пород, МПа на м		Горного, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	75	0,01	0,01	0,01	0,01	0	0,0165	0	0,018	-1
K _{2tn}	75	505	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0165	0,0165	0,019	0,019	-1
K _{2sp}	505	540	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0165	0,0165	0,019	0,019	0
K _{2ns}	540	905	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,02	0,02	5
K _{2dr}	905	1000	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,021	0,021	8
K _{1dl}	1000	1350	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,021	0,021	21
K _{1jak}	1350	1700	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0165	0,021	0,021	37

Таблица 1.4 – Физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал по вертикали, м		Краткое назва- ние горной по- роды	Плот- ность, кг/м ³	Пори- стость %	Проницае- мость, мД	Глинистость %	Карбо- нат- ность, %	Твёр- дость, кгс/мм ²	Расслоё- ность породы	Абразив- ность	Катгория породы по твёрдости
	от	до										
Q	0	75	Супески	1500	30-35	1500	10	0	<10	1	10	Мягкая
			Суглинки	1800	25-30	10	90	0	<10	2	4	Мягкая
			Пески	1500	30-35	1500	5	0	<10	1	10	Мягкая
K _{2tn}	75	505	Глины	2000	25-30	0	95	0	<10	2	4	Мягкая
			Алевриты	1900	25-30	10	55	0	10	2	4	Мягкая
			Пески	1800	30-35	1500	5	0	5	1	10	Мягкая
K _{2sp}	505	540	Глины	2000	25-30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Глины	2000	15	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Алевриты	1900	15	0	55	2	10	2	4	Мягкая
K _{2ns}	540	905	Пески	1800	25	10	10	0	5	1	10	Мягкая
			Алевриты	1900	15	0	55	2	10	2	4	Мягкая
			Пески	1800	30-35	1500	5	0	5	1	10	Мягкая
K _{2dr}	905	1000	Глины	2000	15	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			Глины	2200	10	0	100	0	10	3	4	средняя
			Алевриты	2000	12	0	55	3	10	2	4	средняя
K _{1dl}	1000	1350	Песчанки	1900	25	100-1500	5	до 18	20	2	10	Мягкая
			Алевриты	2100	12	20-50	35	5	15	3	6	Мягкая
			Глины	2100	10	0	95	3	20	3	4	Мягкая
K _{1jak}	1350	1700	Песчанки	1900	30	200-1950	5	5	30	2	10	средняя
			Алевриты	2200	10	0	95	3	35	3	4	средняя
			Аргиллиты	2000	12	20-50	25	2	30	3	4	средняя
			Глины	1300	5	0	0	0	15	1	4	Мягкая

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).

Газонефтеводоносность представлена в таблицах 1.5-1.7.

Продуктивные песчаные отложения верхней части яковлевской свиты накапливались в условиях становления дельтового комплекса, в развитии которого выделяются две стадии. Ранняя стадия – формирование преимущественно в субаквальных условиях комплекса устьевых баров, поздняя – конструктивной флювиальной дельты. Песчаные отложения яковлевской свиты сформировались за счет размыва и переотложения прибрежных обломочных накоплений.

В кровле долганской свиты (средний альб-сеноман $K_{1a2}-K_{2s}$) в пласте Дл_{I-III} выявлена газовая залежь. Газ состоит в основном из метана. По типу ловушки и степени её заполнения залежь классифицируется как пластово-массивная. По данным испытания скважин газовой контакт принят на отметке 978,6 м. В залежи пласта Дл_{I-III} эффективная толщина коллектора изменяется от 11 м до 31,6 м, эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 2,4 м до 27,8 м.

Яковлевская свита (средний апт-альб $K_{1a2}-K_{1a2}$). К пласту Як_{III-VII} яковлевской свиты приурочена газонефтяная залежь, которая, также, как и в пласте Дл_{I-III} относится к пластово-массивной. Водонефтяной контакт залежи принят на отметке – 1650 м, газонефтяной контакт на отметке – 1602 м, высота газовой шапки достигает 27,4 м. В залежи Як_{III-VII} эффективная толщина коллектора изменяется от 46,1 м до 70,2 м, газонасыщенная толщина – от 0 м до 18,5 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – от 0 м до 37,6 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина пласта принята равной 9,3 м, коэффициент пористости – 30,5 %. Среднее пластовое давление составляет 15,95 МПа. Нефть пласта Як_{III-VII} тяжелая 902 кг/м³, смолистая 6,89 %, малопарафинистая 2,7 %, малосернистая 0,15 %, с низким выходом легких фракций 17 % выкипает до 300 °С.

ДЛ-III – запасы газа по категории С1 составляют 22,892 млрд м³, по категории С2 – 38,244 млрд м³.

Специальные исследования физических свойств подземных вод показали высокую коррозионную активность к стали бурильных труб (сталь марки 35ГЛ) и стали технологического оборудования (марки 08КП) в условиях аэрации вод воздухом, что соответствует условиям бурения и испытания скважин.

Таблица 1.5 – Газоносность скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Состояние (газ, конденсат)	Содержание % по объему		Свободный дебит, тыс м ³ /сут	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Относительная по воздуху плотность газа
	от	до		в пластовых условиях	на устье скважины		сероводорода	углекислого газа			
K ₁ dI	1005	1031	поровый	-	-	газ	отс	0,2	150-250	0,87	0,59
K ₁ jakII-VII	1630	1650	поровый	-	-	газ	отс	0,2	до 500	0,89	0,58

Таблица 1.6 – Нефтеносность скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа				
	от	до		в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, % по объему	содержание углекислого газа, % по объему	относительная по воздуху плотность газа	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
K ₁ jakII-VII	1650	1680	поровый	846	900	0,15	2,7	300	27,9	отс	0,2	0,71	11,6

Таблица 1.7 – Водоносность скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мДа	Химический состав воды, мг/л			Степень минерализации, г/л	Источник питьевого водоснабжения	Тип воды по Сулину:		
	от	до					Анионы	Катионы						
							Cl ⁻	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺ +Me	Mg ⁺	Ca ⁺		
K ₂ tp+sp	500	540	поровый	1000	-	до 1500	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	да	ГКК
K ₂ ls	850	890	поровый	1015	50	до 1000	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет	ХЛН
K ₁ jak	1350	1700	поровый	1015	15	до 1950	3947	5,8	378	2612	22	84	нет	ХЛН

1.4. Зоны возможных осложнений.

Проводка скважины, в силу технологических и геологических условий неизбежно сопровождается какими-либо осложнениями. При проводке скважины в проектном районе возможны следующие осложнения:

- 1) растепление ММП;
- 2) нефтеводопроявления;
- 3) осыпи и обвалы стенок скважины;
- 4) затяжки и прихваты инструмента;
- 5) поглощения бурового раствора;
- 6) сужение ствола скважины

Многолетнемерзлые грунты и породы на Ванкорском месторождении распространены до глубины 540 м со средней температурой минус 3 °С. Наиболее сложные мерзлотные условия связаны с залеганием четвертичных отложений мощностью 75 м [2].

Возможные осложнения при бурении в ММП:

- нарушение целостности обсадной колонны (кондуктора);
- кавернозность ствола может достигать 1,5;
- проседание грунта;
- образование грифонов.

Виды и параметры, характеризующие возможные осложнения при бурении скважины, прогнозируемые на основе статистических данных и условий, приведены в таблицах 1.8-1.11

Таблица 1.8 – Кавернообразование и сужение ствола.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид осложнения	Характеристика осложнения и условия возникновения
	от	до		
Q-K ₂ tn	0	500	Кавернообразование	Растепление ММП
K ₂ dr	905	1000	Кавернообразование	Разбухание глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола из-за некачественного раствора
K ₁ jak	1630	1680	Сужение ствола	В интервалах поглощений за счет глинистой корки

Таблица 1.9 – Прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Потери циркуляции (да/нет)	Градиент давления поглощения, МПа на м		Условия возникновения
	от	до			при вскрытии	после изоляционных работ	
K ₂ tn+sp	500	540	частичное	нет	0,0149	0,0165	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20 % гидростатического давления
K ₂ ns	540	905	частичное	нет	0,0160	0,0178	
K ₁ dl	1000	1350	частичное	нет	0,0160	0,0178	
K ₁ jak	1350	1700	частичное	нет	0,0160	0,0178	

Таблица 1.10 – Прогноз возможных осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее	Дополнительные данные по раствору влияющие на устойчивость пород	Условия возникновения и мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т. д.)
	от	до			
Q-K ₂ tn	0	505	глинистый	ПФ>10 см ³ /30 мин	Расстепление ММП. Необходимо соблюдение технологической скорости бурения, температурного режима промывки
K ₂ dr	905	1000	глинистый	ПФ>10 см ³ /30 мин	Условие возникновения - несоблюдение параметров раствора и скорости бурения. Необходимо повышение ингибирующих свойств раствора.

Таблица 1.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляемого флюида	Столб газа при ликвидации ГНВП	Плотность смеси при проявлении при расчёте избыточных давлений кг/м ³		Условия возникновения
	от	до			внутреннего	наружного	
K ₂ tn+ns	500	540	вода	-	1000	1000	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи)
K ₂ ns	850	890	вода	-	1010	1010	
K ₁ dl	1005	1031	газ	1031	590	590	Снижение плотности увеличения водоотдачи
K ₁ jak Як	1630	1650	газ	730	580	580	
K ₁ jak Як-VII	1650	1680	нефть	-	846	846	Снижение плотности, перелив бурового раствора, появление пузырьков газа
K ₁ jak	1690	1700	нефть	-	1010	1010	

5. Исследовательские работы.

Для решения поставленных задач будет применяться набор методов при бурении эксплуатационных скважин представленный в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Геофизические исследования.

Исследования	Масштаб	Интервал по стволу
Кондуктор (в открытом стволе)		
- ГК в режиме реального времени и в записи, инклинометрия; - Комплекс ГИС на кабеле: Инклинометрия, кавернометрия, резистивиметрия, ВИКИЗ, ГК, КС, ПС, термометр.	1:200	0-750
Кондуктор (в колонне)		
АКЦ, ЦМ-8-12, ГК, МЛМ	1:200	0-750
Эксплуатационная колонна (в открытом стволе)		
Каротаж в режиме реального времени и в записи приборами ADR/CTN/ALD (многозондовый индукционный каротаж, гамма-каротаж, каротаж пористости, плотностной каротаж, кавернометрия), инклинометрия	1:200	700-2555
Эксплуатационная колонна (в колонне)		
ГИС на жестком кабеле: АКЦ, СГДТ, ГК, МЛМ	1:200	0-2555
Горизонтальный ствол		
Каротаж в режиме реального времени и в записи приборами ADR/CTN/ALD (многозондовый высокочастотный индукционный каротаж, гамма-каротаж, нейтронный каротаж, плотностной каротаж, акустический каротаж), инклинометрия	1:200	2505-3935
Станция ГТИ	1:200	0-3935

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.

Профиль скважины с горизонтальным окончанием состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющей части и условно горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля следует понимать часть ствола скважины от устья до точки с заданными координатами на кровле или в самом продуктивном пласте, являющейся началом горизонтального участка. При проектировании профиля не должно быть

необоснованных перегибов его ствола, т.е. не должно быть участков снижения значений зенитных углов .

Как наиболее технологичный выбирается плоский профиль, состоящий из 5 участков: вертикального, набора зенитного угла, наклонно-прямолинейного, набора зенитного угла и условно горизонтального.

Интенсивности набора зенитных углов выбираются из условия прохождения обсадной колонны без посадок.

Исходные данные для расчёта профиля:

1. глубина кровли продуктивного пласта по вертикали $H_{кр}=1650$ м;
2. глубина подошвы продуктивного пласта по вертикали $H_{п}=1675$ м;
3. смещение профиля скважины на кровле пласта $A=1750$ м;
4. зенитный угол в конце первого участка набора угла $\alpha_1=55^\circ$;
5. интенсивность набора зенитного угла после вертикального участка $I_1=1,0^\circ/10$ м;
6. интенсивность набора зенитного угла после участка стабилизации параметров кривизны $I_2=0,67^\circ/10$ м;
7. интенсивность набора зенитного угла до 90 градусов $I_3=0,67^\circ/10$ м.
8. интервал глубины насосного оборудования (ГНО) – 1300-1400 м (интенсивность в зоне не более $0,3^\circ/10$ м).

Таблица 2.1 – Результаты расчета профиля скважины

Номер участка	Наименование участка	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м	Длина по стволу скважины, м	Зенитный угол в конце интервала, градус
1	Вертикальный	0,0	200	200	0,0
2	Набор зенитного угла	244	469	550	55,0
3	Стабилизация зенитного угла	1220	851	1490	55,0
4 ^а	Набор зенитного угла	285	130	315	76,1
Итого по кровле:		1750	1650	2555	76,1
4 ^б	Набор зенитного угла	205	25	207	90,0
5	Горизонтальный	1173	0	1173	90,0
Итого по скважине:		3128	1675	3935	90,0

2.2.Обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.

Конструкция скважины – это геометрическая и прочностная ее характеристика, определяемая горно-геологическими условиями проходки, числом, глубиной спуска, методом вхождения в продуктивную толщу, диаметром обсадных колонн и высотой подъема тампонажного раствора за ними. Её выбор является одним из наиболее ответственных в комплексе вопросов, решаемых при проектировании строительства нефтяных и газовых скважин.

С целью определения количества обсадных колонн (за исключением кондуктора) используем совмещенный график давлений пластового и гидроразрыва горных пород для Ванкорского месторождения, построенный на основании данных таблицы 1.4 (рисунок 2.2).

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

На Ванкорском месторождении в конструкцию скважины включены следующие типы обсадных колонн: направление, кондуктор, техническая, эксплуатационная колонны и хвостовик.

Таблица 2.2 – Конструкция скважины

Наименование колонны	Интервал спуска по вертикали, м		Интервал спуска по стволу, м	
	от	до	от	до
Направление	0	30	0	30
Кондуктор	0	669	0	750
Эксплуатационная	0	1650	0	2555
Хвостовик	1619	1675	2455	3935

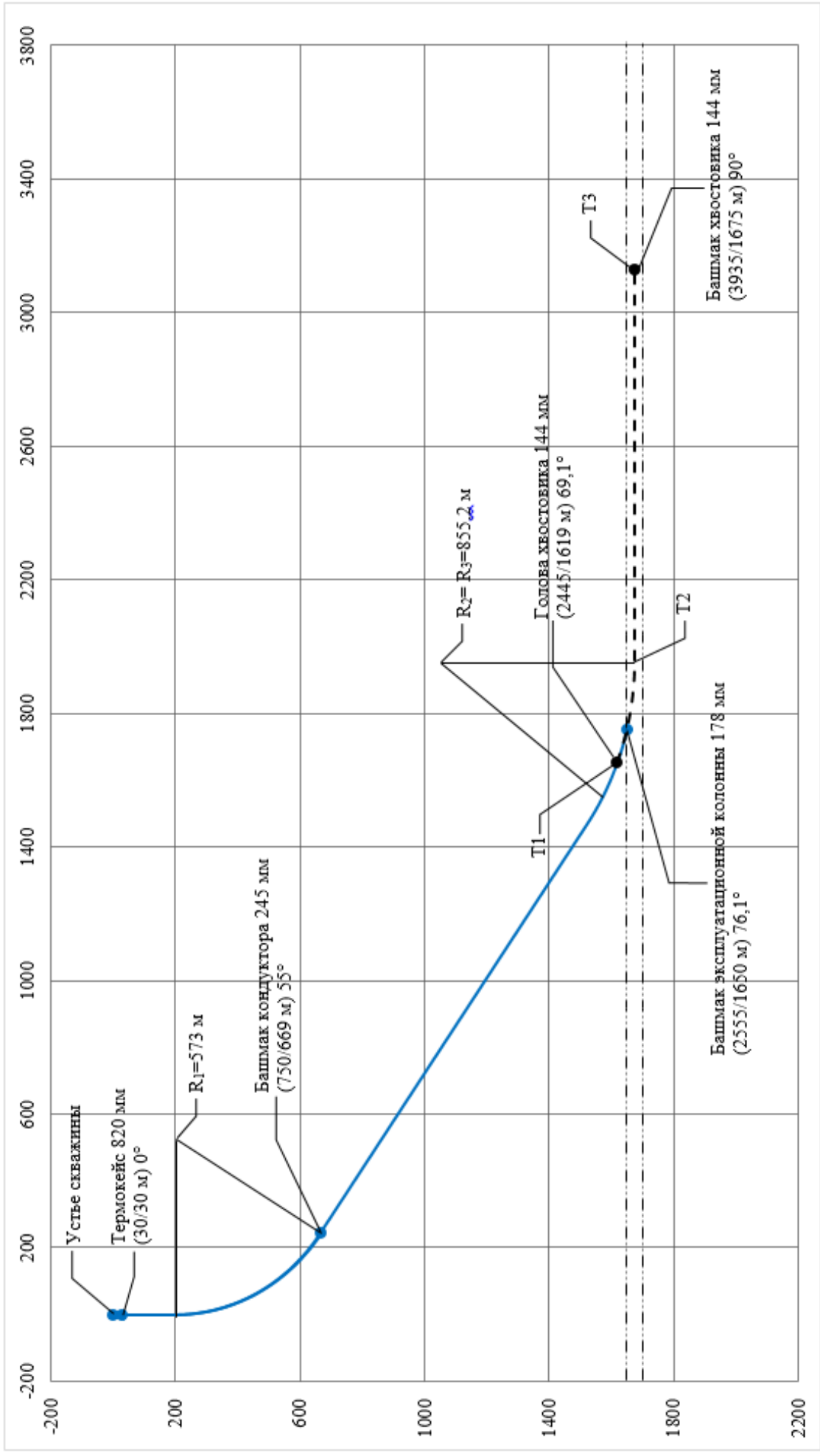


Рисунок 2.1 – Профиль скважины

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.

Глубина по вертикали	Индекс стратиграфического подразделения	Давление, МПа		Характеристика давлений пластового (порового), гидроразрыва пород и столба бурового раствора					Градиент давления, МПа·м		Плотность бурового раствора, кг/м ³	Глубина по стволу, м
		пластовое	гидроразрыва	эквивалент градиента давлений					пластового	гидроразрыва		
				1 000	1 200	1 400	1 600	1 800				
75	Q	0,75	1,24									75
504	K _{2tn}									0,0165	1180	520
540		5,04	8,32									565
905	K _{2ns}								0,010		1168	1168
1000	K _{2dr}	10,00	17,80									
1350	K _{1dl}								0,0178	1130	1943	1943
1650	K _{1jak}	16,50	29,37									
1675			16,75	29,82								1100

Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.

Направление спускается на глубину 30 м для предупреждения обрушения неустойчивых верхних пород, размыва устья и соединения скважины с циркуляционной системой.

На геолого-техническом совещании специалистов ЗАО «Ванкорнефть» и ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» 13 марта 2006 г было согласованно и утверждено увеличить глубину спуска кондуктора до 750 м (669 м по вертикали) для скважин, бурящихся на Яковлевский горизонт. Направление и кондуктор цементируются до устья.

Эксплуатационная колонна устанавливается до кровли пласта 1650 м (по вертикали). Цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м.

В качестве хвостовика используется фильтр скважинный типа ФС-114 диаметром 114 мм, предназначенный для предотвращения разрушения призабойной зоны продуктивного пласта, попадания в скважину песка и других механических примесей. Башмак устанавливается согласно расчетам в условно горизонтальной части продуктивного пласта на глубине 1675 м (по вертикали). Для перекрытия голова хвостовика устанавливается на 100 м (по стволу) выше башмака эксплуатационной колонны.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования.

Интервал цементирования направления 0–30м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 750 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 1650 – 600м

Хвостовик не цементируется.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.

Таблица 2.3 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Интервал спуска, м (по вертикали)	Интервал спуска, м (по стволу)	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Номинальный наружный диаметр обсадных труб,
----------------------	-----------------------------------	--------------------------------	--	---

				мм
Направление	0-30	0-30	1050	820
Кондуктор	0-669	0-750	295,3	244,5
Эксплуатационная	0-1650	0-2555	215,9	177,8
Хвостовик	1619-1675	2455-3935	152,4	114,3

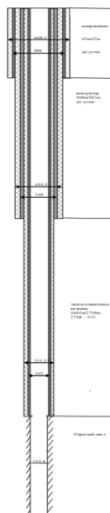


Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины.

Колонная головка – ОКК2-35-178×245 К1ХЛ (выбирается по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье; давление на устье скважины при опрессовке составит 6,3 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 177,8 и 244,5 мм).

ПВО: ОП5-230/80×35 (ПУГ 230×35 – одна штука; ППГ2 230×35 сдвоенный), состоящее из двух плашечных превенторов и одного универсального превентора.

Фонтанная арматура АФК Э 6-100х35 ХЛ

Типовая схема обвязки ОП5 (выбранная исходя из рабочих давлений и конструкции скважины).

2.3. Углубление скважины.

2.3.1. Выбор способа бурения.

Основные требования к выбору способа вращения долота определяются необходимостью обеспечения успешной проводки ствола

скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам скважины.

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Забурочной
30-750	Кондуктор	ВЗД
750-2555	Эксплуатационная колонна	РУС
2555-3935	Хвостовик	РУС

2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента.

При выборе типа долот принимаем во внимание сведения об областях применения буровых долот, крепость разбуриваемых пород, способа бурения, конструкции скважины, а также фактически применяемые долота при бурении скважин на соседних площадях, на основе минимальной стоимости 1 м проходки. Тип долот выбирается в зависимости от твердости и абразивности пород. Более рациональным решением будет выбор долота режуще-истирающего действия, так как при полной нагрузке прослужат в 3-5 раз дольше обычных шарошечных долот, их отличает износоустойчивость.

Таблица 2.5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения.

Интервал		0-30	30-750	750-2555	2555-3935
Шифр долота		шарошечное пилот-долото	BS-295,3 SD 619-003	BS-215,9 RD 616-001	BS-152,4 RD 613-001
Диаметр долота, мм		490,00	295,30	215,90	152,40
Тип горных пород		М, С	М,С,Т	С,Т,К	К
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	з-177	3-Н-88	3-Н-88
	API	-	-	-	-
Длина, м		0,50	0,27	0,36	0,22
Масса, кг		234	175	123	84
G, тс	Рекомендуемая	9	8	11	17
	Предельная	15	26	22	23
n, об/мин	Рекомендуемая	60	90	100	120
	Предельная	80	300	220	200

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.

Таблица 2.6 – Осевые нагрузки на долото

Интервал бурения по вертикали, м		Осевая нагрузка, кН			Принимаемая нагрузка, кН
от	до	G ¹	G ²	G ³	
30	669	12,7	57,9	125,5	125,5
669	1650	17,6	63,5	125,5	125,5
1650	1675	12,2	59,8	78,5	78,5

2.3.4. Расчет частоты вращения долота.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения ПРИ согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота а так же эффективность процесса разрушения ГП. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Частоты вращения долота

Интервал бурения по вертикали, м		Интервал бурения по вертикали, м		Обороты долота, об/мин
от	до	от	до	
30	669	30	750	130
669	1650	750	2555	90
1650	1675	2555	3935	125

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.

Выбор типа забойного двигателя осуществляется в зависимости от типа долот, параметров режима бурения, свойств бурового раствора.

Таблица 2.7 – Краткая характеристика забойных двигателей.

Тип двигателя	Расход воды, л/с	Частота вращения вала, об/мин	Вращающий момент, Н·м	Перепад давления, МПа	Габариты, мм: диаметр длина	Масса, кг
Бурение под кондуктор (30-750 м)						
ВЗД	40	130	11000	15,5	203,2	1770
Geo-Force	70	142	15000		10,22	

Бурение под эксплуатационную колонну (750-2555)						
РУС	50	90	12000	15,1	171	1970
Geo-Pilot 7600	80	152	16000		10,40	
Бурение под хвостовик (2555-3935 м)						
РУС	33	125	3000	19,9	133	1450
Geo-Pilot 5200	46	222	4250		7,77	

2.3.6. Выбор гидравлической программы промывки скважины.

Расход промывочной жидкости для бурения под эксплуатационную колонну, кондуктор и направление рассчитывается аналогично. Результаты расчета представлены в таблице 2.8.

Для предотвращения размыва рыхлых пород в интервале 0-500 м рекомендуется производить бурение на пониженной подаче промывочной жидкости 0,030 м³/с. При большом объеме шлама увеличить время промывки.

По техническим характеристикам расход жидкости, необходимый для нормальной работы гидравлического забойного двигателя в интервале 30-750 м составляет 0,019-0,057 м³/с .

Расход жидкости, необходимый для нормальной работы гидравлического передатчика телеметрической системы определим из технических характеристик представлен в таблице 2.8

Таблица 2.8 – Расходы промывочной жидкости по интервалам бурения

Интервал бурения	Расход необходимый для, м ³ /с					Прини маемы й расход, м ³ /с
	выно са шлам а	содержания выбуренной породы <3-5 %	очист ки забоя	обеспечен ия работы ВЗД	обеспечени я работы телесистем ы	
направление (0-30 м)	0,199	0,226	0,425	-	-	0,425
кондуктор (30-750 м)	0,010	0,018	0,052	0,019- 0,057	0,040-0,060	0,052
эксплуатационная колонна (750-2555 м)	0,005	0,015	0,028	0,028-0,032		0,028
хвостовик (2555-3935 м)	0,002	0,006	0,013	0,010-0,016		0,013

Результаты расчетов потерь давления для каждого интервала бурения представлены в таблицах 2.9-2.12.

Таблица 2.9 – Потери давления при бурении под конжуктор, в МПа

Наименование элемента КНБК	Режим течения	Потери давления внутренние	Обсаженный ствол			Необсаженный ствол		
			Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках	Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках
Долото	Т	1,221	-	-	-	Л	0,00007	-
Переводник	Т	0,178	-	-	-	Л	0,00005	-
Расширитель РШ-660	Т	0,241	-	-	-	Л	0,00005	-
Расширитель РШ-1050	Т	0,193	-	-	-	Л	0,00005	-
УБТ	Т	2,138	-	-	-	Л	0,00005	-
Элементы обвязки		1,081						
Учет разности столбов жидкости		0,002						
Общие потери:		5,074						

Таблица 2.10 – Потери давления при бурении под кондуктор, в МПа

Наименование элемента КНБК	Режим течения	Потери давления внутренние	Обсаженный ствол			Необсаженный ствол		
			Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках	Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках
Долото	Т	3,200	-	-	-	Т	0,00016	-
ВЗД Sperry Drill	Т	3,500	-	-	-	Т	0,00606	-
Обратный клапан	Т	0,031	-	-	-	Т	0,00048	-
Стабилизатор	Т	0,460	-	-	-	Т	0,00114	-
НУБТ	Т	0,157	-	-	-	Т	0,00647	-
Гибкая НУБТ	Т	0,171	-	-	-	Т	0,00625	-
Т/С MWD-1200	Т	1,206	-	-	-	Т	0,00035	-
УБТС-203	Т	1,074	-	-	-	Т	0,03067	-
УБТС-165	Т	1,432	-	-	-	Т	0,01225	-
СБТ	Т	2,904	Л	0,0004	0,001	Т	0,06677	0,002
Элементы обвязки		1,077						
Учет разности столбов жидкости		0,069						
Общие потери давления:		15,416						

Таблица 2.11 – Потери давления при бурении под эксплуатационную колонну, в МПа

Наименование элемента КНБК	Режим течения	Потери давления внутренние	Обсаженный ствол			Необсаженный ствол		
			Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках	Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках
Долото	Т	3,070	-	-	-	Т	0,001	-
РУС Geo-Pilot 7600	Т	1,224	-	-	-	Т	0,019	-
Гибкая НУБТ	Т	0,019	-	-	-	Т	0,001	-
Стабилизатор	Т	0,026	-	-	-	Т	0,002	-
Прибор ADR/AGR	Т	0,602	-	-	-	Т	0,023	-
Прибор ALD/CTN	Т	0,687	-	-	-	Т	0,025	-
Т/С MWD-650	Т	3,032	-	-	-	Т	0,020	-
Стабилизатор	Т	0,013	-	-	-	Т	0,005	-
СБТ	Т	0,773	-	-	-	Т	0,240	0,643
УБТС	Т	0,209	-	-	-	Т	0,053	-
Яс	Т	0,087	-	-	-	Т	0,026	-
УБТС	Т	0,209	-	-	-	Т	0,053	-
СБТ	Т	2,665	Т	0,152	0,019	Т	0,491	0,054
Элементы обвязки		0,306						
Учет разности столбов жидкости		0,239						
Общие потери давления:		14,987						

Таблица 2.12 – Потери давления при бурении под хвостовик, в МПа

Наименование элемента КНБК	Режим течения	Потери давления внутренние	Обсаженный ствол			Необсаженный ствол		
			Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках	Режим течения	Потери давления в кольцевом пространстве	Потери давления в замках
Долото PDC	Т	2,990	-	-	-	-	-	-
РУС Geo-Pilot 5200	Т	1,258	-	-	-	Т	0,085	-
Гибкая НУБТ Гео-Пилот	Т	0,013	-	-	-	Т	0,005	-
Прибор PCD	Т	0,429	-	-	-	Т	0,010	-
Стабилизатор	Т	0,017	-	-	-	Т	0,004	-
Прибор ADR/AGR	Т	0,957	-	-	-	Т	0,026	-
Прибор ALD/CTN	Т	0,990	-	-	-	Т	0,028	-
Прибор PWD	Т	0,427	-	-	-	Т	0,010	-

Т/С MWD-350	Т	3,915	-	-	-	Т	0,016	-
Стабилизатор	Т	0,014	-	-	-	Т	0,004	-
Обратный клапан	Т	0,005	-	-	-	Т	0,003	-
Переводник с фильтром	Т	0,001	-	-	-	Т	0,005	-
Переходный переводник	Т	0,006	-	-	-	Т	0,008	-
СБТ	Т	1,625	Т	0,094	0,020	Т	1,287	0,282
ТБТ (15св)	Т	0,763	Т	0,043	0,018	-	-	-
Гидромеханический ЯСС	Т	0,113	Т	0,012	-	-	-	-
ТБТ (15св)	Т	0,826	Т	0,046	0,018	-	-	-
СБТ	Т	2,205	Т	0,903	0,190	-	-	-
Элементы обвязки		0,061						
Учет разности столбов жидкости		0,305						
Общие потери давления:		20,033						

Оптимизация расхода промывочной жидкости:

- 1) минимум давления в скважине;
- 2) максимум мощности гидромониторных струй;
- 3) максимум силы удара гидромониторных струй о забой.

Для обеспечения требуемых расходов промывочной жидкости по интервалам бурения выбираем два буровых насоса УНБТ-950L максимальной подачей 51,4 л/с каждый, с максимально допустимым давлением 32 МПа.

Исходя из программы эксплуатации буровых насосов УНБТ-950L выберем диаметры втулок согласно условия $P > P_{\text{общ}}$ для каждого интервала, результаты представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.13 – Комплект втулок насоса для бурения по интервалам

Интервал	Диаметр втулок, мм	Предельное давление, МПа	Предельное давление (рекомендуемое с учетом 85 % загрузки)	Число ходов, ход/мин	Расход с коэффициентом наполнения $k=0,95$, м ³ /с
Направление	170	21,0	17,9	105x2	0,065
Кондуктор	170	21,0	17,9	83x2	0,052
Эксплуатационная колонна	160	24,0	20,4	102	0,028
Хвостовик	140	32,0	27,2	60	0,013

2.3.7.Выбор компоновки и бурильной колонны.

Компоновка бурильной колонны в общем случае включает в себя породоразрушающий инструмент, забойный двигатель, УБТ, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, переводники, яс.

КНБК для бурения каждой секции представлены в таблицах 2.14-2.17.

Таблица 2.14 – КНБК № 1 для бурения под направление

Наименование элемента КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
Долото	490,00	75,90	490,00	3-152	0,50	0,50
Переводник	240,00	67,00	240,00	3-М-102	2,00	2,50
Расширитель РШ-660	240,00	66,00	660,00	3-М-102	2,50	5,00
Расширитель РШ-1050	240,00	66,00	1050,00	3-М-102	2,00	7,00
УБТ	240,00	67,00	241,00	3-М-102	24,00	31,00

Таблица 2.15 – КНБК № 2 для бурения под кондуктор

Наименование элемента КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
Долото	200,90	75,90	295,30		0,27	0,27
ВЗД Sperry Drill	203,00	133,00	203,00	3-168	9,54	9,81
Обратный клапан	201,00	72,00	201,00	3-168	0,81	10,62
НУБТ	205,00	85,00	205,00	3-168	9,57	21,99
Гибкая НУБТ	205,00	83,00	205,00	3-168	9,24	31,23
Т/С MWD-1200	204,00	73,00	204,00	3-139	0,54	31,77
УБТС-203	203,20	80,00	203,20	3-133	48,00	79,77
УБТС-165	165,10	76,20	165,10	3-133	49,80	129,57
СБТ	127,00	108,60	168,00	3-133	620,43	750,00

Таблица 2.16 – КНБК № 3 для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование элемента КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
Долото	158,75	76,20	215,90		0,36	0,36
РУС Geo-Pilot 7600	171,45	41,28	212,73	3-117	6,15	6,51
Гибкая НУБТ	127,00	79,38	211,07	3-133	2,81	9,32
Стабилизатор	171,45	56,79	213,49	3-133	0,67	9,99
Прибор ADR/AGR	171,45	48,77	189,00	3-133	7,19	17,18
Прибор ALD	171,45	48,77	209,55	3-133	4,43	21,61
Прибор CTN	171,45	48,39	189,20	3-133	3,62	25,23
Т/С MWD-650	175,26	82,55	189,90	3-133	4,75	29,98
Стабилизатор	171,45	76,20	212,73	3-133	1,52	31,50
СБТ	127,00	108,60	168,28	3-133	554,82	586,32
УБТС	165,10	76,20	165,10	3-133	24,90	611,22
Яс	174,50	69,85	172,00	3-133	6,61	617,83
УБТС	165,10	76,20	165,10	3-133	24,90	642,73
СБТ	127,00	108,60	168,28	3-133	1912,27	2555,00

Таблица 2.17 – КНБК № 4 для бурения под хвостовик

Наименование элемента КНБК	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Максимальный диаметр, мм	Резьба (верх)	Длина, м	Суммарная длина КНБК, м
Долото PDC	152,40	38,00	152,40	3-Н-88	0,22	0,22
Наддолотный калибратор	150,50	52,00	150,50	3-М-102	0,25	0,47
РУС Geo-Pilot 5200	133,00	29,00	149,00	3-М-102	4,98	5,45
Гибкая НУБТ Гео-Пилот	108,00	66,00	133,00	3-М-102	3,52	8,97
Прибор PCD	120,00	32,00	135,00	3-М-102	2,83	11,80
Стабилизатор	120,00	50,00	150,80	3-М-102	1,09	12,89
Прибор ADR/AGR	120,00	33,00	135,00	3-М-102	7,41	20,30
Прибор ALD	120,00	34,00	137,00	3-М-102	4,37	24,67
Прибор CTN	120,00	32,00	139,00	3-М-102	3,35	28,02
Прибор PWD	120,00	32,00	133,00	3-М-102	2,82	30,84
Т/С MWD-350	123,00	67,00	123,00	3-М-102	3,34	34,18
Стабилизатор	119,00	54,00	144,00	3-М-102	1,36	35,54
Обратный клапан	121,00	57,00	121,00	3-М-102	0,66	36,20
Переводник с фильтром	120,00	89,00	120,00	3-М-102	1,36	37,56
Переходный переводник	130,00	57,00	130,00	М-3-108	0,72	38,28
СБТ	101,60	84,84	133,40	3-М-108	1562,40	1600,68
ТБТ	102,00	57,00	134,00	3-М-108	98,40	1698,83
Яс	121,00	52,00	121,00	3-М-108	9,14	1707,97
ТБТ	102,00	57,00	134,00	3-М-108	106,60	1814,57
СБТ	101,60	84,84	133,40	3-М-108	2120,43	3935,00

2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.

Типы применяемых промывочных жидкостей при строительстве скважин зависит от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород, горных давлений и забойной температуры.

Бурение под термокейс в интервале 0-30 м осложнений не предполагает, главное обеспечить непрерывность и высокую скорость бурения в интервале. Рекомендуется применять глинистый раствор.

При бурении под кондуктор в интервале 30-750 м по стволу возможны:

- а) потеря устойчивости горных пород в зоне ММП;
- б) интенсивная наработка бурового раствора в интервале залегания активных молодых глин;

Рекомендуется применять полимерглинистый раствор.

При бурении под эксплуатационную колонну в интервале 750-2555 м по стволу возможны:

- а) осыпания глинистых покрышек продуктивных пластов при их длительном контакте с буровыми растворами;
- б) интенсивная наработка бурового раствора в интервале залегания активных молодых глин насоновской и дорожковской свит;
- в) сальникообразование;
- г) скопления шлама в кольцевом пространстве, при разбуривании высокопроницаемых слабосцементированных песчаников;
- д) наработка излишних объёмов бурового раствора при использовании пресных растворов. Кроме того, пресные буровые растворы существенно снижают качество первичного вскрытия продуктивного пласта;
- и) опасность механических прихватов инструмента из-за сползания шлама при наборе угла под горизонт (45-90 °);

Рекомендуется применять хлоркалийевый буровой раствор.

Для бурения под хвостовик (2555-3935 м по стволу) горизонтального ствола, с целью обеспечения качества вскрытия продуктивного горизонта рекомендуется применять биополимер карбонатный хлоркалийевый раствор.

Таблица 2.18 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения.

Интервал (по вертикали), м	Тип промывочной жидкости	Плотность, кг/м ³		СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	УВ, с	ПФ, см ³ /30мин	ДНС, дПа	ПВ, Па·с
		от	до						
0-669	Полимерглинистый	1160	1180	20-50	40-100	≤67	≤8	30,3	0,012-0,017
669-1650	Полимерный хлоркалийевый	1130	1140	15-30	25-50	21-27	≤8	26,1	0,007-0,015
1650-1675	Биополимер карбонатный хлоркалийевый	1060	1120	20-35	30-60	≤23	3-4	23,5	0,005-0,014

Таблица 2.19 – Компонентный состав бурового раствора.

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Название компонентов		Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
от	до					
0	750	Пресный полимерглинистый	1180	BENTONITE	Бентонит/структурообразователь	80
				SODA ASH	Кальцинированная сода/модификатор бентонита	1
				CAUSTIC SODA	Каустическая сода, регулятор pH	1
				POLYPAC R	ПАЦ высоковязкая/понижитель водоотдачи	1
				POLYPAC EVL	ПАЦ низковязкая/понижитель водоотдачи	1
				BEN-EX	Полиакрилат/структурообразователь	0,2

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Название компонентов		Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
от	до					
750	2555	Хлоркалийевый ингибированный	1130	DUOS-VIS	Биополимер/контроль реологии	2,5
				HIBTROL	Эфир целлюлозы/инкапсуляция глин, регулятор водоотдачи	5
				POLYPAC R	ПАЦ высоковязкая/понижитель водоотдачи	2
				POLYPAC EVL	ПАЦ низковязкая/понижитель водоотдачи	6
				M-I PAC UL	ПАЦ средневязкая/понижитель водоотдачи	3
				KCL	Хлористый калий/ингибитор гидратации глин	100
				SODA ASH	Кальцинированная сода/модификатор бентонита	0,5
				KOH	Едкий калий, контроль pH	0,5
				THINSMART	Дефлокулянт (разжижитель)	1,5
				SAAP	Регулятор Ca ⁺ осаждение цемента, дефлокулянт	0,5
				CaCO ₃ Fine	Карбонат кальция мелкого помола/кольматант, утяжелитель	40
				CaCO ₃ Medium	Карбонат кальция среднего помола/кольматант, утяжелитель	90
				DEFOAM-A EN	Пеногаситель	0,5
				M-I CIDE	Бактерицид	0,5
				DRILL-FREE	Смазочная добавка	5
				SODIUM BICARBONATE	Бикарбонат натрия/осаждение цемента	0,5
CITRIC ACID	Нейтрализатор ионов Fe, контроль pH	0,1				
LIME	Известь/устранение CO ₂ загрязнения	0,5				
2555	3935	карбонатный	1100	Сода кальцинированная	Регулятор pH и жесткости	1

			Сода каустическая	Регулятор pH	1,7
			Микрорамор MP-3	Карбонатный утяжелитель, кольматант	30
			Микрорамор MP-4	Карбонатный утяжелитель, кольматант	30
			ПолиКР	Понизитель фильтрации	17
			СМЭГ	Смазочная добавка	10
			М-1 СІDE	Бактерицид	1
			Биополимер	Структурообразователь	3,5
			Полидэфом	Пеногаситель	1
			Полиэколь	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	7,5
			Известь Са(ОН) ₂ , известь негашеная СаО	Карбонат кальция мелкого помола/кольматант, утяжелитель	0,2
			КСL	Хлористый калий/ингибитор гидратации глин	50

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.

2.4.1. Расчет обсадных колонн.

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое P_H (наружное давление) и действует давление внутри колонны P_B (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{ни}$.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{ни} = P_H - P_B$; $P_{ни} \Rightarrow \max$.

Имеются три таких случая :

- при цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении.
- при снижении уровня жидкости в колонне: при испытании на герметичность снижением уровня; вызов притока (в начале эксплуатации).
- конец эксплуатации снижение уровня флюида для нефтяных скважин, снижение давления для газовых скважин.

Первый случай, который встречается в период цементирования в конце продавки ТС (рисунок 2.3).

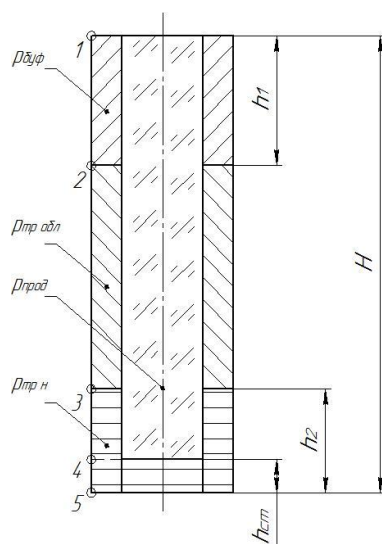


Рисунок 2.3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

Второй случай – снижение уровня жидкости в колонне, при испытании на герметичность. В соответствии с инструкцией по расчёту обсадных колонн снижение уровня испытательной жидкости в этом случае должно быть равно 800 м, для скважин до 2000 м. Но так как снижение уровня нефти в скважине в конце эксплуатации 1400 м и плотность нефти 846 кг/м^3 меньше, чем испытательной жидкости 1000 кг/м^3 , то этот случай как менее опасный не рассматриваем.

Третий случай, соответствующий снижению уровня флюида в конце эксплуатации (рисунок 2.4).

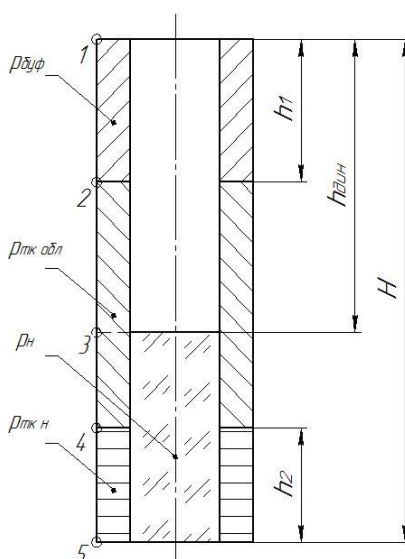


Рисунок 2.4 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации

Таблица 2.20 – Расчетные наружные избыточные давления

Случай	№ точки	Давление, МПа.		
		P_H	P_B	$P_{НИ}$
Цементирование колонны без выхода ТР на устье	1	0	0	0
	2	7,42	6,56	0,86
	3	25,41	16,19	9,22
Снижение уровня нефти в колонне в конце эксплуатации	1	0	0	0
	2	7,42	0	7,42
	3	27,1	0	27,1
	4	30,54	2,07	28,47

Эпюра наружных избыточных давлений на основании полученных данных изображена на рисунке 2.5.

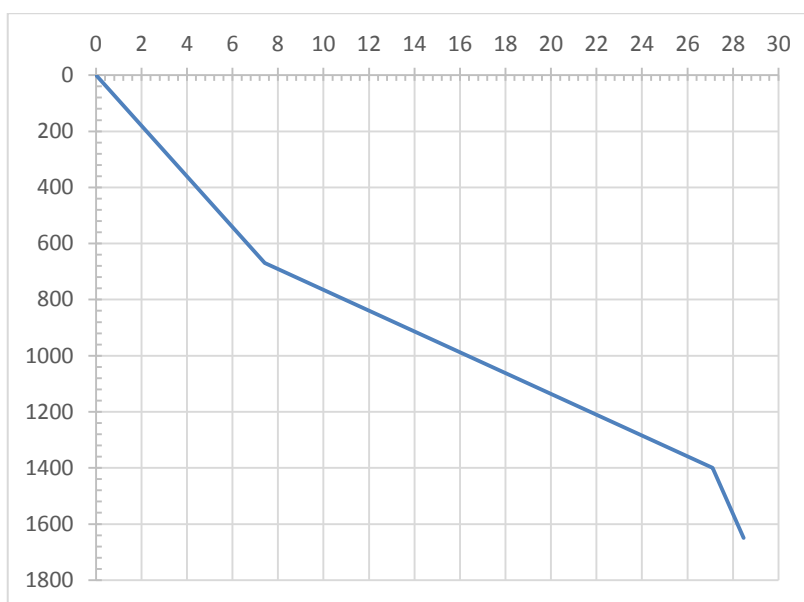


Рисунок 2.5 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{ВИ} = P_B - P_H$; $P_{ВИ} \Rightarrow \max$. Имеются два таких случая:

- конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (рисунок 2.6).

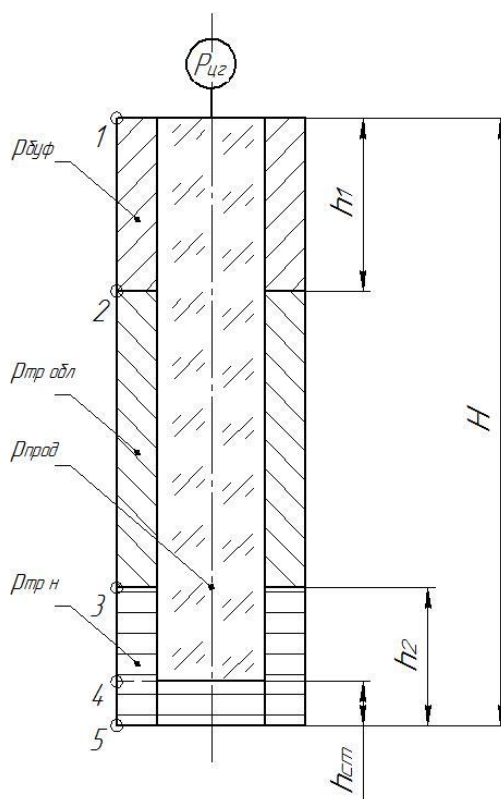


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

- Полученные расчётные данные сведем в таблицу 2.21.
-
- Таблица 2.21 – Расчетные внутренние избыточные давления.

Случай	№ точки	Давление, МПа.		
		P_H	P_B	$P_{ВИ}$
Конец продавки ТС	1	0	16,93	16,93
	2	7,22	23,49	16,27
	3	25,22	33,12	7,9
Опрессовка	1	0	11,5	11,5
	2	7,22	18,06	10,84
	3	30,34	27,69	2,65

Второй случай высоких внутренних давлений, характерных для опрессовки скважины (рисунок 2.7).

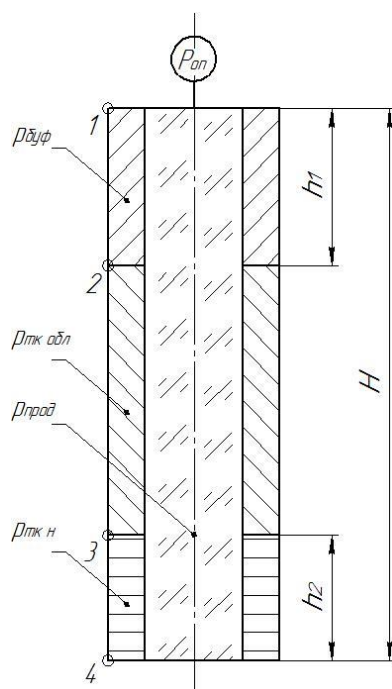


Рисунок 2.7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны.

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки $P_{оп}$ должна составлять:

$$P_{оп} = 1,1P_y, \quad (2.140)$$

где P_y – максимальное ожидаемое давление на устье.

Для добывающих скважин максимальное давление на устье возникает в начальный момент эксплуатации при закрытом устье. Для данной скважины $P_y = 7,33$ МПа.

В любом случае, давление опрессовки $P_{оп}$ не должно быть ниже минимальных $P_{опmin}$, то есть $P_{оп} \geq P_{опmin}$. Принимаем $P_{оп} = 8$ МПа. В расчетах принимаем $P_{опmin} = 11,5$ МПа.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.8.

Эпюра внутренних избыточных давлений на основании полученных данных изображена на рисунке 2.8.

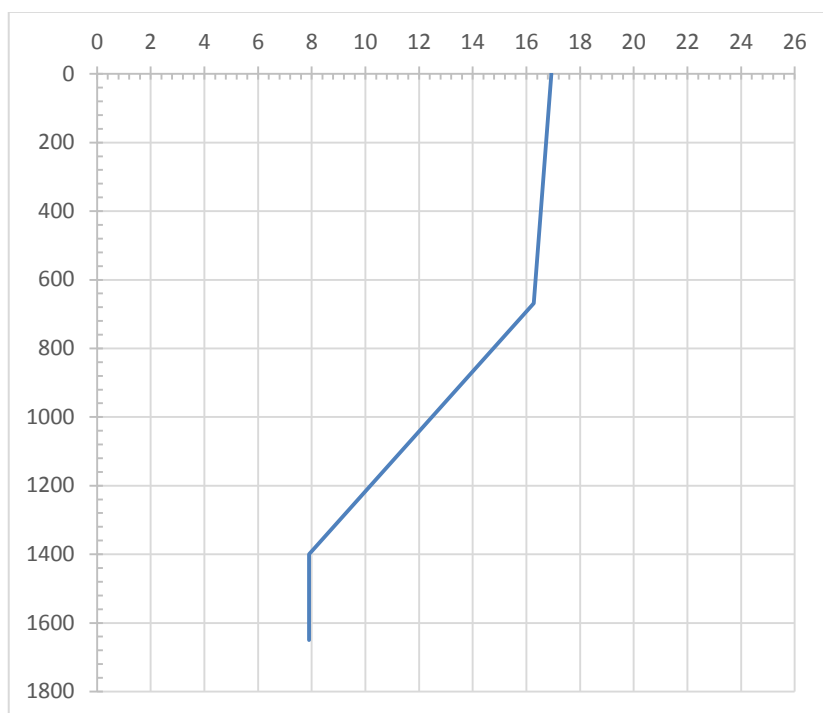


Рисунок 2.8 – Эпюра внутренних избыточных давлений.

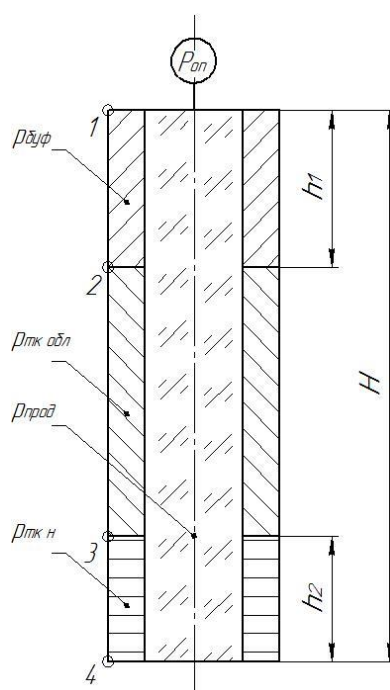


Рисунок 2.9– Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны.

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 27.

Таблица 2.22 – Характеристика обсадных колонн.

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Интервал установки, м
1	Е	8,9	177	2555-750
2	Д	10	1500	750-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

34 < 65 МПа. Проектируем одноступенчатое цементирование, так как этот способ используют при мало различающихся между собой градиентах гидроразрыва пород по всему разрезу скважины и их глубине до 1650 м.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.23.

Таблица 2.23 – 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
$\rho_{гр}=1870 \text{ кг/м}^3$	50,71	70443	62,26
$\rho_{робл}=1520 \text{ кг/м}^3$	48,43	32318	34,53
Сумма	99,14	102761	96,79

2.4.2.3.Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей.

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	16,82
Продавочная	50,8

2.4.2.4.Гидравлический расчет цементирования скважины.

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.

На рисунке 2.10 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

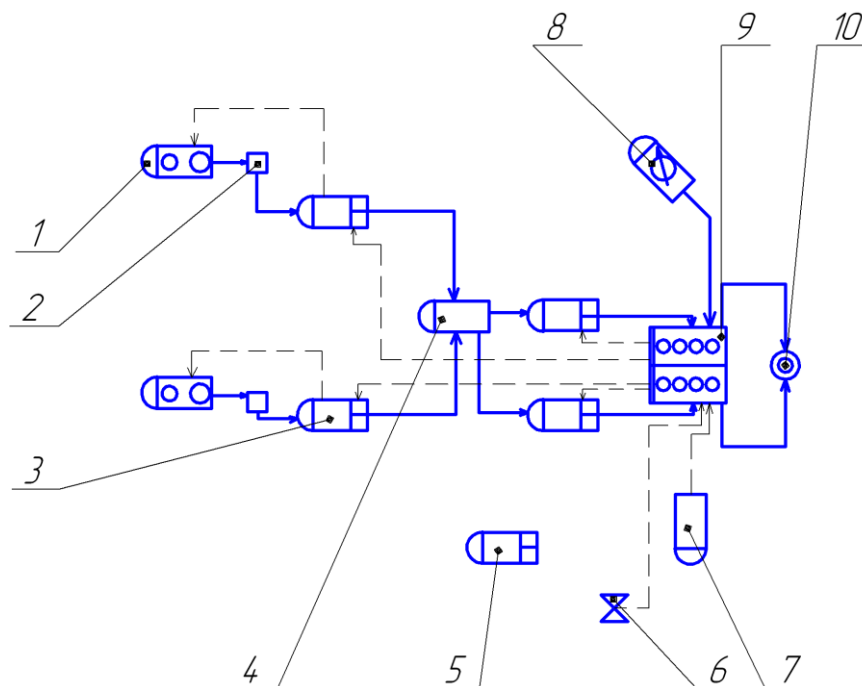


Рисунок 2.10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;

3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;

5 – цементирувочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси.

График изменения давления на цементирувочной головке представлен на рисунке 2.11.

В таблице 2.25 приведены сводные данные о режимах работы цементирувочных агрегатов.

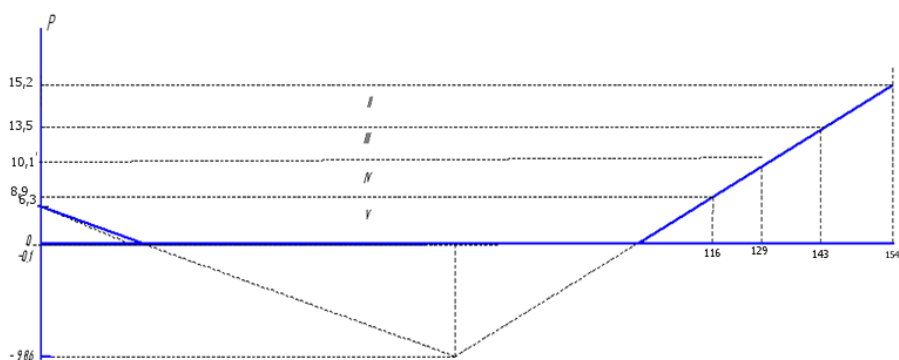


Рисунок 2.11 – График изменения давления на цементирувочной головке

Таблица 2.25 – Режимы работы цементирувочных агрегатов.

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	113
IV	12
III	15
II	11

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 67.

2.4.3.Выбор технологической оснастки обсадных колонн.

Характеристики элементов оснастки обсадной колонны приведены в таблицах 2.26-2.27.

Таблица 2.26 – Технологическая оснастка кондуктора.

Наименование	Шифр, типоразмер	Количество, шт
Башмак	БКМ-245-ОТТМ	1
Обратный клапан	ЦКОДМ-245-1-ОТТМ	1
Центратор	ЦЦ-245	50
Пробка продавочная	ПП-219x245	1

Таблица 2.27 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны.

Наименование	Шифр, типоразмер	Количество, шт
Башмак	БКМ-178-ОТТМ	1
Обратный клапан	ЦКОД-178-1-ОТТМ	1
Центратор	ЦЦ-178/216-1	270
Пробка продавочная	ПП-178	1

2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин.

В связи с тем, что проектируемая скважина в зоне продуктивного пласта не цементируется и оснащается скважинным фильтром-хвостовиком, вторичное вскрытие продуктивного пласта не производится.

Одним из основных этапов заканчивания скважин является этап их освоения, включающий решение задачи получения в минимальные сроки потенциально возможного дебита и передачу скважины в эксплуатацию.

Под освоением скважин мы понимаем комплекс проводимых в них работ по окончании бурения, крепления и перфорации (или капитального ремонта) с целью получить при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного пласта максимального дебита нефти (газа) или лучшей приемистости пласта при закачке в него газа (иных флюидов).

2.5.Выбор буровой установки.

Буровая установка выбирается, в первую очередь, из условия достаточной грузоподъёмности для обеспечения строительства скважин по данному проекту с максимальной длиной наклонно-направленного ствола. Согласно п.2.5.6 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2003г. допускаемая нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 и 0,9 от максимальной расчётной массы бурильной и обсадной колонн. При этом должна учитываться сумма статических и динамических нагрузок на СПО.

Нагрузка действующая на крюк от веса бурильной колонны:

$$T_{\text{бк}} = K_3 \cdot Q_{\text{бк}} + Q_{\text{свп}} + Q_{\text{вер}} \quad (3)$$

Нагрузка действующая на крюк от веса обсадной колонны:

$$T_{\text{ок}} = K_3 \cdot Q_{\text{ок}} + Q_{\text{свп}} + Q_{\text{вер}} \quad (4)$$

где K_3 – коэффициент запаса, учитывающий осложнения в процессе проводки скважины;

$Q_{\text{свп}}$ – вес СВП, 50 кН;

Из имеющихся видов БУ этому требованию удовлетворяет установка БУ-4500/270 ЭК-БМ.

Таблица 2.28 – Вес колонн при бурении скважины.

Наименование	Вес колонны в воздухе, кН	Оснастка талевой системы	Расчетная нагрузка на крюк с учетом K_3 , кН
Бурильная колонна, при бурении под:			($K_3=1,66$)
– кондуктор	596	5х6	988,1
– эксплуатационную колонну	1320	5х6	2191,34
– хвостовик	1530	5х6	2539,94
Обсадная колонна:			($K_3 = 1,11$)
– кондуктор	583,8	5х6	672,04
– эксплуатационная:	918,7	5х6	1084,74

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Применение РУС при строительстве наклонно – направленной скважины на Ванкорском месторождении.

Технологии наклонно-направленного бурения, все шире применяемые российскими нефтяниками, обеспечивают разрежение сетки эксплуатационных скважин с одновременным увеличением вовлекаемых в разработку запасов, снижение депрессии на пласт, эффективную промышленную разработку запасов, ранее считавшихся неизвлекаемыми, а также повышение эффективности применения методов воздействия на пласт.

Технологии наклонно-направленного бурения и измерений в процессе бурения обеспечили гораздо более высокую степень контролируемости траектории. Методы бурения также постоянно совершенствовались за счет синхронизации по времени, подбора долот, оптимизации нагрузки на долото, более эффективных методов очистки скважины.

В качестве технико-технологического решения проводки ННС и ГС предложено использование вращательного способа бурения, а именно роторную (вращение ротором либо верхним приводом) бурильную колонну на любых интервалах профиля. Таким решением послужило применение в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) роторных управляемых систем (РУС). Они позволяют добиться ориентируемого набора, стабилизации и снижения зенитных углов по всей длине скважины без проведения дополнительных спускоподъемных операций.

Появление управляемых роторных систем бурения дополняет арсенал усовершенствований, появившихся за последнее десятилетие. При этом технология управляемого роторного бурения (УРБ) продолжает развиваться.

Первый патент на роторную управляемую компоновку относится к 1902 году. В нем была заложена возможность разработки систем для

бурения с непрерывным отклонением компоновки низа бурильной колонны от оси скважины при её вращении.

Роторные управляемые системы претерпели немало изменений с момента своего создания. В ранних версиях для изменения направления использовали приводимые в движение буровым раствором выдвижные башмаки или стабилизаторы – конструкторское решение, которое продолжает пользоваться успехом и в наши дни. Поскольку управление азимутом искривления ствола скважины зависит от площади соприкосновения со стенкой, на эксплуатационные показатели этих инструментов могут иногда влиять размывы или шероховатости стенок скважины.

Более поздние версии предусматривали конструкцию, в которой изменения угла торца бурильного инструмента снова обуславливалось изгибом, что снижало влияние характеристик ствола скважины на работу инструмента. Таким образом, родились две концепции управляемых систем: push-the-bit и point-the-bit.

3.1.1. Классификация РУС.

На данный момент подобные системы были разработаны основными зарубежными производителями, такими как Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes, Weatherford, APS Technology, Gyro data и Dart. Они различаются по конструкции, но основным их принципом является использование вращающейся вместе с колонной труб телеметрической системой, на которой установлены внешние или внутренние отклоняющие элементы.

Последние управляются электроникой, синхронизируются с вращением колонны при бурении ротором и находятся в постоянном контакте со стенками скважины или валом близи долота, что позволяет вести непрерывное ориентирование траектории ствола скважины.

1. «Push the bit» – радиальное смещение всей компоновки или большей её части относительно оси скважины, что вызывает давление на боковую поверхность долота в определенном направлении. К этому типу можно отнести системы «Autotrack» – Baker Hughes Inteq, серия «PowerDrive» – Schlumberger Anadrill, «WellDirector» и «ExpressDrill» – Noble Drilling, «» - APS Technology, Россию представляет роторная управляемая компоновка РУК-8.75БС.

2. «Point the bit» – позиционирование долота. Достигается смещением приводного вала относительно компоновки, либо изменением его кривизны, что вызывает изменение угла атаки вооружения долота. К этому типу можно отнести: «Geo-Pilot» – Halliburton Sperry Drilling, «AGS» – CDAL, «SmartSlive» – Rotary Steerable Tool, «AnderDrill» и «DART» – Andergagge, «PowerDrive Exceed» – Schlumberger, «Revolution» - Weatherford.

3.1.2. Роторная управляемая система «Geo-Pilot» компании Halliburton.

Управляющий инструмент для роторного бурения Geo-Pilot – совместная разработка компаний Sperry-Sun (в настоящее время является отделом наклонно-направленного бурения в компании Halliburton) и JNOC (японская национальная нефтяная корпорация). Разработанный инструмент является первым средством управления ориентацией долота при роторном бурении («point-the-bit»), он уводит ствол скважины в сторону, отклоняя вал (передающий крутящий момент от верхнего привода к долоту) внутри сравнительно жесткого внешнего корпуса. Корпорация JNOC сконструировала механизм отклонения вала, тогда как компания Sperry разработала расположенный вокруг него управляющий инструмент для роторного бурения.

Техническое описание Geo-Pilot состоит из вала, установленного на подшипниках во внешнем корпусе длиной 5,5 метров. На концах корпуса

предусмотрены вращающиеся уплотнения, полностью герметизирующие внутренние механизмы инструмента. Бурильная труба соединяет вал с верхним приводом и передает крутящий момент на долото. Внешний корпус может свободно перемещаться вдоль оси скважины, однако его вращение ограничивает стабилизатор, расположенный на верхней части корпуса. На верхней части корпуса расположены три группы подпружиненных роликов, обеспечивающих позиционирование корпуса в стволе увеличенного диаметра. Направление вращения корпуса фактически совпадает с направлением вращения долота. Все эти меры служат для того, чтобы отношение оборотов долота к оборотам корпуса не превышало заданного предельного значения.

Первоначально на нижнем конце корпуса предусматривался другой стабилизатор, который действовал в качестве опорного элемента, передавая от вала возникающие при отклонении нагрузки.



Рисунок 3.12 Роторная управляемая система Geo-Pilot.

Принцип действия заключается в том что вращающийся вал (рисунок 3.13-3.15) отклоняется в центре между подшипниками с

двойными эксцентриковыми кулачками заставляет долото наклоняться в противоположном направлении.

Чтобы обеспечить максимальный срок службы и надёжность системы Geo-Pilot, подшипники уплотнения и другие внутренние движущиеся детали погружены в смазочное масло.

При помощи пары кулачков, установленных посередине, между двумя подшипниками, центральная часть приводного вала отклоняется от центра, отклоняя тем самым долото в противоположном направлении. Когда кулачки сориентированы друг против друга, они сбалансированы и КНБК бурит в прямом направлении.



Рисунок 3.13 – Принцип позиционирования долота.

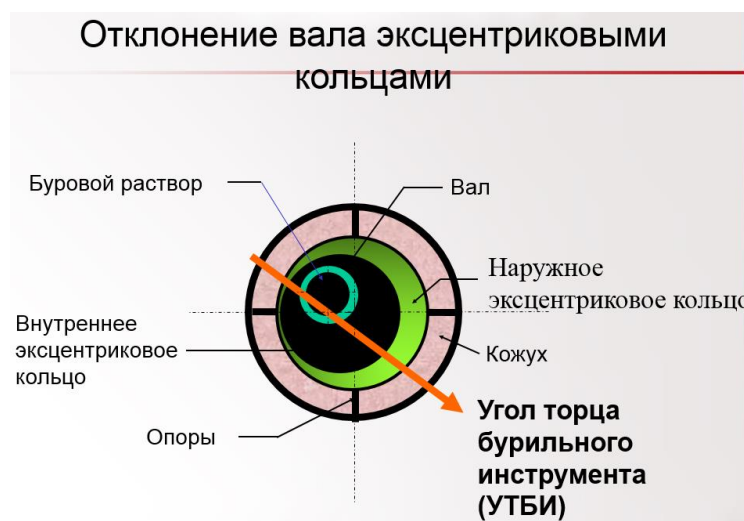


Рисунок 3.14 – Принцип отклонения вала.

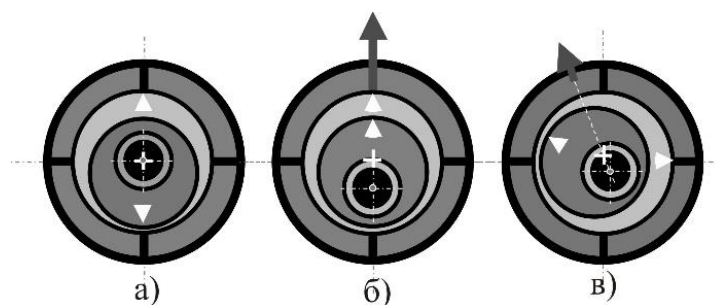


Рисунок 3.15 – Изгиб приводного вала выбором положения внутреннего и внешнего эксцентричных колец.

Принцип действия заключается в том, чтобы направлять долото, а не толкать его в сторону. Поэтому, мы получаем преимущество использования долот с длинной калибрующей частью, которые лучше отслеживают направление ствола скважины (долото при бурении не стремится отклониться от центральной линии и держится по центру ствола). В силу своей конструкции эти долота являются более стабильными, снижается вибрация, которая уже была в значительной степени снижена за счет устранения гидравлического забойного двигателя.

3.1.3. Система управления с замкнутым контуром. Система Geo-Span.

Перерывы в работе буровой установки, связанные с подачей команд внутрискваженному оборудованию, могут быть дорогостоящими и даже критическими в случае необходимости быстрого принятия решения. Нисходящая линия связи Geo-Span® (рисунок 3.16) позволяет осуществлять двустороннюю коммуникацию с внутрискважинным оборудованием без остановки процесса бурения. Это экономит значительное количество времени строительства скважины в сравнении с другими системами связи, где требуется останавливать процесс бурения для передачи команд и получения подтверждения о их прохождении.

Для коммуникации с внутрискваженным оборудованием система Geo-Span, управляемая через наземный компьютер системы InSite® или дистанционно, из ЦДУ (центра дистанционного управления в реальном времени), использует телесистему, работающую на импульсах

положительной полярности (гидравлический канал связи). При необходимости передать команду для смены положения отклонителя, используется нисходящая линия связи, команда с информационной системы InSite на буровой (LWD cabin) подается на Geo-Span, установленный на площадке ротора.

Клапан внутри Geo-Span открывается и закрывается во временной последовательности, пропуская приблизительно 15% потока жидкости в короткий промежуток времени для создания импульса, генерируя таким образом кратковременное падение давления или «импульс отрицательной полярности». Эти импульсы идут вниз по скважине и принимаются модулем измерения давления во время бурения (PWD) и затем декодируются центральным процессором модуля LWD.



Рисунок 3.16 – Система Geo-Span

Последовательность пульсаций длится менее одной минуты и через 20-30 секунд после этого модуль LWD подтверждает получение команды. Этот процесс происходит во время бурения (долото на забое) с одновременной передачей информации на поверхность, без пауз или пробелов в каротажной диаграмме.

Тест может быть прерван, если тестовые параметры необходимо изменить, все это происходит с минимально возможными потерями времени строительства скважины. Система Geo-Span может так же использоваться для отправки команды на передачу с датчика PWD информации, записанной в его память. Функция PWD Replay® позволяет воспроизводить запись последних 30 минут информации с большим разрешением в течение 10 минут пульсаций.

Такие данные теста по монолитности пласта, сделанные с высоким разрешением, позволяют делать подробный анализ сразу же после окончания теста перед продолжением бурения.

Преимущества Geo-Span:

- Связь с забойным оборудованием не прерывая процесс бурения;
- Экономит время строительства скважины;
- Посылает команды как модулям MWD, так и LWD;

3.1.4. Сравнение ВЗД с РУС.

Изначально бурение наклонно-направленных скважин при помощи ВЗД может быть экономически эффективным. Однако различные проблемы, осложняющие заканчивание скважины, могут привести к значительным потерям времени и большим затратам. Обычно проблемы при наклонно-направленном бурении с использованием ВЗД возникают из-за неравномерного диаметра ствола и микроискривлений, которые могут осложнить спуск обсадной колонны. Длинные горизонтальные и наклонно-направленные участки, где нижняя часть бурильной колонны лежит на стенке скважины и может скручиваться, крайне затрудняют поддержание точного положения отклонителя.

Бурение управляемыми забойными двигателями ведется в двух режимах: с неподвижной колонной (именуемой далее "скольжение") и с вращающейся колонной ("вращение").

Режим скольжения используют для изменения угла наклона или направления путем сохранения стационарности бурильной колонны в поперечном направлении, что и позволяет сориентировать долото нужным образом.

Бурение в режиме скольжения связано с рядом недостатков, приводящих к неэффективной работе:

1) чтобы обеспечить желаемую траекторию, забойный двигатель должен быть сориентирован и должен сохранять заданную ориентацию в ходе бурения. Ориентация двигателя обеспечивается сочетанием вращения бурильной колонны при низкой проходке, чтобы повернуть трубу в нужном направлении. После того как направление установлено, для поддержания заданной ориентации к бурильной колонне требуется приложить момент, компенсирующий реактивный момент на двигателе при работе долота.

2) при бурении в режиме скольжения затруднено удаление шлама из скважины (рисунок 3.17), особенно в скважинах с большим углом наклона ствола. Полнота удаления шлама в значительной степени зависит от вращения бурильной колонны, которое препятствует осаждению шлама на забой. Недостаточная очистка требует дополнительного времени на промывку, при подъеме и спуски шламоуловителя, а если эта необходимость игнорируется, могут возникнуть прихваты и увеличенные потери давления, вызывающие повышенную опасность потери циркуляции.

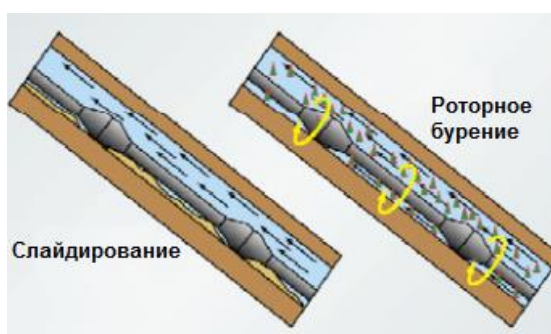


Рисунок 3.17 – Состояние шлама при различных способах бурения.

3) подачу бурильной колонны зачастую не удается осуществлять плавно и непрерывно, а это не позволяет забойному двигателю работать в оптимальном режиме. Когда бурильная колонна неподвижна, обусловленное трением сопротивление ее скольжению вдоль оси зависит от статического коэффициента трения, массы бурильной колонны и геометрии скважины.

Бурение в режиме вращения с забойным двигателем имеет ряд недостатков, ведущих к неэффективной работе:

1) вращение долота забойным двигателем накладывается на вращение бурильной колонны ротором, тем самым снижая эффективность роторного бурения, вызывает дополнительный износ вооружения и опор долота.

2) вращение бурильной колонны вызывает значительные радиальные и осевые нагрузки в забойном двигателе, ускоряющие его износ и вероятность отказа на забое. Бурение с заклинившим забойным двигателем зачастую невозможно из-за отсутствия циркуляции и необходимости подъема для выяснения причины отказа.

3) геометрические характеристики забойного двигателя значительно влияют на поведение компоновки низа бурильной колонны, препятствуют размещению стабилизаторов и калибраторов и не позволяют производить бурение с форсированными режимами для повышения его эффективности.

Роторная управляемая система не использует режим слайдирования для контроля направления скважины. Она может программироваться не только изменением скорости вращения бурильной колонны, но и пульсациями давления с использованием специального наземного оборудования, что позволяет точно и оперативно задавать траекторию.

Результаты анализа практических данных бурения горизонтальных скважин, имеющих сложный профиль, показали, что фактическая траектория углубления во многих случаях существенно отличается от траектории

проектного профиля. В результате ствол скважины формируется с образованием больших каверн и уступов, затрудняющих продвижение КНБК, а интенсивность искривления и радиус участков набора и падения зенитного угла не соответствуют допустимым прочностным характеристикам бурильных труб.

Сравнения стволов скважины при бурении с ВЗД, «push the bit» и «point the bit» представлены на рисунках 3.18-3.20.

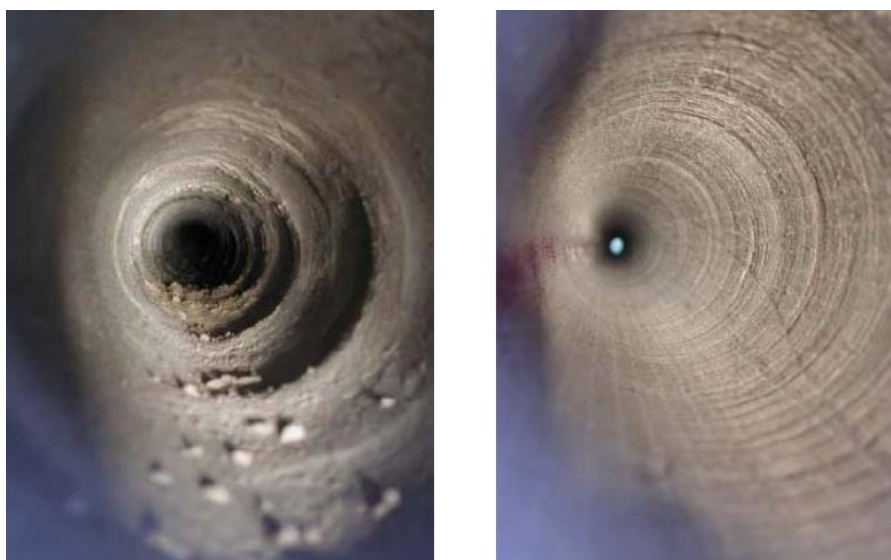


Рисунок 3.18 – Сравнение ствола скважины с применением технологий «push the bit» и «point the bit»

Анализ проведенный в 2009 году «Смит Продакшн Технолоджи» проведенный на скважине №115 Ванкорского меторождения показал, что при бурении с РУС получили сглаженный ствол скважины, что видно из показаний стационарных замеров и непрерывных показаний зенитного угла при бурении (рисунок 3.19), что влияет на качество строительства скважины (ГИС, спуск эксплуатационной колонны, цементаж).

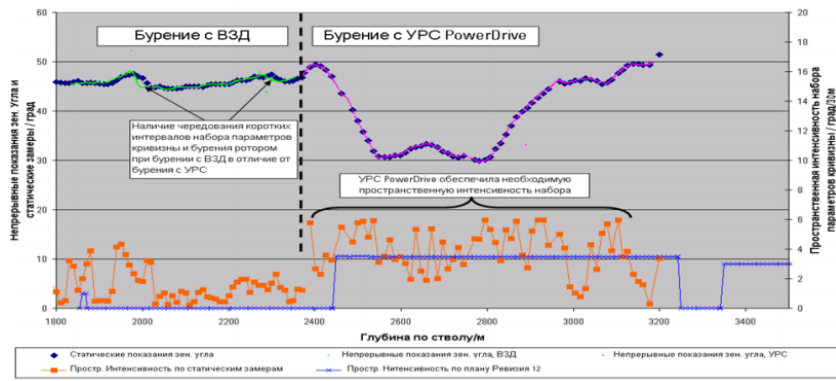


Рисунок 3.19 – Показания стационарных замеров и непрерывных показаний зенитного угла при бурении скважины №115.

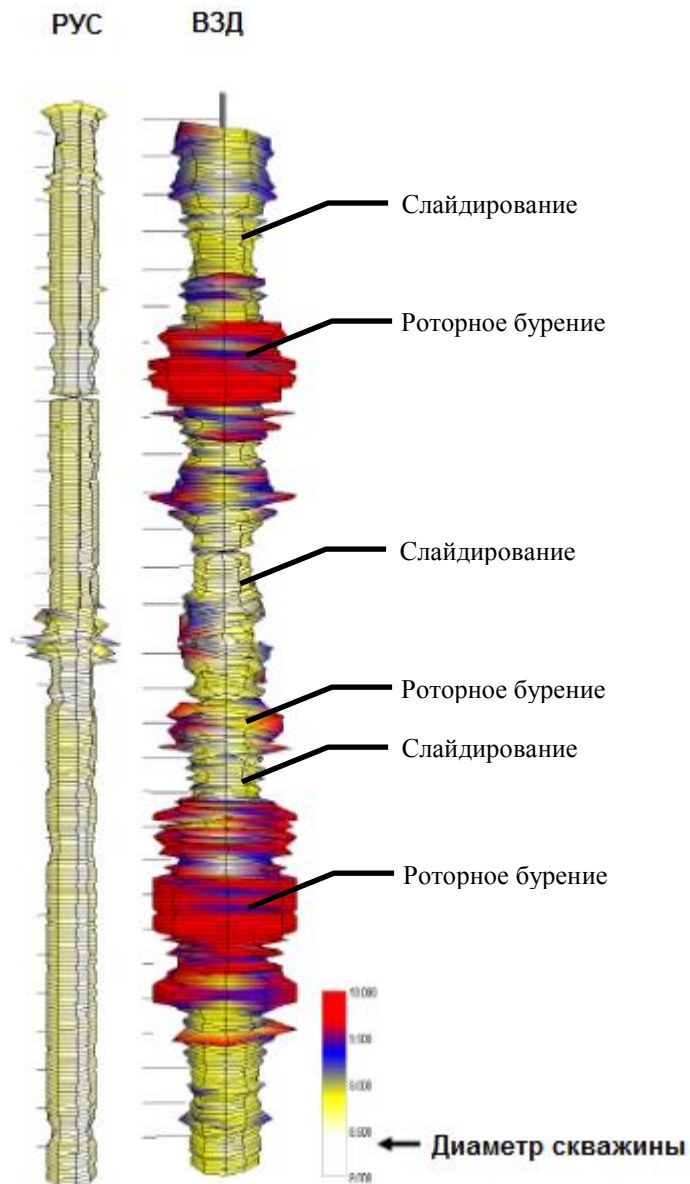


Рисунок 3.20 – Сравнение диаметров ствола при бурении ВЗД и РУС.

Положительные стороны роторных управляемых систем:

- увеличение механической скорости проходки и соответственно уменьшение времени бурения скважины за счет более равномерной отработки долота и исключение подъема работоспособного долота для изменения геометрии забойного двигателя;
- улучшение очистки скважины от шлама, сокращение времени на промывку перед наращиванием и СПО;
- уменьшаются динамические скачки давления, снижается вероятность гидроразрыва пород;
- улучшается качество ствола с минимальной микрокривизной, отсутствие спиральной выработки за счет постоянного контроля положения режущей поверхности долота, что позволяет провести успешное заканчивание;

К недостаткам можно отнести:

- необходимость использования верхнего привода;
- сложность обслуживания на буровой, необходимость привлечения персонала подрядчика;
- внедрение дополнительных датчиков в систему буровой;
- ограничения к расходу бурового раствора и буровым насосам;
- использование специализированных долот.
- высокая стоимость оборудования комплекта РУС. Страховые компании отказываются страховать дорогостоящее оборудование на утрату, и весь риск по утрате оборудования несет непосредственный заказчик РУС.

3.1.5. Экономическое обоснование.

Как уже отмечалось ранее, в сравнении скоростей проходки, бурение с применением ВЗД уступает роторным управляемым системам. Это можно наблюдать на рисунке 3.21. Из данного рисунка видно, что при использовании РУС время бурения скважины значительно сокращается на

25-30 процентов, что представляет собой огромную экономию денежных средств, необходимых на бурение скважины.

Таким образом, при использовании РУС увеличивается механическая скорость, рейсовая скорость, сокращается время проводки скважины, что приводит к экономии денежных средств.

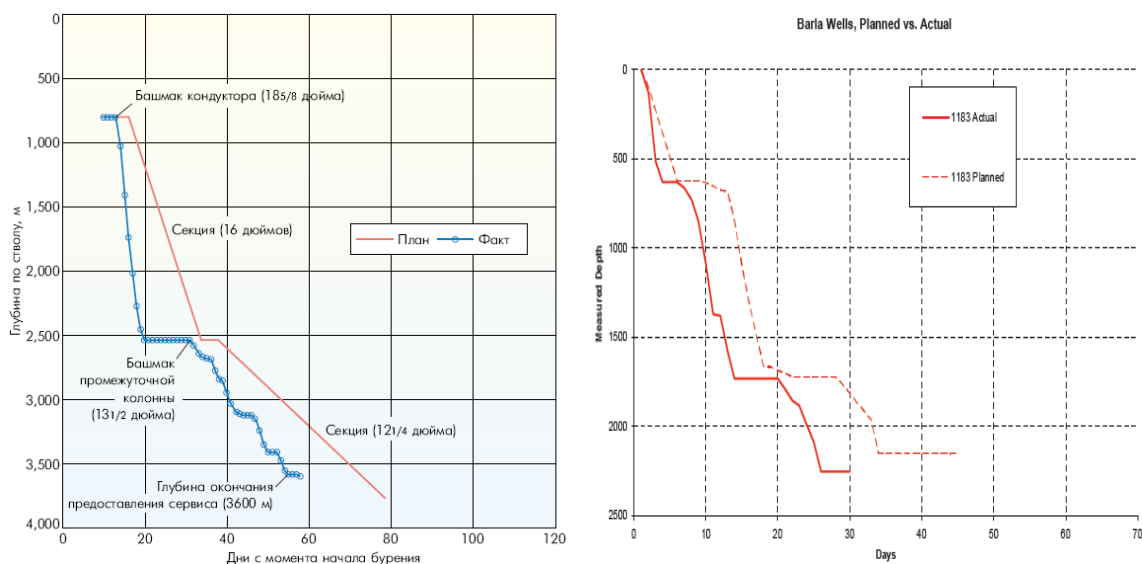


Рисунок 3.21 – Сравнение фактического окончания бурения с планом.

Так же, при бурении РУС снижается уровень аварийности (снижение риска прихвата КНБК, увеличение устойчивости стенок скважины, снижение риска осложнений при спуске и цементировании обсадных колонн), повышается качество ствола скважины, безукоризненное соблюдение запланированного профиля скважины, улучшение очистки ствола скважины.

Существующие схемы управления не позволяют осуществлять полностью автономное бурение без участия оператора по всему стволу скважины, поэтому основным направлением в разработке систем следующего поколения будет полная автоматизация работы забойной компоновки.

Суммарный эффект от внедрения роторных систем управления сегодня подсчитать сложно, но, учитывая общие усредненные показатели,

которые достигаются при строительстве скважин, можно прогнозировать снижение времени на бурение на 10-15%, экономию электроэнергии на 5-10%, снижение количества используемого бурового раствора и химреагентов на 15-20%.

3.1.6. Выводы.

Обоснованный и технически корректный выбор технологии – РУС или ВЗД – может значительно повысить производительность и снизить затраты. Выбор должен осуществляться исключительно на основании тщательного проектирования и расчета затрат, при этом следует учитывать вид долота, характер породы, конструкцию обсадной колонны, температуру и давление в скважине, технические характеристики буровой установки и другие аспекты.

Роторная управляемая система предпочтительна при бурении сложных участков с малым радиусом допуска. Высокопроизводительный забойный двигатель может обеспечивать такие же результаты, что и РУС, в более мощных пластах и в случае, когда слайдирование будет сведено к минимуму.

Основные преимущества РУС заключаются в отсутствии необходимости направленного бурения, при котором бурильная колонна не вращается; лучшая передача и контроль нагрузки и крутящего момента на долото, можно создавать оптимальные параметры для используемого долота; отсутствие извилистости стволов, постоянное вращение бурильной колонны с достаточной скоростью приводит к эффективному перемешиванию шлама и выносу его на поверхность, это особенно актуально при зенитном угле секции, превышающим 400; постоянное вращение КНБК и бурильной колонны заметно уменьшают риск прихвата, особенно при бурении по проницаемому пласту; конструкция некоторых РУС позволяет прорабатывать ствол скважины как вниз, так и вверх; номинальный размер ствола, не увеличивается диаметр ствола, как это

происходит при бурении в роторном режиме с ВЗД; функция автоматического поддержания зенитного угла, имеющаяся в конструкции РУС, позволяет сконцентрироваться на производительности бурения и исключить человеческий фактор.

В обозримом будущем системы наклонно-направленного бурения по-прежнему будут иметь большое значение для нефтяной промышленности при разработке морских месторождений и месторождений с ограниченной площадью доступа.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1.1 Структура и организационные формы работы ВСФ ООО «РН-Бурение» .

«Роснефть» является крупнейшей нефтегазовой компанией в РФ и крупнейшей в мире по запасам углеводородов и добыче жидких углеводородов среди публичных нефтегазовых компаний. Нарращивание ресурсной базы является одним из ключевых приоритетов Компании. Доля «Роснефти» в добыче нефти в Российской Федерации составляет около 40%, а в мировой добыче — более 5%.

По итогам 2015 года Компания установила очередной рекорд в добыче углеводородов, который составил более 254 млн тонн нефтяного эквивалента. Достижение указанного уровня добычи стало возможным в том числе благодаря реализации масштабной стратегии по развитию собственного высокотехнологичного сервисного подразделения, позволяющего гарантировать выполнение наших производственных планов, создать конкурентную среду с точки зрения ценовой политики и качества выполняемых работ. Добыча нефти и жидких углеводородов по итогам 2015 г. составила 202,8 млн т.

«Роснефть» — крупнейший налогоплательщик Российской Федерации. Ориентирами в работе Компании были и остаются высокие стандарты не только в производственной, но и в социальной сферах. Социальная

направленность политики — один из залогов устойчивого развития, способствующий упрочнению репутации надежного и ответственного работодателя и партнера.

Компания стремится стать лучшим работодателем Российской Федерации, предлагая сотрудникам оптимальные условия для профессионального развития, а также высокие стандарты социальной защищенности и охраны здоровья.

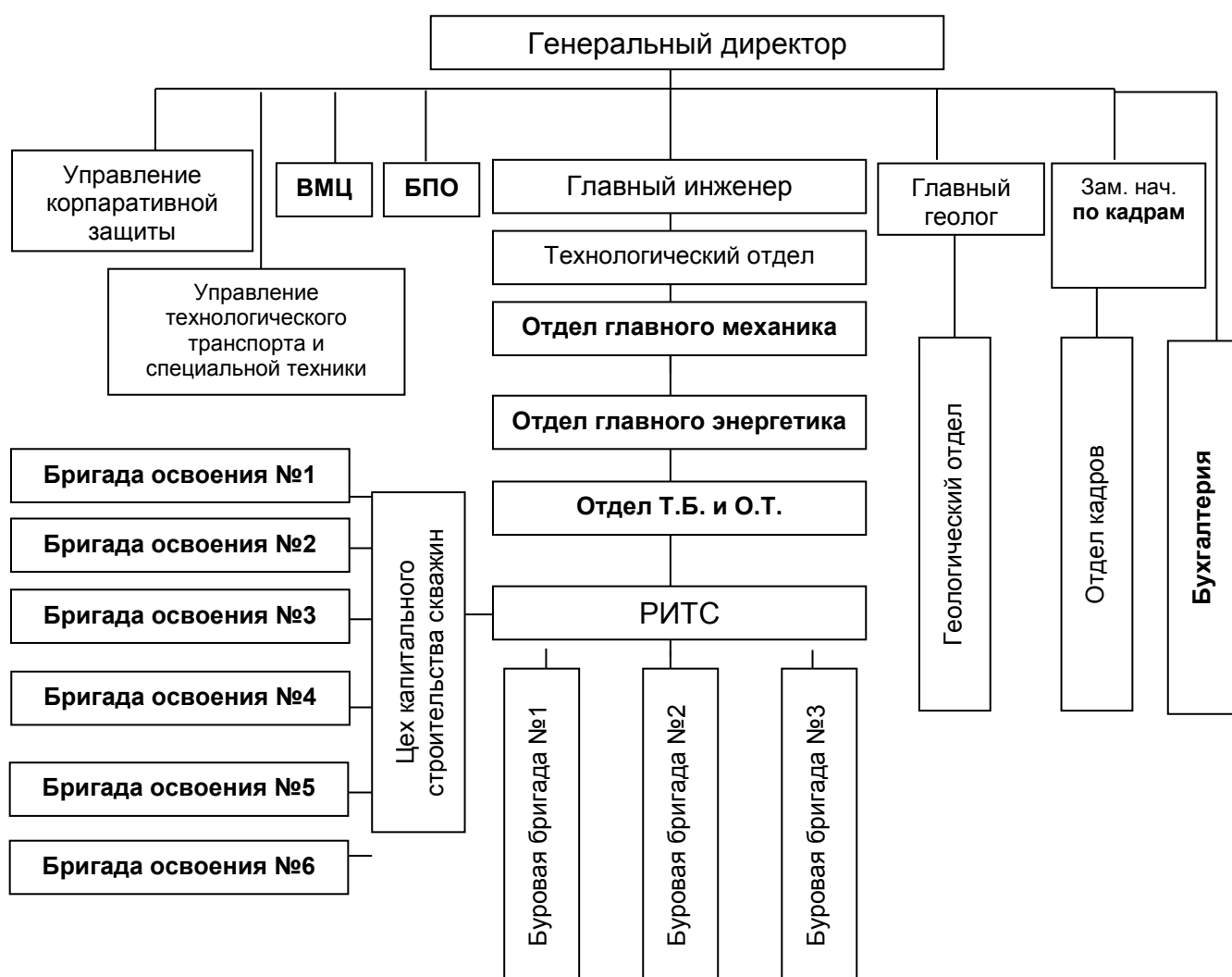


Рисунок 1 – Организационная структура ВСФ ООО «РН-Бурение»

4.1.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъёмных операций, вспомогательных, подготовительно – заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле: $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$ час, (4.1)

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{Под} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{час}}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{(N_{\text{под}} \cdot T_{1\text{св}})}{60\text{час}}, \quad (4.5)$$

Где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{1\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины глубиной 3935 метров составляет 356 часов (механического бурения), время СПО составит 76,1 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 66,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 41,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (5.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{3935}{356} = 11,05 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}} + t_{\text{ПВР}})} \text{ час}, \quad (5.7)$$

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

$t_{\text{ПВР}}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, час;

$$V_P = 3935 / (356 + 76,1 + 25) = 8,6 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес}, \quad (5.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3935 \cdot 720}{824} = 3438 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{cp} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (5.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{cp} = 3935/3 = 1312 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

4.1.3 Нормативная карта.

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта
(таблица 1.1)

Таблица 1.1 – Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Направление:															
Бурение под направление					Шарошечное пилот-долото	460	0,11	0,01	0,6	0,44	-	0,03	0,67	1,19	2,78
Крепление направлением		0	30	30											12,67
ИТОГО															15,44
Кондуктор:															
Бурение под кондуктор					BS-295,3 SD 619-003	2500	0,25	0,02	14,3	2,44	11,20	0,36	2,96	1,18	32,4
Крепление кондуктором		30	750	750											66,38
ИТОГО															98,78
1.1 - Продолжение таблицы															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Эксплуатационная колонна:															
Бурение под э/к					BS-215,9 RD 616-001	2100	0,97	0,028	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	145,3
Крепление под э/к		750	2555	1805											91

4.1.4 Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 1.2.

Условные обозначения к таблице 1.2:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания;

Таблица 1.2 – Линейно-календарный график работ

		Линейно-календарный график работ.												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы												
		1			2			3			4			
Вышкомонтажные работы														
Буровые работы														
Освоение														

4.1.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	6,5	898,24	3,2	442,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4	-	269,47	-	132,66
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	6,5	93,6	3,2	46,08
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	28,08	-	13,82
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	6,5	1643,59	3,2	809,15
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	6,5	8560,5	3,2	4214,4
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	6,5	1459,9	3,2	718,72
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,65	152,9	6,5	602,29	3,2	296,51
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	2,8	24,9	6,5	57,85	3,2	28,48
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	6,5	49,01	3,2	24,13
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	6,5	971,62	3,2	478,34
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	2,8	302,2	6,5	701,55	3,2	345,38
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	8,19	220,48	4,5	108,54

1.3 – Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Всего затрат без учета транспортировки вахт,			14235,36		918,26		4363,78		16556,18		7758,3	

руб							
Всего по сметному расчету, руб	43831,88						

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2.

$$43831,88 \cdot 204,2 = 8941703,5 \text{руб.}$$

Таблица 1.4 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для
Томской области на апрель 2017 г.

Таблица 4.1.3- сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	буровые работы				8941703,5
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	178834,07
	2. буровые растворы	м ³	53,4	45500	2384200
	4. работы по креплению	ч	255	32450	7950250
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				22114977,26
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	265379,73
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	331724,66
	Итого полевых расходов: Σ2				22712081,65
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	4542416,33
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	2952570,61
	Итого себестоимость проекта: Σ3				30307068,59
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	3179691,43
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	3406812,25
4	Компенсируемые затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	176919,82
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	681362,45
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1916966,53
	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	1135604,08
5	Резерв	%	10	от Σ3	3010706,86
ИТОГО себестоимость проекта					44625132,01
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					52577655,77

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность.

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

Таблица 5.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные документы		
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>				
	Вредные	Опасные		
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96	
	Недостаточная освещенность рабочей зоны			
	Превышение уровней шума			
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность		
<i>Полевой этап</i>				
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные		
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток		

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

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

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

5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ.

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

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

5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды.

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

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

Таблица 5.2 - Класс опасности вредных веществ

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

5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.

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

Мероприятия, снижающие или исключающие механические опасности.

К таковым относятся:

- выбор принципов действия и конструктивных решений, безопасных элементов конструкций;
 - применение в конструкции средств механизации, автоматизации, дистанционного управления и контроля;
 - применение встроенных в конструкцию средств защиты работающих;
- Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключить возможность прикасания к ним работающего.

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

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

Производственное оборудование должно быть пожаро- и взрывобезопасным.

Оборудование должно содержаться в безопасном, исправном состоянии, для чего следует проводить своевременные осмотры, проверки и ремонты.

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

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

Таблица 5.3 - Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основные параметры	Время существования опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6
Строительно-монтажные работы:					
Понижен-ная температура воздуха рабочей зоны	Микрокли-мат	Особенности климатических условий отсутствие надл спецодежды, спе	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудны заболевания переохлажде обморожен замедление реа нарушение вни риск ошибоч действий

Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	E, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	V = 20 м/с M = 20 т	8 часов	защемление, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Электрический ток	Электроустановки, электроинструмент	Пробой изоляции, замыкание и др.	I, мА U, В	Постоянно	травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Бурение, крепление, испытание скважины:					
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	Буровое оборудование	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	V = 20 м/с M = 20 т	8 часов	- защемление или раздавливание; - порезы, отрезание или разрубание; - захват или наматывание; - затягивание или задерживание; - попадание под удар
Разрушающиеся конструкции	Арматура	Потенциальная энергия жидкости, находящаяся под давлением	P = 1,5 МПа	Постоянно	травмирование выбросом жидкости под высоким давлением
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Оборудование	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	Постоянно	продолжительные повреждения слуха (потеря остроты слуха), утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и т.д.
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды,	t = °C	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания,

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

5.3 Экологическая безопасность.

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.

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

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;

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

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

5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.

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

Таблица 5.4 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4

Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.5 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м ³ /час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощад-ка	- строительного-монтажных работ;	100,00	В период строительного-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощад-ка Вахтовый поселок	- строительного-монтажных работ;	112,89	В период строительного-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.6 - Анализ чрезвычайных ситуаций

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

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Нормативно-техническая база обеспечения безопасности и экологичности

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

Законодательная база:

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

- Закон РФ № 184 - ФЗ «О техническом регулировании»;
- Закон РФ № 52 - ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Закон РФ № 68 - ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- Закон РФ № 7 - ФЗ «Об охране окружающей среды».

Далее рассмотрим нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности в таблице 5.6, нормативно-правовые акты в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Таблица 5.8 - Нормативно-правовые акты

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исключительно важным достоинством роторных управляемых систем является возможность управления движением долота при непрерывном вращении буровой колонны, что позволяет записывать каротаж в азимутальном режиме, который в свою очередь дает возможность получить распределение плотности горных пород по стволу скважины, определить угол падения и азимут простирания пласта и соответственно корректировать траекторию скважины.

В проекте предлагается использовать для бурения горизонтальной скважины на продуктивный пласт Я_{III-VII} роторную управляемую систему. Каротажные данные более высокого качества позволяют геофизикам выполнять геонавигацию в пластах малой мощности, что подходит к условиям Ванкорского месторождения.

Преимущество предлагаемой системы «Geo-Pilot» перед РУС другого типа состоит в использовании долот с длинной калибрующей частью, которые лучше отслеживают направление ствола скважины.

За счет сокращения времени бурения по сравнению с винтовым забойным двигателем сокращается период контакта бурового раствора с продуктивным пластом и, соответственно, снижается уровень его загрязнения реагентами, сохраняются в первозданном виде фильтрационные свойства пласта, обеспечивая более интенсивный приток углеводородов.

В проекте также рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности и экологичности работ при использовании роторно-управляемой системы в компании Sperry Sun.

За счет использования роторно-управляемой системы «Geo-Pilot», обеспечивается сокращение времени строительства скважины на 1,2 суток.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технология бурения нефтяных и газовых месторождений: мет. указания к выполнению курсового проекта «Нефтегазовое дело»/Епихин А.В., Ковалев А.В. - Томск, 2016. - 152с.
2. Заканчивание скважин: методические указания «Нефтегазовое дело»/ Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. - Томск, 2016. - 55с.
3. Экономика, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий. . – М.: Недра, 1975.
4. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
5. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
6. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основыне положения
7. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывоопасность. Общие требования
8. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
9. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Перечень демонстрационных материалов

- Плакат 1 Принцип позиционирования долота Geo-Pilot 7600
- Плакат 2 Система управления с замкнутым контуром Geo-Span
- Плакат 3 Сравнение диаметров ствола при бурении винтовым забойным двигателем (ВЗД) и роторно-управляемой системой (РУС)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Геолого-технологический наряд

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Компановка низа бурильной колонны

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Нормативная карта

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(справочное)

Рабочие характеристики забойного двигателя Geo-Force

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

		Переменный		Фиксированный	
Стандартная длина	*Стд	31,53 фут	9,61 м	30,03 фут	9,15 м
	КФП	29,01 фут	8,84 м	27,57 фут	8,40 м
Вес (без стаб.)	*Стд	4 567 фунт	1 392 кг	4 367 фунт	1 331 кг
	КФП	4 199 фунт	1 280 кг	4 009 фунт	1 222 кг
Угол перекося, °		0 - 3		0 - 4	
Размер долота		9 5/8 до 14 1/2 дюйм (244,48 - 368,30 мм)			
Резьба на долоте		6 5/8 REG			
Момент затяжки долота		28 000 фут*фунт	37 963 Н*м		
Верхняя резьба		6 5/8 REG			
Момент затяжки верх.резьбы		45 000 фут*фунт	61 012 Н*м		
Момент затяжки кривого		35 000 фут*фунт	47 454 Н*м		
Момент затяжки стабилизатора		26 000 фут*фунт	35 251 Н*м		
Момент затяжки протектора		15 000 фут*фунт	20 337 Н*м		

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Стандартный расход р-ра	300 - 900 гал/м (1 136 - 3 407 л/м)
Скорость вращения долота	31 - 132 об/мин
Об./Гал (Об./литр)	0,147 (0,039)
Максимальный рабочий момент	8 509 фут*фунт (11 537 Н*м)
Максимальная мощность (теоретич)	213,9 л.с. (159,5 кВт)
Макс.вес на долото	70 000 фунт (31 752 кг)
Макс.рабочее диф.давление	580 PSI (40,0 бар)
Перепад на долоте (Рестриктор низкого давления)	0 - 400 PSI (0 - 27,6 бар)
Перепад на долоте (Рестриктор высокого давления)	200 - 1200 PSI (13,8 - 82,7 бар)

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(справочное)

Технические условия на систему «Geo-Pilot»

	Серия 5200*	Серия 7600	Серия 9600
Номинальный диаметр инструмента	4-3/4 дюйма (121 мм)	6-3/4 дюйма (171 мм)	9-5/8 дюйма (244 мм)
Диаметр скважины	6, 6-1/8, 6-1/4, 6-1/2, 6-3/4 дюйма 152–171 мм	8-3/8, 8-1/2, 8-3/4, 9-7/8, 10-5/8 дюйма 214–270 мм	12-1/4, 14-3/4, 16, 17, 17-1/2, 18-1/4 дюйма 311–464 мм
Максимальный наружный диаметр корпуса	5-1/4 дюйма (133 мм)	7-5/8 дюйма (191 мм)	10 дюймов (254 мм)
Длина	16,2 фута (4,9 м) 27,7 фута (8,4 м) с гибкой подсистемой	20 футов (6,1 м) 29,2 фута (8,9 м) с гибкой подсистемой	22 фута (6,7 м) 31 фут (9,5 м) с гибкой подсистемой
Номинальный вес инструмента с гибкой подсистемой	1250 фунтов (570 кг)	3300 фунтов (1500 кг)	4850 фунтов (2200 кг)
Соединения и рекомендованный момент свинчивания			
Верх	3-1/2 дюйма IF бокс 10000 футов на фунт	4-1/2 дюйма IF бокс 32000 футов на фунт	6-5/8 дюйма REG бокс 50000 футов на фунт
Низ	3-1/2 дюйма IF шпилька 10000 футов на фунт ¹	4-1/2 дюйма IF шпилька 25000 футов на фунт ²	6-5/8 дюйма REG шпилька 59000 футов на фунт ³
Минимальный угол сбрасывания кривизны	5°	0°	0°
Проектные параметры (строить/ронять/поворачивать)	10°/100 футов	5°/100 футов	6°/100 футов
Максимальная интенсивность естественного искривления ствола скважины во время проработки	14°/100 футов	10°/100 футов	8°/100 футов
Максимальный вращательный момент вала	8000 футов на фунт	20000 футов на фунт	30000 футов на фунт
Диапазон скорости вращения	60–180 об/мин	60–250 об/мин	60–250 об/мин
Максимальная массовая скорость потока (единиц массы в минуту)	5000 фунтов в минуту	10000 фунтов в минуту	20000 фунтов в минуту
Максимальная нагрузка на долото	25000 фунтов	55000 фунтов	100000 фунтов
Вибрация	Ограничения, установленные компанией «Сперри Сан» для каротажа при бурении (по запросу)		
Вид бурового раствора	Совместим с большинством буровых растворов; успешно работает с буровыми растворами на водной, углеводородной и синтетической основе		
Максимальное содержание песка	2%		
Типичные потери давления на инструменте в воде (расчетное значение)	151 фунт на кв. дюйм и 200 галлонов в минуту	132 фунта на кв. дюйм и 500 галлонов в минуту	92 фунта на кв. дюйм и 1000 галлонов в минуту
Максимальное ограничение борьбы с поглощением бурового раствора ⁴	Ограничений нет		
Максимальная рабочая/критическая температура	284 °F (140 °C)		
Максимальный натяг при работе	60000 фунтов (26690 деканьютон)	75000 фунтов (33362 деканьютон)	120000 фунтов (53379 деканьютон)
Окончательный натяг корпуса не в рабочем состоянии (никаких операций не осуществляется; замена инструмента «Геопилот»)	320000 фунтов (142344 деканьютон)	375000 фунтов (166808 деканьютон)	580000 фунтов (222411 деканьютон)
Услуга передачи данных по нисходящему каналу «Геоспан»	Поверхностный пульсатор обеспечивает быструю связь и подтверждение через контрольный экран «ИНСАЙТ», независимая резервная система с ручным управлением через насосы и поворотный стол включает и выключает сигнал; расчетное рабочее давление 10000 фунтов на дюйм; услуга определения H ₂ S; пригодна для зон 1, IIA, T3		
Восходящий канал связи	Система каротажа во время бурения Stellar™		
Поверхностное программное обеспечение	Информационная система для буровой «ИНСАЙТ»		
Точность и диапазон инклинометра	±1° при 2s, 0–160°		
Для измерения направления, гамма-излучения, удельного сопротивления (для типичных конфигураций инструментов для измерений при бурении)			
Точка измерения при изысканиях	56,2 фута (17,1 м)	56,8 фута (17,3 м)	58,6 фута (17,9 м)
Точка измерения гамма-излучения	44,5 фута (13,6 м)	45,2 фута (13,8 м)	47,0 футов (14,3 м)
Точка измерения вибрации	44,5 фута (13,6 м)	45,2 фута (13,8 м)	47,0 футов (14,3 м)
Точка измерения удельного сопротивления	32,2 фута (11,3 м)	38,3 фута (11,7 м)	40,1 фута (12,2 м)
Точка измерения отклонения у долота	10,0 футов (3,1 м)	3,3 фута (1,0 м)	3,6 фута (1,1 м)
Точка измерения азимутального гамма-излучения у долота	Не определена	3,3 фута (1,0 м)	3,6 фута (1,1 м)
Источник питания	Литиевые батареи		
Максимальная продолжительность работы	200 часов непрерывной ориентации; когда отклонение равно нулю, никакой приводной мощности не требуется		
Диаграмма инструмента			
A	1,8 фута (0,5 м)	2,2 фута (0,7 м)	2,2 фута (0,7 м)
B	9,8 фута (3,0 м)	9,2 фута (2,8 м)	9,2 фута (2,8 м)
C	4,3 фута (1,3 м)	6,3 фута (1,9 м)	7,2 фута (2,2 м)
D	16,2 фута (4,9 м)	20,0 футов (6,1 м)	22,0 фута (6,7 м)
E	11,9 фута (3,6 м)	13,7 фута (4,2 м)	14,8 фута (4,5 м)