



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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело»

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2510 метров на Пуглалымском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК _622.323:622.243.23(24:181m2510)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Хасанов Радик Тагирович		

Руководитель:

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.ц		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

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

Институт _____ Природных Ресурсов _____
Направление подготовки (специальность) __ Бурение Нефтяных и Газовых Скважин ____
Кафедра _____ Бурения Скважин _____

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Хасанов Радик Тагирович

Тема работы:

Технологическое решение на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины (нефтяной) глубина 2510 метров на Пуглалымском месторождение (томской области)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><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></p>	<p>Материалы преддипломной практики, специальная литература и периодическая литература, электронные источники</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общая и геологическая часть; 2. Технологическая часть; 3. Вспомогательные цехи и службы; 4. Производственная и экологическая безопасность при строительстве эксплуатационной скважины на Пуглалымском месторождении; 5. Организационно-экономическая часть; 6. Специальная часть
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геолого-технический наряд. 2. Компоновка бурильной колонны. 3. Схема расположения оборудования и привышечных сооружений. 4. Технологические схемы по закачиванию скважины. 5. Структурная карта и геологический профиль. 6. Графический материал к спец. вопросу.

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
<p>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</p>	<p>Глызина Т.С.</p>
<p>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</p>	<p>Грязнова Е.Н.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Епихин Антон Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
студент	Хасанов Радик Тагирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<i>Группа</i>	<i>ФИО</i>
3-2Б2С2	Хасанову Радикю Тагировичу

<i>Институт</i>	<i>Природных ресурсов</i>	<i>Кафедра</i>	<i>Бурение скважин</i>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования – Технологическое решение на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины (нефтяной) глубина 2510 метров на Пуглалымском месторождение (Томской области) Область применения: нефтяная промышленность.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<p>1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: 1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород) 3.Недостаточная освещенность. 4.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5Повышенный уровень шума и вибрации 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: 1.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток. 3. Пожаробезопасность</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>2.Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы,); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы,); 1. решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); <p>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Хасанов Радик Тагирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Хасанову Радик Тагировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Хасанов Радик Тагирович		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	...
	Технологическая часть	...
	Специальная часть	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин.А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Данная работа содержит 84 стр., 54 таблиц, 20 рисунков, 44 формулы, 44 использованных источников литературы и 2 листа демонстрационной графики.

Ключевые слова: скважина, профиль, конструкция, бурильная колонна, долото, винтовой забойный двигатель, буровой раствор, тампонажный раствор, бурение на обсадных трубах, система спуска обсадной колонны, разбуриваемое долото, не извлекаемая компоновка.

Объект исследования эксплуатационная скважина месторождения Западной Сибири, Томской области.

В геологической части приведены общие сведения о месторождении, литолого-стратиграфический разрез скважины, характеристика пласта, интервалы осложнений, комплекс проводимых геофизических исследований.

В технологической части производился выбор конструкции скважины, рассчитывался профиль наклонно направленной скважины, выбирался способ бурения, выбирали инструмент, выбирали тип промывочной жидкости, рассчитывали бурильную колонну, проводили гидравлический расчет промывки скважины, рассчитывали эксплуатационную обсадную колонну и её цементирование, выбирали режим бурения.

В специальном вопросе рассматривали технологию , установка клина отклонителя «Window Master System» , для бурения второго ствола, что тем самым снижает стоимость бурения.

В работе, были рассмотрены вопросы экономики. Сделаны выводы, даны соответствующие рекомендации по дальнейшей проводке скважины.

Вся работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологий строительства нефтяных и газовых скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	10
<u>I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</u>	11
<u>1.1 Географо-экономическая характеристика района работ</u>	11
<u>1.2. Горно-геологические условия</u>	12
<u>1.3. Ожидаемые осложнения и их характеристика</u>	17
<u>II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</u>	18
<u>2.1. Выбор способа бурения</u>	18
<u>2.2. Проектирование профиля и конструкции скважины</u>	18
<u>2.2.1. Обоснование профиля проектной скважины</u>	18
<u>2.2.2. Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважины</u>	20
<u>2.2.3. Проектирование и обоснование конструкции скважины</u>	21
<u>2.2.4. Разработка схем обвязки устья скважины</u>	18
<u>2.3. Проектирование процесса углубления скважины</u>	26
<u>2.3.1 Выбор буровых долот</u>	26
<u>2.3.2. Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</u>	27
<u>2.3.3. Расчет частоты вращения долота</u>	28
<u>2.3.4 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</u>	28
<u>2.3.5. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны</u>	29
<u>2.3.6. Обоснование типов и компонентного состава бурового раствора</u>	30
<u>2.3.7. Расчёт необходимого расхода бурового раствора</u>	33
<u>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</u>	36
<u>2.4. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</u>	41
<u>2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины</u>	42
<u>2.5.1. Расчёт обсадных колонн</u>	42
<u>2.5.1.1. Условия работы колонны в скважине</u>	42
<u>2.5.1.2. Расчет действующих нагрузок</u>	42
<u>2.5.1.3. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений</u>	46
<u>2.5.1.4. Конструирование обсадной колонны по длине</u>	46
<u>2.5.1.5. Технологическая оснастка обсадной колонны</u>	46
<u>2.5.1.6. Расчет натяжения эксплуатационной колонны</u>	48
<u>2.5.2. Выбор режима спуска обсадных колонн</u>	50
<u>2.5.2.1. Подготовительные работы к спуску колонны</u>	51

<u>2.5.2.2. Технологический режим спуска колонн</u>	52
<u>2.5.2.3. Организация работ по цементированию скважины</u>	52
<u>2.5.3. Выбор способа цементирования обсадных колонн</u>	53
<u>2.5.4. Выбор состава тампонажной смеси</u>	53
<u>2.5.5. Расчёт параметров и технология цементирования</u>	56
<u>2.6. Проектирование процессов испытания и освоения скважины</u>	58
<u>в процессе бурения</u>	58
<u>2.6.1. Вторичное вскрытие пласта</u>	59
<u>2.6.2. Вызов притока</u>	59
<u>2.7. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при</u> <u>сооружении скважины</u>	59
<u>2.8. Выбор буровой установки</u>	62
<u>2.9. Проектирование бурового технологического комплекса</u>	63
<u>III. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</u>	64
<u>IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ ,РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И</u> <u>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</u>	68
<u>4.1.Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины</u>	68
<u>4.2.Расчет сметной стоимости сооружения скважины</u>	69
<u>V. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</u>	74
<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	79
<u>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</u>	80

Введение

Россия это безусловный лидер в добыче нефти и газа, что приносит в бюджет страны, прибыль за счёт продажи углеводородсодержащего сырья.

Увеличение эксплуатационного бурения является одним из важных задач для экономики России.

Основная задача, стоящая перед нефтегазовыми компаниями, осуществляющими эксплуатационное бурение, является сохранение конкурентоспособности на мировом рынке нефтесервисных услуг, невозможное без качественного строительства скважин.

Качественное строительство скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности буровых компаний.

В дипломном проекте, выпускной работе, решается ряд задач, связанных с технологией бурения и заканчивания эксплуатационной скважины Пуглалымского месторождения: выбор компоновок низа бурильной колонны, выбор обсадных труб, бурового и цементировочного оборудования и т.д.

В специальном вопросе рассмотрена технология, установка клина отклонителя «Window Master System» для бурения второго ствола, что снижает стоимость бурения.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Географо–экономическая характеристика района работ.

Пуглалымское нефтяное месторождение расположено на севере Томской области, на территории Средне - Нюрольского лицензионного участка.

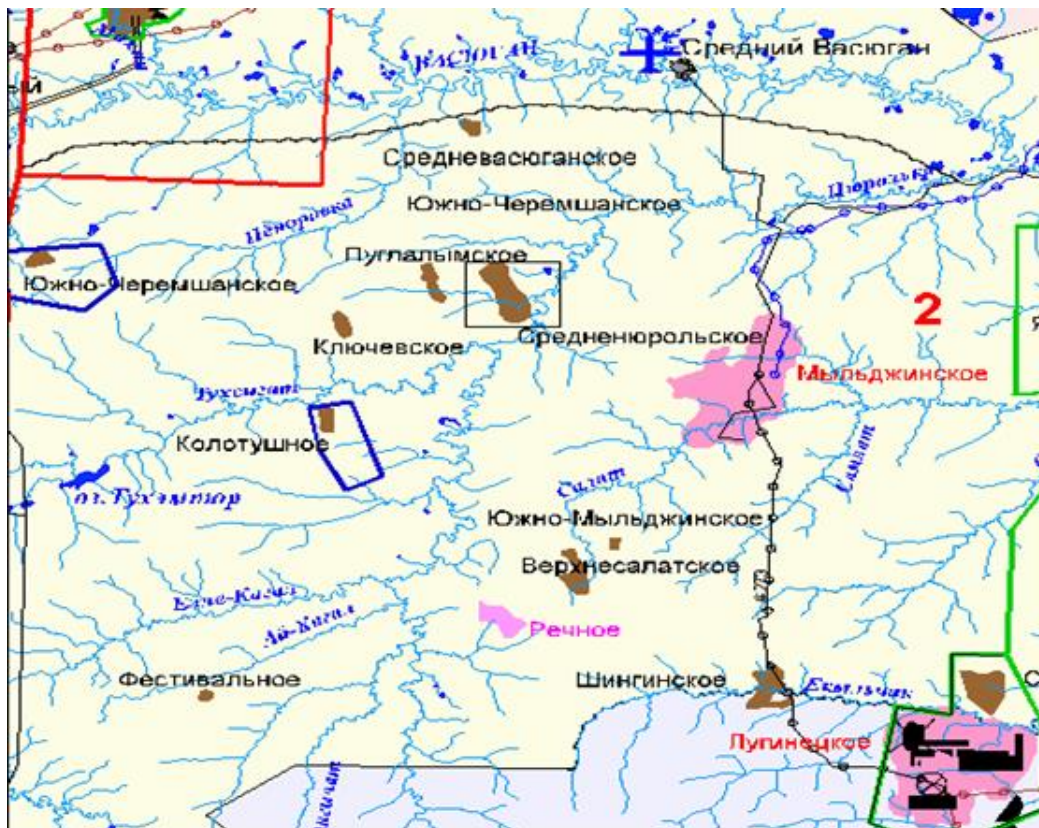


Рисунок 1. Обзорная карта расположения Пуглалымского месторождения

Климат резко континентальный. Зима холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна.

Среднегодовая температура воздуха минус 2⁰С, абсолютный минимум температуры приходится на декабрь минус 55⁰С, абсолютный максимум на июнь – июль плюс 34⁰С.

Почвы территории месторождения представлены в основном суглинками, песчаниками различной мощности по заболоченным понижениям. Господствующее направление ветров в течение года – западное, юго-западное.

В районе развиты: нефтедобывающая, рыболовная, лесная промышленность.

Для обустройства буровых могут быть использованы местные строительные материалы - песок, глина, лес - которые имеются в районе в необходимом количестве.

Для снабжения питьевой водой и технологических нужд при строительстве скважины используются воды четвертичного водоносного комплекса, получаемые из пробуренных водозаборных скважин.

1.2. Геологические условия бурения

Проектный литолого-стратиграфический разрез месторождения составлен на основе данных поисковых и разведочных работ.

Таблица 1.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности
От (кровля)	До (подошва)	Название	индекс	угол град.	азимут град.	
1	2	3	4	5	6	
0	40	Четвертичные отл.	Q	-	-	1,3
40	190	Некрасовская серия	P _{3нк}	-	-	1,3
190	280	Чеганская свита	P _{3сг}	-	-	1,3
280	410	Люлинворская свита	P _{2ll}	-	-	1,3
410	470	Талицкая свита	P _{2tl}	-	-	1,3
470	570	Ганькинская свита	K _{2gn}	-	-	1,6
570	630	Славгородская свита	K _{2sl}	-	-	1,6
630	720	Ипатовская свита	K _{2ip}	-	-	1,6
720	735	Кузнецовская свита	K _{2kz}	-	-	1,6
735	1555	Покурская свита	K _{1-2pk}	-	-	1,6
1555	1615	Алымская свита	K _{1al}	1	-	1,6
1615	1990	Киялинская свита	K _{1kls}	1	-	1,6
1990	2170	Тарская свита	K _{1tr}	1	-	1,2
2170	2450	Куломзинская свита	K _{1klm}	1	-	1,2
2450	2460	Баженовская + георгиевская свиты	J _{3bg+J3gr}	1	-	1,2
2460	2510	Васюганская свита	J _{2-3vs}	1	-	1,2

Таблица 1.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Пески, суглинки, глины	Почвенно-растительный слой, пески темно-серые, серые, мелко-зернистые, реже – крупнозернистые, иногда глинистые, суглинки и глины буровато-серые, алевитистые с пропластками лигнита;
P _{3нк}	40	190	Пески, глины	Пески серые и светло-серые, мелкозернистые, кварцполевошпатовые, иногда уплотненные, с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатых и бурых, песчаных, плотных и обильными растительными остатками и алевритов;
P _{3сг}	190	280	Глины, пески, алевриты	Глины зеленовато-серые, голубовато-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с гнездами и присыпками песчано-алевритистого материала, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдистых;
P _{2II}	280	410	Глины, алевриты, пески	Глины зеленовато-серые, светло-серые, опоковидные, местами переходящие в опоки, жирные на ощупь, с прослоями уплотненных песков и алевритов;
P _{2II}	410	470	Глины	Глины темно-серые, буровато-серые; жирные, вязкие с присыпками алевритистого материала;

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
K _{2gn}	470	570	Глины	Преобладают серо-цветные глины прослоями мергелей, известковистых алевролитов;
K _{2sl}	570	630	Глины, алевролиты, песчаники, пески	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песка;
K _{2ip}	630	720	Песчаники, алевролиты, глины	Представлена переслаиванием серо-цветных песчаников, алевролитов и глин;
K _{2kz}	720	735	Глины, алевролиты	Состоит из переслаивающихся алевролитистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков в кровле;
K _{1-2pk}	735	1555	Песчаники, пески алевролиты, глины	Сложена серыми песками и песчаниками с прослоями серых алевролитистых и песчаных глин и алевролитов. Отмечены прослои глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля;
K _{1al}	1555	1615	Глины, песчаники	В нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит-монтмориллонитового состава
K _{1kls}	1615	1990	Глины, пески, алевролиты, известняки, гравелиты	Представлена пестроцветными глинами, песками, алевролитами, гравелитами, иногда с прослоями мергелей и известняков. Выделяются песчаные пласты групп А и Б;

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
K _{1tr}	1990	2170	Песчаники, алевролиты, аргелиты	Представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Нижняя граница свиты проводится по подошве нижнего проницаемого пласта песчаников, сближенного со всей толщиной тарской свиты;
K _{1klm}	2170	2450	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, мергели, известняки	Представлены серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков, сидерита. Первый песчаный горизонт, залегающий в непосредственной близости от баженовской свиты и содержащий песчаные пласты Б16-20, получил название ачимовский пачки.
J _{3bg+J3gr}	2450	2460	Аргиллиты	Представлена битуминозными плитчатыми аргиллитами;
J _{2-3vs}	2460	2510	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Переслаивание песчаников светло-серых, мелко-среднезернистых, алевролитов светло-серых песчаных, аргиллитов темно-серых, плитчатых, алевритистых.

Таблица 1.3 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо-го подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, мДарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твёрдость, $\frac{кгс}{мм^2}$	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	Глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
			Суглинки	2,0	25-30	0	90	0	10	2	4	мягкая
			Пески	1,9	25-30	2500	10	0	0	1	10	мягкая
P _{3нк}	40	190	Пески	1,9	30	1000	20	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
P _{3сг}	190	280	Глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
			Пески	1,9	30	1000	10	0	0	1	10	мягкая
			Алевриты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
P _{2II}	280	410	Глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
			Алевриты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
			Пески	1,9	30	1000	20	0	0	1	10	мягкая
P _{2I}	410	470	Глины	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
K _{2gn}	470	570	Глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
K _{2sl}	570	630	Глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
			Алевролиты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
			Пески	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
			Алевриты	2,2	30	20	10	0	10	3	40	мягкая
K _{2ip}	630	720	Песчаники	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
			Алевриты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	мягкая
			Глины	2,2	25	0	100	0	10	3	4	мягкая

K _{2kz}	720	735	Глины Алевролиты	2,2 2,2	25 30	0 20	100 10	5 0	10 10	3 3	4 10	мягкая мягкая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1-2pk}	735	1555	Глины Пески Алевролиты Песчаники	2,2 2,2 2,3 2,1	25 25 10 22	0 2500 0 50-300	100 20 25 20	0 3 5 3	10 20 - 30	3 5 3 2	4 10 10 10	средняя средняя средняя средняя
K _{1al}	1555	1615	Песчаники Глины	2,2 2,4	22 16	20-50 0	5 95	5 2	30 25	2 3	10 4	средняя средняя
K _{1kls}	1615	1990	Алевролиты Глины Пески Известняки Гравелиты	2,0 2,4 2,2 2,4 2,3	10 2 16-22 5 15	10 0 20-900 0 10	20 100 20 90 10-30	3 3 5 10 5	10 - 20 150 25	1 1 3,5 4 3	10 4 10 4 6	средняя средняя средняя средняя средняя
K _{1tr}	1990	2170	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2,3 2,3 2,4	22 10 5	1-102 0 0	20 25 95	5 5 5	40 - 50	3 3 3	10 10 4	средняя средняя средняя
K _{1klm}	2170	2450	Аргиллиты Песчаники Известняки Мергели Алевролиты	2,4 2,3 2,4 2,4 2,4	5 22 5 5 5	0 1-1020 0 0 0	95 20 90 90 95	5 5 10 10 5	50 40 150 150 50	3 3 4 4 3	4 10 4 4 4	средняя Средняя крепкие крепкие средняя
J _{3bg+J3gr}	2450	2460	Аргиллиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
J _{2-3vs}	2460	2510	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2,3 2,4 2,3	15 5 10	60-270 0 5	20 90 25	0 5 5	65 130 120	3 3 3	10 4 6	средняя твердые твердые

Таблица 1.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала
			Пластового		Гидроразрыва		Горного		
	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	40	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,22	15
P _{3нк}	40	190	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
P _{3сг}	190	280	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	17
P _{2ll}	280	410	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
P _{2tl}	410	470	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	19
K _{2gn}	470	570	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
K _{2sl}	570	630	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	21
K _{2ip}	630	720	0,100	0,100	0,180	0,180	0,22	0,22	22
K _{2kz}	720	735	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	30
K _{1-2pk}	735	1555	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	35
K _{1al}	1555	1615	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	57
K _{1kls}	1615	1990	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	59
K _{1tr}	1990	2170	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	74
K _{1klm}	2170	2450	0,101	0,101	0,170	0,170	0,23	0,23	80
J _{3bg+J3gr}	2450	2460	0,102	0,102	0,150	0,150	0,23	0,23	86
J _{2-3vs}	2460	2510	0,102	0,102	0,150	0,150	0,24	0,24	86

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 86 °С.

1.3. Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения

Таблица 1.5 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
От	до			
0	190	Поровый	1,00	до 30
1615	2450	Поровый	1,007	55
2475	2510	Поровый	1,036	до 30
Нефтеносность				
2460	2465	поровый	0,825	190

1.4. Зоны возможных осложнений

1. В интервалах 0 – 470 м, 735 – 1555 м, 1590 – 2450 м поглощение бурового раствора.
2. В интервалах 0 – 735 м, 1555 – 2170 м осыпи и обвалы стенок скважины.
3. В интервале 2460 – 2465 м нефтепроявления.

2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Выбор способа бурения

В качестве исходных данных для принятия решения о способе бурения используют следующие данные:

Глубина бурения 2637 м
Забойная температура 86°С
Диаметр долота > 190
Профиль ствола скважины наклонно-направленный

На основании данных для проводки проектируемой скважины подходящим является бурение гидравлическим забойным двигателем.

Особенности бурения гидравлическим забойным двигателем:

- улучшаются условия работы бурильной колонны, что позволяет облегчить её, применить легкосплавные бурильные трубы.
- возрастает скорость проходки вследствие высокой частоты вращения долота, что ведёт к росту коммерческой скорости.
- могут использоваться все виды буровых растворов.

Выбираем бурение под направление роторным способом, под кондуктор и эксплуатационную колонну гидравлический забойный двигатель.

2.2. Проектирование профиля и конструкции скважины.

2.2.1. Обоснование и расчёт профиля проектной скважины.

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается:

- Выбор типа профиля.
- Определение интенсивности искривления на отдельных участках.

Основной параметр, характеризующий профиль наклонной скважины является интенсивность углов искривления на участке набора кривизны и падения углов искривления на участке стабилизации. Для обеспечения успешной проводки скважины радиусы ствола скважины должны обеспечить:

- возможность спуска приборов;
- нормальное прохождение КБТ и обсадных колонн;
- нормальную эксплуатацию обсадных колонн и глубинного насосного оборудования.

Профили скважины классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные.

Вид профиля выбирается на основании уже пробуренных скважин на данном месторождении. В данном случае применяется четырехинтервальный профиль скважины (рис. 2.2.1.)

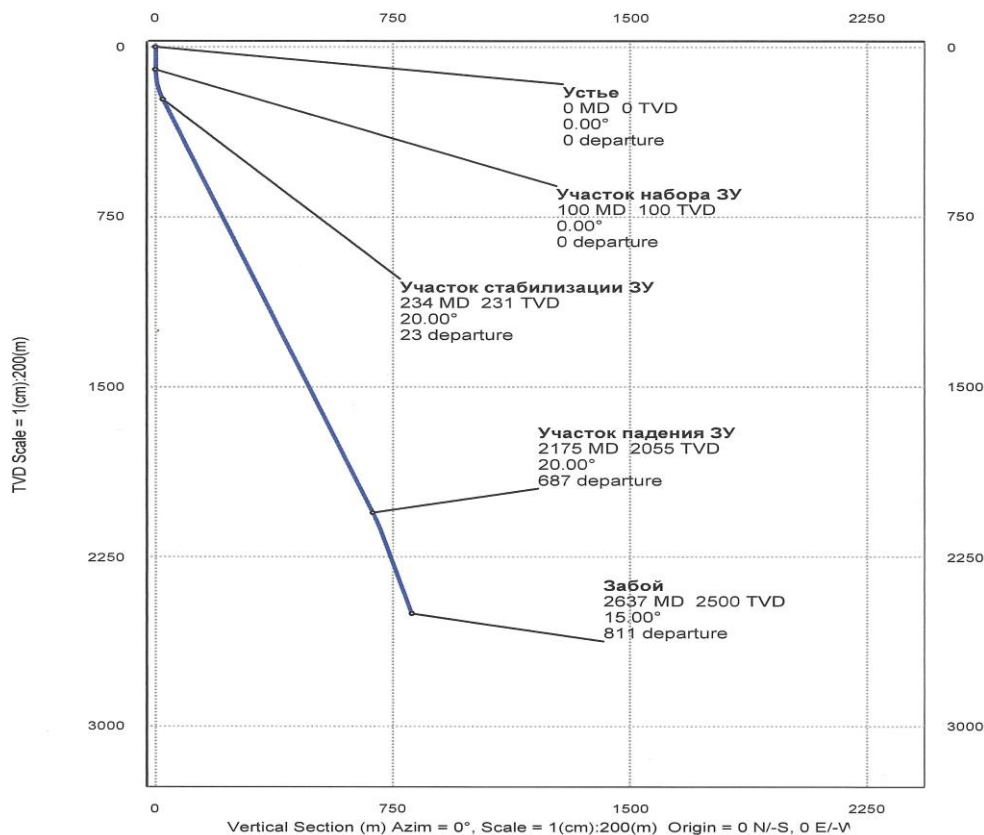


Рисунок 2.2.1 – Профиль ствола скважины

Данный тип профиля скважины включает в себя:

- вертикальный участок,
- участок набора зенитного угла
- участок стабилизации зенитного угла,
- участок падения зенитного угла.

Выбор данного типа профиля обусловлен тем, что при эксплуатации скважины возможна установка насосного оборудования в зоне продуктивного горизонта. Помимо этого, данный тип профиля является наиболее распространенным на Пуглалымском месторождении и позволяет реализовать комплекс задач.

При расчете профиля скважины используются проектными данными:

- глубина скважины по стволу $L=2637$ м;
- общий отход скважины $S=811$ м;
- длина интервала стабилизации $l_3=1941$ м;
- радиус кривизны 3-го интервала $R=384$ м.

Все расчетные параметры заносятся в программу на проводку наклонно-направленной скважины отображенной в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Программа на проводку наклонно-направленной скважины

Интервал, м			Зенитный угол, град		Отклонение, м		Удлинение ствола, м	
от	До	длина	нач.	конеч.	на интервал	всего	на интервал	всего
0	100	100	0	0	0	0	100	100
100	231	131	0	20	23	23	134	234
231	2055	1824	20	20	664	687	1941	2175
2055	2510	455	20	15	124	811	462	2637

При проведении скважины интенсивность пространственного искривления не должна превышать 1,5 град/10 метров.

2.2.2. Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважины

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

Правильно выбранная конструкция забоя скважины должна обеспечивать следующие требования:

- устойчивость ствола;
- разобщение напорных горизонтов;
- проведение технико-технологических воздействий на пласт;
- ремонтно-изоляционные работы;
- длительную эксплуатацию скважины с оптимальным дебитом.

Устойчивость пород призабойной зоны определяем по формуле:

$$\sigma_{сж} \geq 2 \left[\frac{\mu}{1-\mu} \cdot \left(10^{-6} \gamma_{гп} \cdot H - P_{пл} \right) + \left(P_{пл} - P_3 \right) \right]; \quad (2.2.2.1)$$

где μ коэффициент Пуассона;

$\gamma_{гп}$ удельный вес горной породы, Н/м³;

H – расстояние от устья до кровли продуктивного пласта, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

$$P_{пл} = \Delta P_{ср.взв} \cdot H; \quad (2.2.2.2)$$

$$\Delta P_{ср.взв} = (\Delta P_1 \cdot \Delta H_1 + \Delta P_2 \cdot \Delta H_2) / H; \quad (2.2.2.3)$$

ΔP_i – градиент пластового давления на i – й глубине, МПа/м;

ΔH_i – разность глубин, м;

P_3 – давление столба пластовой жидкости на забой скважины при эксплуатации, МПа.

$$P_3 = (H - h_{\text{норм.}}) \cdot \rho_n \cdot g, \quad (2.2.2.4)$$

$$h_{\text{норм}} = 2/3H. \quad (2.2.2.5)$$

$\sigma_{\text{сж}}$ – предел прочности горных пород при одноосном сжатии, МПа.

Табличное значение для песчаника $\mu = 0,30$, $\sigma_{\text{сж}} = 30,0$ МПа;

$$P_{\text{пл}} = 835 \cdot 0,101 + 50 \cdot 0,102 + 0,100 \cdot 1615 = 25,09 \text{ МПа.}$$

$$P_3 = (2510 - 2/3 \cdot 2510) \cdot 0,825 \cdot 9,8 = 6,74 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{расч.}} = 2 \cdot ((0,30/1 - 0,30) \cdot (10^{-6} \cdot 21000 \cdot 2510 - 25,09) + (25,09 - 6,74)) = 32,08 \text{ МПа;}$$

$\sigma_{\text{сж.}} = 30,0 \text{ МПа} < \sigma_{\text{расч.}} = 32,08 \text{ МПа}$, следовательно, коллектор неустойчивый.

Коллектор поровый, пласт литологически неоднородный, так как сложен различными породами – аргиллиты, алевролиты, песчаники. Пласт является неоднородный по проницаемости.

На основании геологических данных и полученных расчетных значений на неустойчивость, можно сделать вывод, что забой закрытый.

2.2.3. Обоснование конструкции скважины

Таблица 2.2.3. Конструкция скважины

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Назначение обсадных колонн
Направление	324	Для предотвращения размыва устья и поглощения бурового раствора при бурении под кондуктор.
Кондуктор	244,5	Для перекрытия горизонтов содержащих пресные воды, неустойчивых пород при бурении под ЭК
Эксплуатационная колонна	168,3	Для укрепления всего ствола скважины, разобщения всех горизонтов, эксплуатация скважины.

На основании представленных данных в разделе “Геологические условия бурения” строится совмещенный график давлений, иллюстрирующий изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. Совмещенный график давлений.

График совмещенных давлений и конструкция скважины

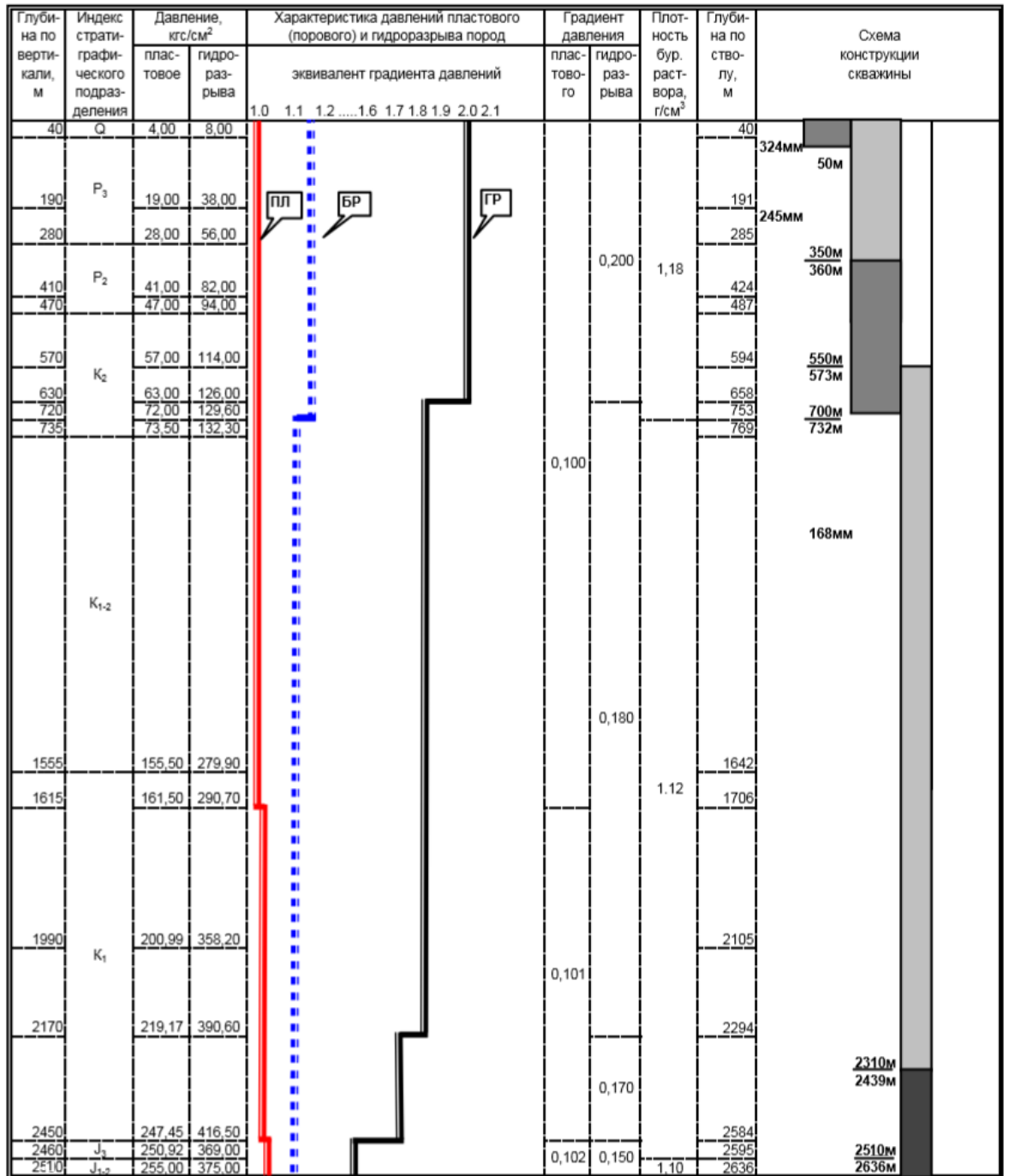


Рисунок 2.2.3.1 – Совмещенный график давлений

Из графика давлений видно, что интервалы несовместимых условий отсутствуют, следовательно, нет необходимости в спуске промежуточных колонн.

2.2.4. Расчёт глубин спуска и диаметров обсадных колонн

Направление спускается на глубину 50 метров с целью предотвращения размыва устья и поглощения бурового раствора.

Расчет спуска кондуктора производится из условия недопущения гидроразрыва пород под башмаком кондуктора при закрытом ПВО в случае НГВП.

Глубину спуска кондуктора H_k определяем по формуле:

$$H_k \geq \frac{1,05 \times P_y \times H}{a_{грп} \times 0,95 \times H - 1,05 \times (a_{пл} \times H - P_y)}$$

где P_y – давление на устья, кгс/см²

H - глубина кровли проявляющего пласта, м;

γ_f - плотность пластового флюида, г/см³;

$a_{грп}$ - градиент гидроразрыва пород, кгс/см²;

$a_{пл}$ – градиент пластового давления, кгс/см²;

$$H_k > (1,05 \times 51,8 \times 2460) / (0,180 \times 0,95 \times 2460 - 1,05 \times (0,102 \times 2460 - 51,8)) = 632 \text{ м.}$$

Глубину спуска кондуктора принимаем 700 м.

Эксплуатационная колонна опускается до забоя скважины, перекрывая все продуктивные горизонты.

Так как ожидаемый дебит составляет 190 т/сутки и эксплуатация проектируется с помощью ЭЦН, выбираем диаметр колонны 168,3 мм (диаметр муфты 187,7 мм, толщина стенки 12,1 мм).

Диаметр долота D_d для бурения под эксплуатационную колонну рассчитываем по формуле:

$$D_o = D_M + 2\Delta, \quad (2.2.4.1)$$

где D_M – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

2Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.

По ГОСТ 20692 – 75 принимаем ближайший диаметр долота, в сторону увеличения.

$$D_o = 187,7 + 20 = 207,7 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 20692 – 75 принимаем диаметр долота 215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора D_k определяется по формуле:

$$D_k = D_o + (10-14), \text{ мм;}$$

где D_o – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$$D_k = 215,9 + 14 = 229,9 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 632-80 диаметр кондуктора принимается 244,5 мм, с наружным диаметром соединительной муфты 269,9 мм.

$$D_{\ddot{a}} = 269,9 + 25 = 295,3 \text{ мм.}$$

Принимаем диаметр долота 295,3 мм.

Внутренний диаметр направления:

$$D_H = 295,3 + 14 = 309,39 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 632-80 диаметр направления принимается 323,9 мм, с наружным диаметром соединительной муфты 351 мм.

$$D_\phi = 351 + 35 = 386 \text{ мм.}$$

Принимаем диаметр долота 393,7 мм.

Полученные данные сведем в табл. 2.2.4.1.

Таблица 2.2.4.1 – Конструкция скважины

	D колонны, мм	D долота, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	168,3	215,9

2.2.5. Обоснование высот подъема тампонажных растворов

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [2]:

1. Направление и кондуктор цементируются до устья;
2. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе колонной головки нужно учитывать:

- максимальное устьевое давления;
- диаметры всех обсадных колонн;
- количество колонн подвешиваемых на клинья.

Исходя из этих параметров, выбираем колонную головку – ОКК1-21-168-245

Критериями выбора ПВО являются:

- максимальное давление на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе;
- диаметры проходных отверстий превенторов.

$$P_{\text{ПРВ}} > (P_y)_{\text{max}}; \quad (2.2.6.1)$$

где $P_{\text{ПРВ}}$ – рабочее давление превенторов, МПа;

$(P_y)_{\text{max}}$ - максимально ожидаемое давление на устье скважины при газонефтеводопроявлении, МПа.

Величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$ определяем по формуле:

$$(P_y)_{\text{max}} = P_{\text{пл}} - \rho * g * H, \quad \text{МПа} \quad (2.2.6.2)$$

$$P_y = 25,09 - 10^{-6} * 9,81 * 2460 * 825 = 5,18 \text{ МПа.}$$

Формула справедлива при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом.

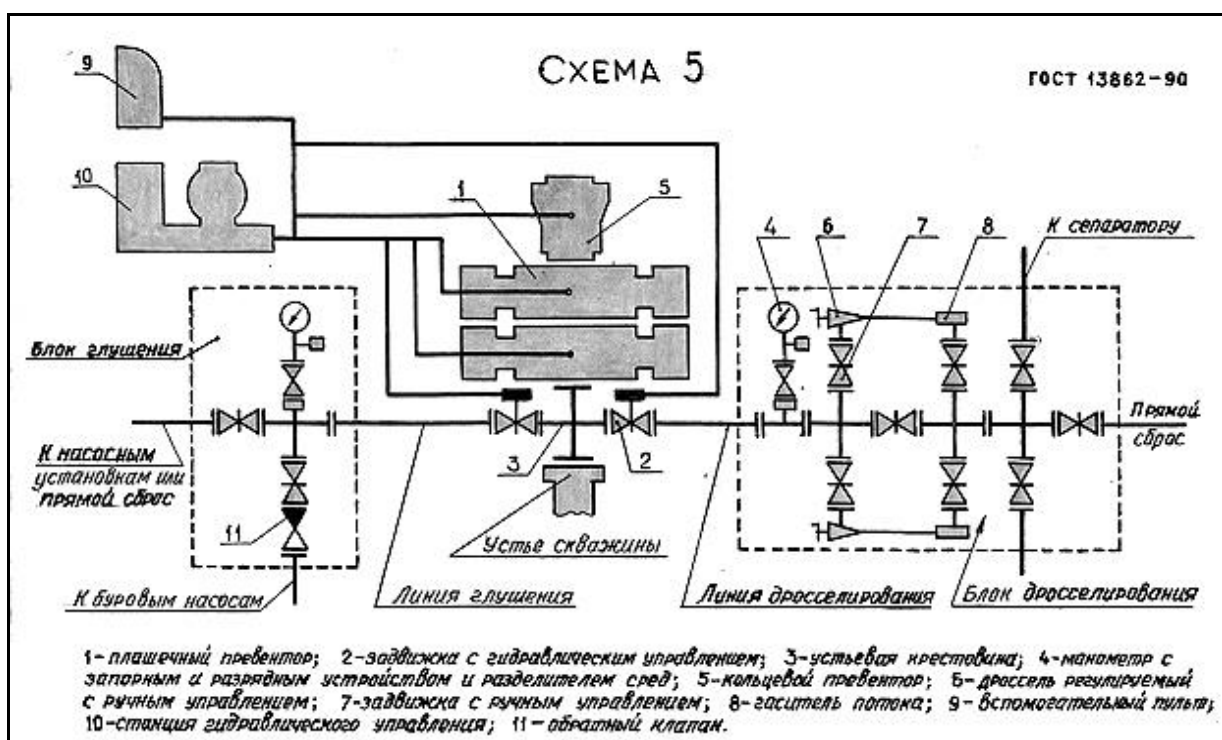
Исходя из вышенанписанного, а также согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности выбираем ОП5-230/80×35 со следующими техническими характеристиками:

- диаметр проходного отверстия – 230 мм;
- рабочее давление – 35 МПа;
- диаметр проходного отверстия манифольда – 80 мм;

Согласно требованиям ГОСТ 13862 – 90 предусмотрено десять типовых схем обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием.

Для бурения используем схему №5

Рисунок монтажа ПВО при бурении

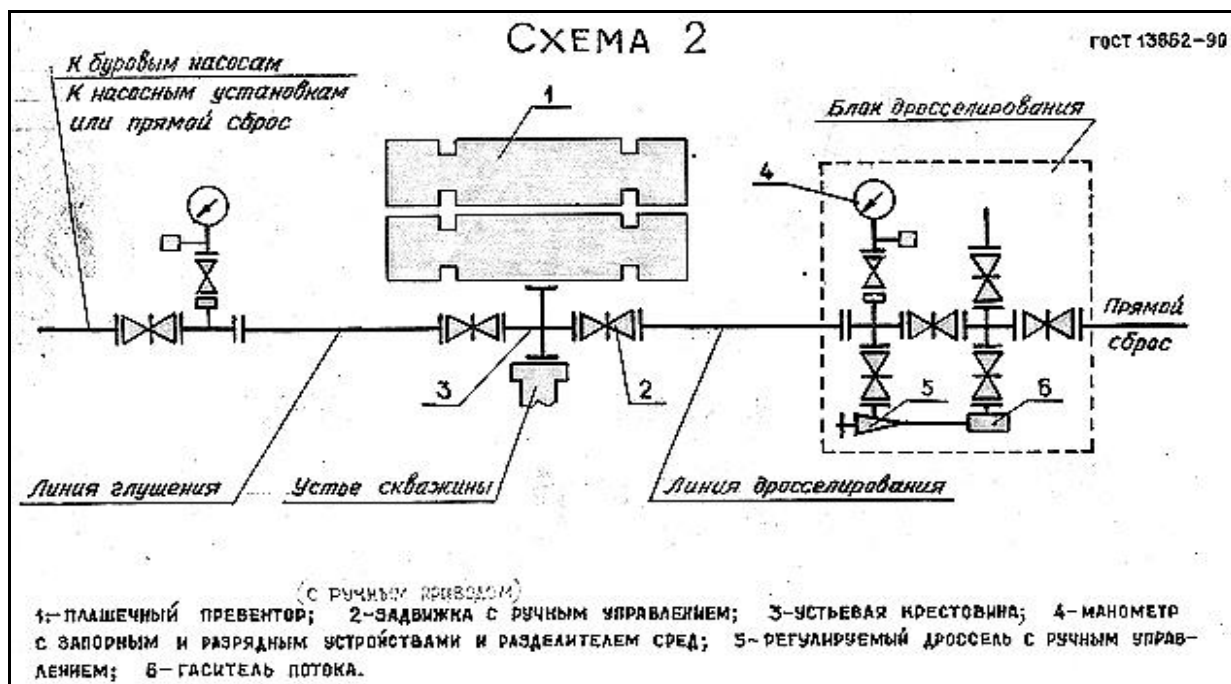


2.2.

6.1- рисунок монтажа ПВО при бурении

При освоении скважины используем схему №2 и превенторную установку типа ППР2 - 180×21:

- диаметр проходного отверстия – 180 мм;
- рабочее давление – 21 МПа;



2.2.6.2 - рисунок монтажа ПВО при освоение скважины

2.3. Проектирование процесса углубления скважины

Технико-экономическая эффективность строительства скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента (ПРИ), режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, а также гидравлической программы углубления.

2.3.1. Выбор буровых долот

Выбор типа и класса долота должен производиться на основе следующих факторов:

- соответствовать твердости и абразивности разрушаемых горных пород;
- обеспечивать эффективное разрушение горных пород на забое;
- достигаться высокие показатели бурения;
- соответствовать выбранному режиму бурения;
- риск поломки должен быть минимальным;
- должно быть экономически выгодным (минимальная стоимость метра проходки скважины).

На основе опыта бурения скважин на данном месторождении целесообразным будет использование долот типа PDC для бурения кондуктора и эксплуатационной колонны, при бурении под направление использовать шарошечное долото.

Интервал 0-50 метров сложен глинами, песками и суглинками с твердостью пород по штампу 10 кгс/мм², критерий прочности – М. В соответствии с этими условиями и выбранным способом бурения выбирается долото для бурения под направления III 393,7 М-ГВУ – R-227 – трехшарошечное долото с номинальным диаметром 393,7 мм

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании ООО НПО «Буринтех» БИТ 295,3 В 813 УЕН.40, имеющее 8 лопастей с диаметром основных резцов 13 мм. Данное долото рассчитано на частоты вращения от 60 до 280 об/мин и осевую нагрузку в интервале 2-12 т. Особенностью данного ПРИ является двойной ряд вооружения, который позволяет эффективно разрушать породы средней твердости и высокой абразивности.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании ООО НПО «Буринтех» 215,9 ВТ 416 УВ, которое имеет 4 лопасти с диаметром основных резцов 16 мм. Данное долото рассчитано для частоты вращения от 20 до 250 об/мин и осевую нагрузку в интервале 2-20 т.

Комплекты долот по интервалам бурения представлены в табл. 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1 - Комплекты долот

Наименование колонны	Интервалы бурения, м		Типоразмеры долот
	По вертикали		
	от		
Направление	0	50	III 393,7 М-ГВУ – R-227
Кондуктор	50	700	БИТ 295,3 В 813 УЕН.40
Эксплуатационная колонна	700	2510	БИТ 215,9 ВТ 416 УВ

2.3.2. Расчет осевой нагрузки на долото

Таблица 2.3.2.2 - Значения осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-732	732-2637
Исходные данные			
α	0,33 – 0,59	0,33 – 0,59	0,33 – 0,59
$P_{ш}$, кг/см ²	10	30	150
$D_{д}$, см	393,7	295,3	215,9
η	0,7– 1,7	0,7– 1,7	0,7– 1,7
δ , см	1,5	1,5	1,5
q , кН/мм	0,1 -0,2	0,3-0,6	0,6-1,5
$G_{пред}$, кН	10	12	8
Результаты проектирования			
G_1 , кН	57,8	33	108,8
G_2 , кН	78,74	29,53	55,4

G_3 , кН	82	29,5	33
$G_{\text{проект}}$, кН	96	29,5	29,7

2.3.3. Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально.

Таблица 2.3.3.1 - Значения частот вращения по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-732	732-2637
Исходные данные				
V_d , м/с		3,4-2,8	2,8-1,8	1,5-1,2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		5-7	6-8	3-6
z		24	24	22
α		0,33 – 0,59	0,33 – 0,59	0,33 – 0,59
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		145	64	77
n_2 , об/мин		116	51	61,6
n_3 , об/мин		101	44,8	46,2
$n_{\text{проект}}$, об/мин		110	65	40

2.3.4. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.

Забойный двигатель должен соответствовать следующим требованиям:

- диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от диаметра долота;
- расход промывочной жидкости должен быть к номинальному забойного двигателя;
- крутящий момент должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины;
- должен обеспечивать частоту вращения долота необходимую для разрушения горных пород.

Интервал бурения 732 – 2637 м:

Предполагается использовать двигатель ДЗ-195, который имеет диаметр 195 мм.

Выбранные забойные двигатели сводятся в табл. 2.3.4.1

Таблица 2.3.4.1 - Выбранные забойные двигатели

Интервал, м	Забойные двигатели
50-732	Д1-240М
732-2637	Д3-195

Таблица 2.3.4.2 - Техническая характеристика забойных двигателей

Двигатель	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН•м
Д1-240М	240	7,228	1842	30-50	72-132	10,0-14,0
Д3-195	195	7,735	1200	20-35	78-120	8,0-12,0

Технические характеристики забойных двигателей приведена в табл. 2.3.4.2.

2.3.5. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 2.3.5 приведем параметры компоновки низа бурильной колонны под каждую обсадную колонну учитывая опыт бурения по данному региону.

Таблица 2.3.5

Элементы КНБК					
номер по порядку	типоразмер, шифр	техническая характеристика			Примечания
		наружный диаметр, мм	длина, м	масса, т	
1	III 393,7 М-ГВУ – R-227	393,7	0,45	0,19	Бурение под направление 0-50 м
2	УБТ 203	203,0	9	1,74	
3	УБТ 178-80Д	178,0	24	3,49	
4	ТБД16Т 147-11	147	16,55	0,4	
1	БИТ 295,3 В 813 УЕН.40	295,3	0,45	0,19	Бурение под кондуктор 50-732 м
2	Д1-240М	240	7,2	1,8	
3	УБТ 178-80Д	178,0	24	3,49	
4	ПВ 127-9Д	127	250	2,9	
5	ТБД16Т 147-11	147	450	10,87	
1	БИТ 215,9 ВТ	215,9	0,35	0,037	Бурение под эксплуатационную колонну
2	Д3-195	195	7,73	1,20	
3	УБТ 178-80Д	178,0	24	3,49	
4	ПВ 127-9Д	127	250	2,9	
5	ТБД16Т 147-11	147	2355	56,9	

Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. При проектировании бурильных колонн возможны следующие ситуации:

- необходимо выбрать рациональную компоновку бурильной колонны, удовлетворяющую всем инженерным по несущей способности;
- необходимо дать оценку с позиций проверки на прочность какого-либо варианта компоновки колонны.

Для искривлённого участка на интервале 100-234 м:

Длина искривленного участка $l_k=134$ м. В данном случае вся суммарная длина первой секции КБТ и КНБК будут меньше протяжённости искривлённого участка ($131,8 \text{ м} < 134 \text{ м}$, поэтому проверку условия статической прочности на верхней границе искривлённого участка на интервале 100-234 при подъёме БК выполнять не требуется.

Таким образом, трубы ТБД16Т 147*11, удовлетворяют всем условиям и принимаются для компоновки первой секции КБТ.

Для плавного перехода по жёсткости от УБТ к колонне БТ рекомендуется последующую секцию БТ формировать из труб возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки. Поэтому вторая секция КБТ длиной 250 м комплектуется из труб типа ПК 127-9Д с диаметром 127 мм (с целью облегчения колонны), марки Д и толщиной стенки 9 мм. В них существенно меньше гидравлические потери, что важно при турбинном способе бурения.

В итоге проекторочного расчета получена следующая конструкция бурильной колонны и сведена в таблицу 2.3.5.1

Таблица 2.3.5.1 Конструкция бурильной колонны

№, п/п	Тип трубы	Диаметр, мм	Длинна, м
1	УБТ 178-80Д	178	25
2	ТБД16Т 147-11	147	100
3	ПВ 127-9Д	127	250
4	ТБД16Т 147-11	147	2255

2.3.6. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Основываясь на анализе литологического состава и физико-механических свойств горных пород, а также, исходя из опыта бурения в Западной Сибири, выбирается – полимер глинистый раствор.

Для приготовления бурового раствора используются:

- глина бентонитовая марки ПБМА;
- техническая вода;
- химические реагенты.

Характеристика химических реагентов представлены в таблицы 2.3.6.1

Таблица 2.3.6.1 Характеристика химических реагентов

Реагенты	Основное назначение	Шифр
Карбоксилметил-целлюлоза	Регулирование фильтрационных свойств глинистого раствора	КМЦ марки Габроил HV
Нитрилотриметилфос фоновая кислота	Регулирование вязкостных, структурных свойств глинистого раствора	НТФ
Добавка на основе растительных жиров	Регулирование смазочных свойств глинистого раствора	ФК-2000 Плюс
Графит	Повышение смазочных, противприхватных свойств бурового раствора	-
Кальцинированная сода	Регулирование pH, связывание ионов Ca ⁺⁺ Mg ⁺⁺	Na ₂ CO ₃
Натрий двууглекислый	Удаление из раствора ионов Ca и Mg, диспергатор глин, регулирование pH раствора	NaHCO ₃
Высокомолекулярный акриловый полимер	Флокуляция выбуренной породы, регулирование смазочных свойств	Сайдрилл
Высокомолекулярный акриловый полимер	Регулирование фильтрационных и смазочных свойств глинистого раствора	сайпан
Конденсированная сульфит-спиртовая барда	Регулирование фильтрационных, структурных, реологических свойств глинистого раствора, формирование корки пониженной липкости	КССБ
Феррохромлигно-сульфонат	Снижение вязкости и статического напряжения сдвига пресных и минерализованных растворов, фильтрации минерализованных растворов, ингибирование гидротации глинистых растворов	ФХЛС
Бактерицид	Для предотвращение разложения бурового раствора на продукты гниения	СНПХ-1004
Пеногаситель	Для подавления пенообразования в буровых и тампонажных растворах	ПЭС-1
Сульфат алюминия очищенный	Коагуляция твёрдых частиц в процессе очистки центрифугой	Al ₂ (SO ₄) ₃
Полиакриламид технический	Флокуляция твёрдых частиц в процессе очистки центрифугой	АК-631

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 2013 года давление столба промывочной жидкости должно

превышать $P_{пл}$ на глубине 0 – 1200 метров на 10%, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5%, но не более 2,5-3 МПа.

Пластовое давление рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{пл} = gradP_{пл} H , \quad (2.3.6.1)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$gradP_{пл}$ - градиент пластового давления, МПа/м;

H - глубина скважины по вертикали, м.

Удельный вес бурового раствора определяем формуле:

$$\gamma_{бр} = \frac{(1+k)P_{пл}}{gH} , \quad (2.3.6.2)$$

где $\gamma_{бр}$ - удельный вес бурового раствора, кг/м³;

k - коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым;

g - ускорение свободного падения, принимается равным 9,81 м/с².

Условная вязкость по рекомендации ВНИИКр нефти определяется как:

$$УВ \leq 21 \cdot q_{БР} \cdot 10^{-4} \text{сек.} \quad (2.3.6.3)$$

Показатель водоотдачи по рекомендации ВНИИКр нефти определяется как:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / q_{БР}) + 3 \text{ см}^3/30 \text{ мин.} \quad (2.3.6.4)$$

Интервал 0-50 м (по вертикали):

Интервал бурения под направление: градиент давления равен 0,1 МПа/м, коэффициент k для данной глубины принимается равным 0,1.

Удельный вес бурового раствора для бурения в этом интервале равен:

Условная вязкость при бурении под направление составит:

$$УВ \leq 21 \cdot 1,12 \cdot 10^4 \cdot 10^{-4} = 23 \text{ сек.}$$

$$\gamma_{бр} = \frac{(1+k)P_{пл}}{gH} = \frac{(1+0,1) \cdot 0,1 \cdot 50}{9,81 \cdot 50} = 1121 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Показатель водоотдачи при бурении под направление составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,12 \cdot 10^4) + 3 = 8 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$$

Для бурения под направление принимается буровой раствор с удельным весом 1,12-1,13 г/см³. Исходя из опыта бурения на данном месторождении и

учитывая полученные расчётные значения, водоотдача принимается равной 6 – 8 см³/30мин, условная вязкость 25 с, рН=9, СНС через 1мин/10 мин равное 20-25/30-35 дПа, содержание песка 1%.

Интервал 50-700 м (по вертикали):

Интервал бурения под кондуктор: градиент давления равен 0,100 МПа/м; коэффициент к для данной глубины принимается равным 0,1.

Удельный вес бурового раствора для бурения в этом интервале равен:

$$\gamma_{бр} = \frac{(1 + k)P_{пл}}{gH} = \frac{(1 + 0,1) * 0,100 * 700}{9,81 * 700} = 1122 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Условная вязкость составит

$$УВ \leq 21 \cdot 1,12 \cdot 10^4 \cdot 10^{-4} = 24 \text{ сек.}$$

Показатель водоотдачи составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,12 \cdot 10^4) + 3 = 8 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин.}$$

Для бурения на интервале 50-700 м принимается буровой раствор с удельным весом 1,12 г/см³. Исходя из опыта бурения на данном месторождении и учитывая полученные расчётные значения, водоотдача принимается равной 6 – 8 см³/30мин, условная вязкость 24 с, рН=9,5, СНС через 1мин/10 мин равное 15-20/20-25 дПа, содержание песка 1%.

Интервал 700-2510 м (по вертикали):

Интервал бурения под эксплуатационную колонну: gradP_{пл}=0,102, коэффициент к для данной глубины принимается равным 0,05.

Удельный вес бурового раствора для бурения в этом интервале равен:

$$\gamma_{бр} = \frac{(1 + k)P_{пл}}{gH} = \frac{(1 + 0,05) * 0,102 * 2500}{9,81 * 2510} = 1090 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Условная вязкость составит:

$$УВ \leq 21 \cdot 1,09 \cdot 10^4 \cdot 10^{-4} = 23 \text{ сек.}$$

Показатель водоотдачи составит:

$$\Phi \leq (6 \cdot 10^4 / 1,09 \cdot 10^4) + 3 = 8 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин.}$$

Для бурения на интервале 700-2510 м принимается буровой раствор с удельным весом 1,09 г/см³. Исходя из опыта бурения на данном месторождении и учитывая полученные расчётные значения, водоотдача принимается равной 6-8 см³/30мин, условная вязкость 23 с, рН=8,5, СНС через 1мин/10 мин равное 10/20 дПа, содержание песка 0,2-0,5%.

Таблица 2.3.6.1 - Параметры бурового раствора на интервалах бурения

Интервал бурения, м		Удельный вес, г/см ³	СНС1, дПа	СНС10, дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
от	до							
0	50	1,13	20-25	30-35	23	6-8	9	1
50	700	1,12	15-20	20-25	24	6-8	9,5	1
700	2510	1,09	10	20	23	6-8	8,5	0,2-0,5

2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора

Промывочная жидкость должна обеспечивать отчистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность без аккумуляции в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенкой скважины. Также расход промывочной жидкости проектируется с учетом недопущения размыва стенок скважины, гидроразрыва пластов и обеспечения необходимой скорости истечения жидкости из насадок долота.

1. Расчет расхода промывочной жидкости для эффективности очистки забоя скважины определяем по формуле:

$$Q = a \cdot 0,785 \cdot S_{\text{заб}}; \quad (2.3.7.1)$$

где a – коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,3...0,65 м³/сек на 1 м² забоя, принимается $a=0,65$;

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя м²,

Производим расчет для интервала 50 – 732 м:

$$Q = 0,65 \cdot 0,785 \cdot 0,2953^2 = 0,044 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Для интервала 732 – 2637 м:

$$Q = 0,65 \cdot 0,785 \cdot 0,2159^2 = 0,023 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

2. Расчет расхода промывочной жидкости по скорости восходящего потока определяем по формуле:

$$Q = V_{\text{вос}} \cdot S_{\text{кп}}; \quad (2.3.7.2)$$

где $V_{\text{вос}}$ – скорость восходящего потока;

для пород категории М: $V_{\text{восх}} = 0,9 - 1,3 \text{ м/с}$;

для пород категории С: $V_{\text{восх}} = 0,7 - 0,9 \text{ м/с}$;

$S_{\text{кп}}$ – площадь кольцевого пространства, м²;

При бурении под кондуктор долотом диаметром 0,2953 м принимаем $V_{\text{вос}} = 0,9 \text{ м/с}$; согласно промысловой классификации:

Для интервала 0 – 732 м:

$$Q = 0,9 \cdot 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,147^2) = 0,046 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

При бурении под эксплуатационную колонну долотом диаметром 0,2159 м на интервале 732 – 2637 метров принимаем $V_{\text{вос}} = 0,7$ м/с согласно промысловой классификации, найдём:

$$Q = 0,7 * 0,785 * (0,2159^2 - 0,147^2) = 0,014 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

3. Расчет расхода промывочной жидкости, предотвращающего размыв стенок скважины, ведется по формуле:

$$Q = V_{\text{кпмакс}} * S_{\text{мин}} \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (2.3.7.3)$$

где $S_{\text{мин}}$ – минимальная площадь кольцевого пространства;

$V_{\text{кпмакс}}$ - максимально допустимая скорость течения, жидкости в кольцевом пространстве, м/сек; принимаем $V_{\text{кпмакс}} = 1,5$ м/сек.

Максимальные диаметры бурового инструмента: при бурении под кондуктор – турбобур диаметром 0,240 м, при бурении под эксплуатационную колонну – турбобур диаметром 0,195 м .

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости, предотвращающий размыв стенок скважины составит:

$$Q = 1,5 * 0,785 * (0,2953^2 - 0,240^2) = 0,035 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При бурении под эксплуатационную колонну расход промывочной жидкости, предотвращающий размыв стенок скважины составит:

$$Q = 1,5 * 0,785 * (0,2159^2 - 0,195^2) = 0,01 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

4. Расчет расхода промывочной жидкости, для предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q = V_{\text{кпмин}} * S_{\text{макс}}, \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (2.3.7.4)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная площадь кольцевого пространства;

$V_{\text{кпмин}}$ – минимально допустимая скорость промывочной жидкости в кольцевом пространстве; принимаем $V_{\text{кпмин}} = 0,5$ м/сек;

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости, предотвращающий прихваты составит:

$$Q = 0,5 * 0,785 * (0,2953^2 - 0,127^2) = 0,027 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При бурении под эксплуатационную колонну расход промывочной жидкости, предотвращающий прихваты составит:

$$Q = 0,5 * 0,785 * (0,2159^2 - 0,127^2) = 0,012 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

5. Окончательный выбор расхода промывочной жидкости обусловлен производительностью насосов при заданном коэффициенте наполнения, с учётом результатов приведённых выше расчётов, по формуле:

$$Q = m * n * Q_{\text{н}} \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (2.3.7.5)$$

где m – коэффициент наполнения ($m = 0,8$);

n – число насосов;

Q_n – производительность насоса.

В расчете принимается производительность бурового насоса УНБ-600А, с диаметром втулок равным 160 мм $Q_n = 0,037$ м³/сек.

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости составит:

$$Q = 0,8 * 2 * 0,037 = 0,059 \text{ м}^3/\text{сек}$$

При бурении под эксплуатационную колонну расход составит:

$$Q = 0,8 * 1 * 0,037 = 0,029 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Расчетные значения расхода промывочной жидкости заносим в табл.2.3.7.6.

Таблица 2.3.7.6 - Расход промывочной жидкости по интервалам бурения

Интервал, м	Расход промывочной жидкости, м3/сек
0 – 732	0,059
732– 2637	0,029

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Цель выбора гидравлической программы промывки скважины является определения режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку долот.

Определяем плотности промывочной жидкости, при которой не произойдет гидроразрыва пласта.

Критическая плотность промывочной жидкости $\rho_{кр}$ определяется по формуле:

$$\rho_{кр} = (P_{ГР} - \sum(\Delta P_{кп}) - (1 - \varphi) * \rho_n * g * H) / (\varphi * g * H) \quad (2.3.8.1)$$

где φ - содержание жидкости в шламожидкостном потоке, которое определяем по формуле:

$$\varphi = Q / ((\pi/4) * V_m * d_c^2 + Q) \quad (2.3.8.2)$$

d_c – диаметр скважины, м, который определяем по формуле:

$$d_c = d_d * K; \quad (2.3.8.3)$$

$\sum(\Delta P_{кп})$ - сумма потерь давления по длине кольцевого пространства $\Delta P_{кп}$ и местных потерь давления от замков $\Delta P_{мн}$, МПа.

По формуле (2.3.8.3):

$$d_c = 0,2159 * 1,40 = 0,302 \text{ м.}$$

По формуле (2.3.8.2):

$$\varphi = 0,014 / ((3,14/4) * 0,005 * 0,302^2 + 0,014) = 0,922$$

Следовательно, содержание шлама в промывочной жидкости составит:

$$1 - \varphi = 1 - 0,922 = 0,078$$

Для определения $\Delta P_{кп}$ и $\Delta P_{мн}$ необходимо вычислить критические числа Рейнольдса $Re_{кр}$ в кольцевом пространстве, действительные числа Рейнольдса в кольцевом пространстве $Re_{кп}$ и числа Сен-Венана в кольцевом пространстве.

Критические числа Рейнольдса определяются по формуле:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot \left(\frac{\rho_{пж} \cdot (d_c - d_n)^2 \cdot \tau_T}{\eta_n^2} \right)^{0,58}, \quad (2.3.8.4)$$

В затрубном пространстве за ТБД16Т 147-11:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot ((1090 \cdot (0,302 - 0,147)^2 \cdot 15) / 0,010^2)^{0,58} = 50846;$$

В затрубном пространстве за ПВ 127-9 Д:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot ((1090 \cdot (0,302 - 0,127)^2 \cdot 15) / 0,010^2)^{0,58} = 58216;$$

В затрубном пространстве за УБТ 178-80Д:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot ((1090 \cdot (0,302 - 0,178)^2 \cdot 15) / 0,010^2)^{0,58} = 39729;$$

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot ((1090 \cdot (0,302 - 0,195)^2 \cdot 15) / 0,010^2)^{0,58} = 33813.$$

Вычисляются действительные значения чисел Рейнольдса в затрубном пространстве по формуле:

$$Re_{кп} = \frac{4 \cdot \rho_{пж} \cdot Q}{\pi (d_c - d_n) \cdot \eta_n}, \quad (2.3.8.5)$$

В затрубном пространстве за ТБД16Т 147-11:

$$Re_{кп} = (4 \cdot 1090 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot (0,302 + 0,147) \cdot 0,010) = 4329;$$

В затрубном пространстве за ПВ 127-9 Д:

$$Re_{кп} = (4 \cdot 1090 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot (0,302 + 0,127) \cdot 0,010) = 6110;$$

В затрубном пространстве за УБТ 178-80Д:

$$Re_{кп} = (4 \cdot 1090 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot (0,302 + 0,178) \cdot 0,010) = 4069;$$

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

$$Re_{кп} = (4 \cdot 1090 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot (0,302 + 0,195) \cdot 0,010) = 3912.$$

Так как полученные значения $Re_{кп} < Re_{кр}$, то движение жидкости везде в кольцевом канале происходит при ламинарном режиме. Определим числа Сен-Венана по формуле:

$$S_{кп} = \frac{\pi \cdot \tau_T \cdot (d_c - d_n)^2 \cdot (d_c + d_n)}{4 \cdot Q \cdot \eta_n}, \quad (2.3.8.6)$$

В затрубном пространстве за ТБД16Т 147-11:

$$S_{кп} = (3,14 \cdot 15 \cdot (0,302 - 0,147)^2 \cdot (0,302 + 0,147)) / (4 \cdot 0,014 \cdot 0,010) = 907$$

В затрубном пространстве за ПВ 127-9 Д:

$$S_{кп} = (3,14 \cdot 15 \cdot (0,302 - 0,127)^2 \cdot (0,302 + 0,127)) / (4 \cdot 0,014 \cdot 0,010) = 1104;$$

В затрубном пространстве за УБТ 178-80Д:

$$S_{\text{кп}} = (3,14 \cdot 15 \cdot (0,302 - 0,178)^2 \cdot (0,302 + 0,178)) / (4 \cdot 0,014 \cdot 0,010) = 620;$$

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

$$S_{\text{кп}} = (3,14 \cdot 15 \cdot (0,302 - 0,195)^2 \cdot (0,302 + 0,195)) / (4 \cdot 0,014 \cdot 0,010) = 478.$$

Потери давления по длине кольцевого пространства определяем по формуле:

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot \tau_{\text{т}} \cdot l}{\beta \cdot (d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}, \quad (2.3.8.7)$$

где β - коэффициент, равный 0,89 для ТБПВ, 0,87 для ТБД16Т 147-11, 0,85 для УБТ 178-80Д и 0,83 для забойного двигателя.

В затрубном пространстве за ТБД16Т 147-11:

$$\Delta P_{\text{кп}} = (4 \cdot 15 \cdot 2255) / (0,87 \cdot (0,302 - 0,147)) = 1,01 \text{ МПа};$$

В затрубном пространстве за ПВ 127-9 Д:

$$\Delta P_{\text{кп}} = (4 \cdot 15 \cdot 250) / (0,89 \cdot (0,302 - 0,127)) = 0,09 \text{ МПа};$$

В затрубном пространстве за УБТ 178-80Д:

$$\Delta P_{\text{кп}} = (4 \cdot 15 \cdot 25) / (0,85 \cdot (0,302 - 0,178)) = 0,012 \text{ МПа};$$

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

$$\Delta P_{\text{кп}} = (4 \cdot 15 \cdot 7,7) / (0,83 \cdot (0,302 - 0,195)) = 0,0052 \text{ МПа}.$$

Вычисляем потери давления от замков в затрубном пространстве по формуле:

$$\Delta P_{\text{МК}} = \frac{l}{l_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2}{d_{\text{с}}^2 - d_{\text{нм}}^2} - 1 \right)^2 \cdot \rho_{\text{пж}} \cdot V_{\text{кп}}, \quad (2.3.8.8)$$

где $l_{\text{т}}$ – длина одной бурильной трубы, м, $l_{\text{т}} = 12$ м; $d_{\text{нм}}$ – наружный диаметр муфта, м, $d_{\text{нм}} = 0,170$ м и $0,172$ м для ПВ 127-9 Д и ТБД16Т 147-11 соответственно; $V_{\text{кп}}$ – скорость движения жидкости в кольцевом канале, м/с.

Скорость движения жидкости в кольцевом канале определяем по формуле:

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot (d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2)}, \quad (2.3.8.9)$$

За ТБД16Т 147-11:

$$V_{\text{кп}} = (4 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot (0,302^2 - 0,147^2)) = 0,26 \text{ м/с};$$

За ПВ 127-9 Д:

$$V_{\text{кп}} = (4 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot (0,302^2 - 0,127^2)) = 0,24 \text{ м/с}.$$

В затрубном пространстве за ТБД16Т 147-11:

$$\Delta P_{\text{МК}} = (2255/12) \cdot ((0,302^2 - 0,147^2) / (0,302^2 - 0,172^2) - 1)^2 \cdot 1090 \cdot 0,26^2 = 0,00011 \text{ МПа}.$$

В затрубном пространстве за ПВ 127-9 Д:

$$\Delta P_{\text{МК}} = (250/12) \cdot ((0,302^2 - 0,127^2) / (0,302^2 - 0,170^2) - 1)^2 \cdot 1090 \cdot 0,24^2 = 0,00014 \text{ МПа}.$$

$$\sum(\Delta P_{\text{кп}}) = 1,01 + 0,09 + 0,012 + 0,0052 + 0,00011 + 0,00014 = 1,12 \text{ МПа.}$$

$$\rho_{\text{кр}} = \frac{36,9 \cdot 10^6 - 1,12 \cdot 10^6 - (1 - 0,922) \cdot 2340 \cdot 9,8 \cdot 2637}{0,922 \cdot 9,8 \cdot 2637} = 1303 \text{ кг/м}^3.$$

Критическая плотность промывочной жидкости больше принятой, следовательно, условие недопущения гидроразрыва пласта выполняется.

Определяем потери давления в элементах циркуляционной системы.

Критические числа Рейнольдса в бурильной колонне по формуле:

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot ((\rho_{\text{пж}} \cdot d_{\text{в}}^2 \cdot \tau_0) / \eta^2)^{0,58} \quad (2.3.8.10)$$

$$\text{В ТБД16Т 147-11: } Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot ((1090 \cdot 0,125^2 \cdot 15) / 0,010^2)^{0,58} = 40082;$$

$$\text{В ПВ 127-9 Д: } Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot ((1090 \cdot 0,109^2 \cdot 15) / 0,010^2)^{0,58} = 34502;$$

$$\text{В УБТ 178-80Д: } Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot ((1090 \cdot 0,080^2 \cdot 15) / 0,010^2)^{0,58} = 24733.$$

Определим действительные числа Рейнольдса в колонне по формуле:

$$Re_{\text{т}} = (4 \cdot \rho_{\text{пж}} \cdot Q) / (\pi \cdot d_{\text{в}} \cdot \eta) \quad (2.3.8.11)$$

$$\text{В ТБД16Т 147-11: } Re_{\text{т}} = (4 \cdot 1090 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot 0,125 \cdot 0,010) = 15551;$$

$$\text{В ПВ 127-9 Д: } Re_{\text{т}} = (4 \cdot 1090 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot 0,109 \cdot 0,010) = 17834;$$

$$\text{В УБТ 178-80Д: } Re_{\text{т}} = (4 \cdot 1090 \cdot 0,014) / (3,14 \cdot 0,080 \cdot 0,010) = 24299.$$

В колоннах в ТБД16Т 147-11, ПВ 127-9 Д, УБТ 178-80Д $Re_{\text{т}} < Re_{\text{кр}}$, значит движение идёт при ламинарном режиме и описывается уравнением Сен-Венана.

Рассчитывается число Сен-Венана для колонны по формуле:

$$S_{\text{т}} = (\pi \cdot \tau_0 \cdot d_{\text{в}}^3) / (4 \cdot \eta \cdot Q); \quad (2.3.8.11)$$

$$\text{В ТБД16Т 147-11: } S_{\text{т}} = (3,14 \cdot 15 \cdot 0,125^3) / (4 \cdot 0,010 \cdot 0,014) = 164.$$

Вычисляются потери давления внутри бурильной колонны по формуле:

$$\Delta P_{\text{т}} = (4 \cdot \tau_0 \cdot l) / (\beta \cdot d_{\text{в}}) \text{ МПа,} \quad (2.3.8.12)$$

где: β - коэффициент, равный 0,87 для ТБД16Т 147-11;

В ТБД16Т 47-11:

$$\Delta P_{\text{т}} = (4 \cdot 15 \cdot 2255) / (0,87 \cdot 0,125) = 1,27 \text{ МПа};$$

$$\text{В ПВ 127-9 Д: } S_{\text{т}} = (3,14 \cdot 15 \cdot 0,109^3) / (4 \cdot 0,010 \cdot 0,014) = 109.$$

Вычисляются потери давления внутри бурильной колонны:

где: β - коэффициент, равный 0,89 для ПВ 127-9 Д;

В ПВ 127-9 Д:

$$\Delta P_{\text{т}} = (4 \cdot 15 \cdot 250) / (0,89 \cdot 0,109) = 0,15 \text{ МПа};$$

$$\text{В УБТ 178-80Д: } S_{\text{т}} = (3,14 \cdot 15 \cdot 0,080^3) / (4 \cdot 0,010 \cdot 0,014) = 43.$$

Вычисляются потери давления внутри бурильной колонны:

где: β - коэффициент, равный 0,85 для ПВ 127-9 Д;

В УБТ 178-80Д:

$$\Delta P_T = (4 \cdot 15 \cdot 25) / (0,85 \cdot 0,080) = 0,022 \text{ МПа};$$

Местными потерями давления в приварных замках ПВ 127-9 Д пренебрегают, так как потери не значительны.

Вычисляются потери давления в наземной обвязке по формуле:

$$\Delta P_O = (\alpha_c + \alpha_{ш} + \alpha_{в} + \alpha_{к}) \cdot \rho \cdot Q^2, \quad (2.3.8.15)$$

где: $\alpha_c, \alpha_{ш}, \alpha_{в}, \alpha_{к}$ – коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки; $\alpha_c = 1,1 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$, $\alpha_{ш} = 0,3 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$, $\alpha_{в} = 0,3 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$, $\alpha_{к} = 0,4 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$.

$$\Delta P_O = (1,1 + 0,3 + 0,3 + 0,4) \cdot 1090 \cdot 0,014^2 = 0,044 \text{ МПа}.$$

Перепад давления в забойном двигателе $\Delta P_{зд}$ определяется по формуле:

$$\Delta P_{зд} = \Delta P_c \cdot \frac{\rho_{пж} \cdot Q^2}{\rho_a \cdot Q_c^2}, \quad (2.3.8.16)$$

где ΔP_c – перепад давления в забойном двигателе при его работе на технической воде, МПа, $\Delta P_c = 8 \text{ МПа}$; Q_c – расход технической воды, $\text{м}^3/\text{с}$, $Q_c = 0,035 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\Delta P_{зд} = 8 \cdot \frac{1090 \cdot 0,035^2}{1000 \cdot 0,035^2} = 8,72 \text{ МПа}.$$

Разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и трубах ΔP_r определяется по формуле:

$$\Delta P_r = (1 - \varphi) \cdot (\rho_{п} - \rho_{пж}) \cdot g \cdot H; \quad (2.3.8.17)$$

$$\Delta P_r = (1 - 0,922) \cdot (2340 - 1090) \cdot 9,81 \cdot 2637 = 2,5 \text{ МПа}.$$

Сумма потерь давления ΔP , во всех элементах циркуляционной системы за исключением потерь давления в долоте ΔP_d , составит:

$$\Delta P - \Delta P_d = 1,27 + 0,15 + 0,022 + 0,044 + 8,72 + 2,5 = 12,7 \text{ МПа}.$$

Резерв давления на долоте ΔP_p определяется по формуле:

$$\Delta P_p = 0,8 \cdot P_H - (\Delta P - \Delta P_d); \quad (2.3.8.19)$$

где P_H – давление развиваемое насосом, МПа, $P_H = 26 \text{ МПа}$.

$$\Delta P_p = 0,8 \cdot 26 - 12,7 = 8,1 \text{ МПа}.$$

Определяется возможность гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле:

$$V_d = 0,95 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P_p}{\rho_{пж}}}, \quad (2.3.8.20)$$

где μ – коэффициент расхода ($\mu = 0,95$).

$$V_d = 0,95 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 8,1 \cdot 10^6}{1090}} = 116 \text{ м/с.}$$

Так как $V_d > 80$ м/с и перепад давления на долоте меньше критического ($P_{кр} = 12$ МПа), то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Принимая $V_d = 80$ м/с, вычисляется перепад давления в долоте по формуле:

$$\Delta P_d = \frac{\rho_{пж} \cdot V_d^2}{2 \cdot 0,95^2}, \quad (2.3.8.20)$$

$$\Delta P_d = \frac{1090 \cdot 80^2}{2 \cdot 0,95^2} = 3,86 \text{ МПа.}$$

Таким образом, расчетное рабочее давление в насосе P составит

$$P = 12,7 + 3,86 = 16,56 \text{ МПа.}$$

Площадь промывочных отверстий определяется по формуле

$$\Phi = \frac{Q - Q_d}{V_d}; \quad (2.3.8.21)$$

где Q_d – утечки промывочной жидкости через уплотнения вала забойного двигателя, м³/с, $Q_d = 0,0005$ м³/с.

$$\Phi = \frac{0,014 - 0,0005}{80} = 0,00016 \text{ м}^2.$$

Принимаются три насадки с внутренним диаметром 14 мм.

Рассчитанная гидравлическая программа промывки скважины свидетельствует о том, что принятое значение расхода, развиваемое насосом давление достаточны для преодоления гидравлических сопротивлений в элементах циркуляционной системы, нормальной работы забойного двигателя и для реализации гидромониторного эффекта. Следовательно технологический режим промывки скважины выбран верно.

2.4. Технологические средства и режимы бурения при отборе керна

Данным проектом отбор керна не предусматривается, т. к. скважина эксплуатационная.

2.5. Проектирование процессов закачивания скважины.

2.5.1 Расчет обсадных колонн

Расчет действующих нагрузок

На обсадную колонну 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. $P_{ни} = P_H - P_B$; $P_{ни} \Rightarrow \max$. Имеется несколько таких случаев:

1. При цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;

Исходные данные для расчёта:

- $H=2510$ м; $H_1=550$ м; $H_2=2310$ м;
- $g = 9,81$ м/с²;
- $\gamma_{БР} = 1090$ кг/м³;
- $\rho_{Т.С.} = 1830$ кг/м³;
- $\gamma_{ОБ.Т.С.} = 1430$ кг/м³

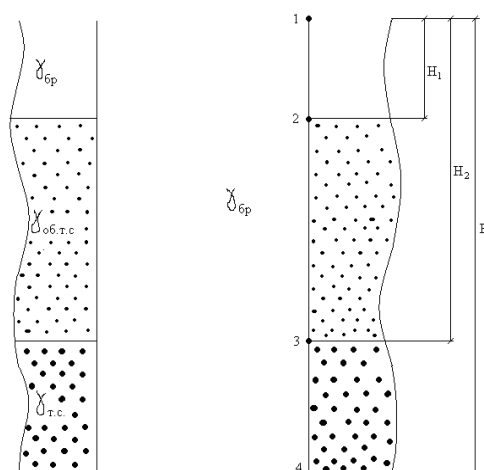


Рисунок 2.5.1.1 - Цементирование без выхода тампонажного раствора на устье

2 Конец эксплуатации скважины.

Исходные данные для расчёта:

- $H=2510$ м; $H_1=550$ м; $H_2=830$ м; $H_3=1800$ м; $H_4=2460$ м;
- $g = 9,81$ м/с²;
- $\rho_H = 825$ кг/м³;
- $\rho_{БР} = 1090$ кг/м³;
- $\rho_{ОБ.Т.С.} = 1430$ кг/м³
- $\rho_{Пл.В} = 1010$ кг/м³;
- $\rho_{Т.С.} = 1830$ кг/м³;
- $K = 0,25$ (для колонны диаметром 168,3 мм,)

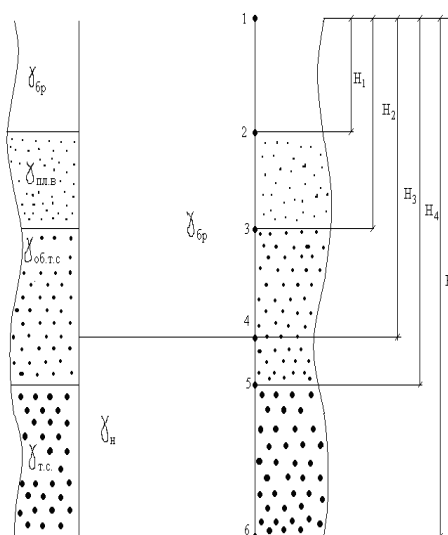


Рисунок 2.5.1.2.2 - Конец эксплуатации

Расчёт внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных значений. $P_{ви} = P_в - P_н$; $P_{ви} \Rightarrow \max$. Имеются два таких случая.[9]

1-й случай: конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

$$H = 2510 \text{ м}; H_1 = 550 \text{ м}; H_2 = 2310 \text{ м};$$

$$L = 2510 \text{ м};$$

$$g = 9,81 \text{ м/с}^2;$$

$$\rho_{БР} = 1090 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{Об.т.с.} = 1430 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{т.с.} = 1830 \text{ кг/м}^3$$

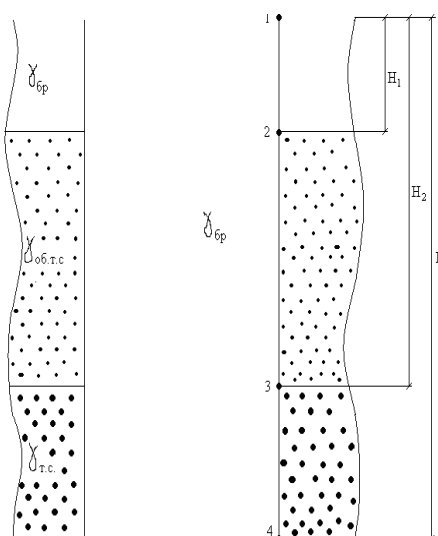


Рисунок 2.5.1.2.3 - Цементирование без выхода тампонажного раствора на устье

Согласно «Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность» для колонны диаметром 168,3 мм, принимаем $P_{оп} = 11,5$ МПа. (Расчетное давление 5,69 МПа).

$H = 2500$ м; $H_1 = 550$ м; $H_2 = 830$ м; $H_3 = 2310$ м;

$g = 9,81$ м/с²;

$\rho_H = 825$ кг/м³;

$\rho_{БР} = 1090$ кг/м³;

$\rho_{об.т.с.} = 1430$ кг/м³

$\rho_{пл.в} = 1010$ кг/м³;

$\rho_{т.с.} = 1830$ кг/м³;

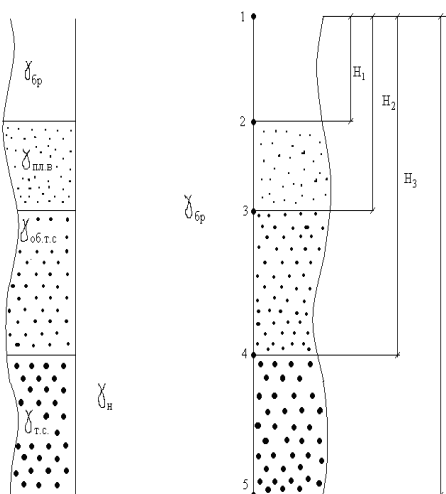


Рисунок 2.5.1.2.4 - Опрессовка колонны

График наружных избыточных давлений

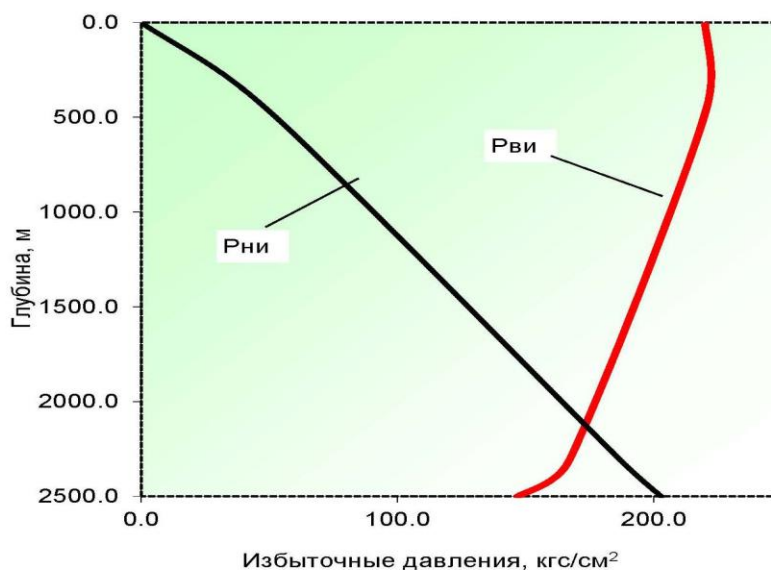


Рисунок 2.5.1.2.6 - График наружных избыточных давлений

Расчет обсадных колонн

Так как по инструкции для нефтяных скважин запрещено применение труб исполнения «Б», то выбираем исполнение «А». Так как максимальные внутренние избыточные давления находятся в интервале 20 – 30 МПа, то выбирается тип ОТТМ.

1. Секция

1. Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P^1_{см}$, которая удовлетворяет условию:

$$P^1_{см} \geq n_{см} * P^1_{ни} \quad (2.5.1.2.4)$$

где: $P^1_{ни}$ - величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое), $P^1_{ни} = 21,0$ МПа.

$n_{см}$ - коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением (1,0 - 1,3), выбираем $n_{см1} = 1,2$, т.к. коллектор неустойчивый.

$$P^1_{см} \geq 1,2 * 21,0 > 25,2 \text{ МПа.}$$

2. Выбираем трубы с толщиной стенки, которая обеспечивает найденную прочность на смятие. Наиболее подходящими являются трубы группы прочности «Д» с толщиной стенки 8,9 мм ($P_{см} = 26,9$ МПа)

Так как по мере удаления от забоя $P^1_{ни}$ снижается, то на какой-то глубине могут быть установлены трубы с меньшей толщиной стенки.

3. Находим значение $P^2_{ни}$, которое обеспечится прочностью трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^2 = 8,0$ мм из условия:

$$P^2_{ни} = P^2_{см} / n_{см}, \quad (2.5.1.2.5)$$

где: $P^2_{см}$ - прочность труб на смятие для следующей за δ^1 толщины $\delta^2 < \delta^1$ (находится по таблице 2.15)[9], $P^2_{см} = 22,1$ МПа. $n_{см} = 1$

$$P^2_{ни} = 22,1 / 1 = 22,1 \text{ МПа.}$$

4. Из условия перекрытия продуктивного пласта на 50 м проектируем глубину установки первой секции 2545 м.

5. Определяем предварительную длину 1-ой секции по стволу:

$$l^1 = L_{эк} - L^1, \quad (2.5.1.2.6)$$

где: $L_{эк}$ - глубина скважины по стволу.

$$l^1 = L_{эк} - L^1 = 2637 - 2545 = 92 \text{ м;}$$

6. Рассчитываем предварительный вес 1-ой секции:

$$G^1 = l^1 * q^1 = 0,354 * 92 = 32,56 \text{ кН.}$$

7. Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 2-ой

секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции l^1 на внутреннее давление:

$$n_P = P_{2P}^2 / P_{2ВИ}^2 \quad (2.5.1.2.7)$$

где: P_{2P}^2 - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки $\delta^2 = 8,0$ мм, $P_{2P}^2 = 31,6$ МПа.[9]

$P_{2ВИ}^2$ - внутреннее избыточное давление на глубине L^1 (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений), $P_{2ВИ}^2 = 15$ МПа

$$n_P = 31,6/15 = 2,1;$$

на срагивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q_{СТР}^2 / G^1$$

где: $Q_{СТР}^2$ - прочность на срагивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенки $\delta^2=8,0$ мм , $Q_{СТР}^2= 1226$ кН.

G^1 - растягивающая нагрузка на 2 -ую секцию, равная весу 1-ой секции.

$$n_{СТР} = 1226/32,56 = 37,6 > 1,15 ,$$

условие выполняется, (допустимый коэффициент 1,15 взят из таблицы 9.9)[9]

Так как условия прочности для второй секции соблюдаются параметры 1-ой секции принимаются окончательно:

группа прочности	" Д"
толщина стенок	$\delta^1 = 8.9$ мм
длина секции	$l^1 = 92$ м
глубина установки	$L^1 = 2545$ м
интервал установки	$L - L^1 = 2637 - 2545$ м
вес секции	$G^1 = 32,56$ кН.

2. Секция

1. Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой.

2. Толщина стенок труб для 2-ой секции $\delta^2 = 8,0$ мм.

Трубы с толщиной стенки δ^2 могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^3 < \delta^2$.

3. Находим значения наружного избыточного давления $P_{3НИ}$ которое обеспечит использование труб группы прочности «Д» с толщиной стенки 7,3 мм

$$P_{3НИ} = P_{3СМ}^3 / n_{СМ}, \quad (2.5.1.2.8)$$

где $P_{3СМ}^3$ - прочность труб на смятие для толщины труб $\delta^3 = 7.3$ мм (см таб.2.16) ,

$$P_{3СМ}^3 = 18,3 \text{ МПа}, n_{СМ} = 1$$

$$P^3_{\text{ни}} = 18,3/1 = 18,3 \text{ МПа.}$$

4. Из графика наружных избыточных давлений глубина действия $P^3_{\text{ни}}$ равна $L^2 = 1700 \text{ м.}$

5. Определяем предварительную длину 2-ой секции l^2

$$l^2 = L^1 - L^2, \quad (2.5.1.2.9)$$

где: L^1 - глубина установки 1-ой секции

$$l^2 = 2545 - 1700 = 845 \text{ м.}$$

1. Рассчитываем предварительный вес 2-ой секции G^2

$$G^2 = l^2 * q^2 = 845 * 0,354 = 299,1 \text{ кН,}$$

где q^2 - вес 1 м труб с толщиной стенки $\delta^2 = 8,0 \text{ мм.}$

7. Корректируем прочность на смятие труб 3-ей секции с толщиной стенок $\delta^3 = 7,3 \text{ мм}$ в условиях двухосного нагружения

$$*P^3_{\text{см}} = P^3_{\text{см}} * (1 - 0,3 * \Sigma G^2 / Q^3_{\text{т}}), \quad (2.5.1.2.10)$$

где: $*P^3_{\text{см}}$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при двухосном нагружении;

$P^3_{\text{см}}$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при радиальном нагружении [10],
 $P^3_{\text{см}} = 18,3 \text{ МПа}$

ΣG^2 - нагрузка растяжения на 3-ю секцию, равная сумме откорректированного веса 1-ой секции $*G^1$ и предварительного веса 2-ой секции;

$Q^3_{\text{т}}$ - нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 3-ей секции [10], $Q^3_{\text{т}} = 1118 \text{ кН}$

$$*P^3_{\text{см}} = 18,3 * (1 - 0,3 * (32,56 + 299,1) / 1118) = 16,6 \text{ МПа.}$$

8. Находим новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P^3_{\text{ни}}$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ^3 , но с учетом двухосного нагружения из условия:

$$*P^3_{\text{ни}} = *P^3_{\text{см}} / n_{\text{см}}, \quad (2.5.1.2.11)$$

$$*P^3_{\text{ни}} = 16,6 / 1 = 16,6 \text{ МПа.}$$

9. На обобщенном графике наружных избыточных давлений находим новую (откорректированную) глубину установки 2-ой секции $*L^2$, на которой действует $*P^3_{\text{ни}}$.
 $*L^2 = 1500 \text{ м.}$

10. Определяем откорректированную длину 2-ой секции.

$$*l^2 = L^1 - *L^2, \quad (2.5.1.2.12)$$

где L^1 - глубина установки 1-ой секции.

$$*l^2 = 2545 - 1500 = 1045 \text{ м.}$$

11. Рассчитываем откорректированный вес 2-ой секции $*G^2$

$$q^2 = 0,354 \text{ кН}$$

$$*G^2 = 1045 * 0,354 = 369,9 \text{ кН.}$$

и откорректированная сумма весов 2-х секций ΣG^2 :

$$\Sigma G^2 = G^1 + *G^2. \quad (2.5.1.2.13)$$

$$\Sigma G^2 = 32,56 + 369,9 = 402,4 \text{ кН.}$$

12. Определяем фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ой секции на глубине $*L^2$ при откорректированных параметрах 2-х секций на внутреннее давление:

$$n_P = P^3_P / P^3_{ви}, \quad (2.5.1.2.14)$$

где: P^3_P - прочность труб 3-ей секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^3 [10], $P^3_P = 28,8$ МПа

$P^3_{ви}$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^2$ (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений), $P^3_{ви} = 21,1$ МПа

$$n_P = 28,8 / 21,1 = 1,36$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^3_{СТР} / \Sigma *G^2, \quad (2.5.1.2.15)$$

где $Q^3_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 3-ей секции с толщиной стенок $\delta^3 = 7,3$ мм [10], $Q^3_{СТР} = 1118$ кН

$\Sigma *G^2$ - растягивающая нагрузка на 3-ую секцию от откорректированного веса 2-х секций.

$$n_{СТР} = 1118 / 402,4 = 2,7$$

Рассчитанные фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине L^2 м при длине 2-ой секции l^2 больше допустимых $n_P = 1,15$ и $n_{СТР} = 1,3$, следовательно, условие на прочность выполняется.

Так как условия прочности для третьей секции выполняются, откорректированные параметры 2-ой секции принимаются за окончательные:

группа прочности	"Д"
толщина стенок	$\delta^2 = 8,0$ мм
длина секции	$*l^2 = 1045$ м
глубина установки	$*L^2 = 1500$ м
интервал установки	$L^1 - *L^2 = 2545 - 1500$ м
вес секции	$*G^2 = 369,9$ кН
суммарный вес 2-х секций	$\Sigma *G^2 = 402,6$ кН

3 Секция

Проектируем трубы с толщиной стенки $\delta^3=7,3$ мм исполнения А группы прочности "Д".

Определим возможно ли установить трубы с толщиной стенки $\delta^3=7,3$ мм исполнения А группы прочности "Д" до устья

длина l^3 4-ой секции

$$l^3=L^2-L^3, \quad (2.5.1.2.16)$$

где: L^3 - глубина установки 3-ей секции, равная 0 м

$$l^3=1500- 0 = 1500 \text{ м.}$$

Рассчитываем вес 3-й секции G^3

$$G^3=1500*0,294= 441 \text{ кН.}$$

Сумма весов 3-х секций ΣG^3 :

$$\Sigma G^3= *G^1 +*G^2+*G^3. \quad (2.5.1.2.17)$$

$$\Sigma G^3=441 + 402.6 = 843,6 \text{ кН.}$$

Определяем фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине L^3 при параметрах 3-х секций на внутреннее давление:

$$n_P = P^{5P} / P^{5VI}, \quad (2.5.1.2.18)$$

где: P^{3P} - прочность труб 3-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки $\delta^3 =7,3$ мм [10], $P^{3P} = 28,8$ МПа

P^{3VI} - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^3$ (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений), $P^{4VI} = 21,1$ МПа

$$n_P=28,8/21,1 = 1,36$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР}=1888/ 843,6 =1,325 < 1,3$$

Рассчитанный коэффициент запаса прочности для 3-ей секции на глубине L^3 м при длине 3-ой секции l^3 больше допустимой ($n_{СТР}=1,3$), следовательно, условие на прочность выполняется.

Откорректированные параметры 3-ей секции принимаются за окончательные:

группа прочности	"Д"
толщина стенок	$\delta^3 = 7,3$ мм
длина секции	$l^3 = 1500$ м
глубина установки	$L^3 = 0$ м
интервал установки	$*L^4 - L^3 = 1500 - 0$ м
вес секции	$G^3 = 441$ кН
суммарный вес 3 – х секций	$\Sigma G^3 = 843.6$ кН

Таблица 2.5.1.2.1 - Данные о параметрах секций обсадной колонны

№ секций	Группа прочнос-ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН		Интервал установки, м
				секций	суммарный	
1	Д	8.9	92	32.56	32.56	2545-2637
2	Д	8.0	1045	369.9	402.6	1500-2545
3	Д	7.3	1500	441	843.6	0-1500

2.5.2 Выбор режима спуска обсадных колонн

Спуск обсадной колонны – ответственная операция. До начала спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы в скважине, тщательно проверено состояние бурового оборудования, соответствие грузоподъемности вышки и талевого системы весу подлежащей спуску колонны, подготовлен ствол скважины.

Комплекс подготовительных мероприятий включает подготовку обсадных труб, бурового оборудования и скважины.

В подготовку обсадных труб входит проверка качества их изготовления и обеспечение сохранности при транспортировке к месту проведения работ.

Обсадные трубы неоднократно подвергаются проверке и проходят следующие виды контрольных испытаний и обследований:

- визуальный осмотр, обследование наружного вида обсадных труб, проверку резьбы и шаблонирование внутреннего диаметра труб на трубно – инструментальной базе бурового предприятия;
- гидравлические испытания;
- промер длины каждой трубы;
- шаблонирование, проверка состояния резьбы трубы во время спуска обсадной колонны.

При проверке бурового оборудования буровая бригада проверяет буровое и силовое оборудование. Особое внимание обращают на надежность крепления и исправность буровой лебедки и ее тормозной системы, проверяют исправность буровых насосов и заменяют изношенные детали, проверяют состояние вышки и ее талевого системы, тщательно проверяют стояние крюка, талевого блока, кронблока, проверяют состояние контрольно-измерительных приборов на буровой.

Подготовку ствола скважины делают в следующем порядке:

- в процессе последнего рейса перед креплением буровой раствор обрабатывается соответствующими химреагентами и добавкой смазывающей добавки с целью уменьшить вероятность прихвата обсадной колонны;
- проводится комплекс геофизических работ;
- проводят контрольное шаблонирование с применением следующей жесткой КНБК: долото, расширитель, УБТ, расширитель, бурильные трубы. В местах посадок бурильного инструмента ствол прорабатывают. Скорость проработки не должна превышать 20-25 м/ч при неравномерной подаче инструмента. После промывки скважины в течение двух циклов бурильный инструмент поднимают для спуска обсадной колонны.

При спуске обсадной колонны следует придерживаться мероприятий по креплению и скорости спуска обсадных колонн, а также учитывать особенности геологического строения:

- для эксплуатационной колонны $0,17 \text{ м/с} \leq V \leq 1,0 \text{ м/с}$;
- для кондуктора $0,17 \text{ м/с} \leq V \leq 0,5 \text{ м/с}$.
- рекомендуется делать промежуточные промывки через каждые 500-800 м что бы удалить из скважины газированный раствор и шлам.

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		На глубине (м)	В интервале (м)	
			от (вверх)	до (низ)
Каротаж зондом ПС.	1:500	2250	1800	2250
Каротаж зондом ИК.	1:500	2510	2200	2510
Каротаж зондом А2М0,5N;	1:500	1850	700	1850
ВИКИЗ, микрозондирование, боковой, микровернометрия, микробоковой, акустический, ГГК-П	1:200	В интервалах БКЗ		
Геолого-технологические исследования с геологическим модулем (газовый каротаж)	1:200	-	700	2510

Технологическая оснастка обсадных колонн

Элементы оснастки обсадной колонны представляют собой комплекс устройств, применяемых для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин.

Для облегчения спуска обсадной колонны и ее качественного цементирования по выбранной технологии в состав колонны вводят следующие дополнительные элементы:

- Башмак обсадной колонны. Он служит для предохранения нижнего торца обсадной колонны от смятия и для ее направления по стволу скважины в процессе спуска. Башмак состоит из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнено шесть боковых отверстий, которые образуют дополнительные каналы циркуляции бурового раствора и центральное отверстие.
- Клапан обратный дроссельный, ЦКОД, который предназначен для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны, при спуске ее в скважину, для предотвращения обратного движения тампонажного раствора, из заколонного пространства и для упора разделительной цементировочной пробки. Устанавливается в нижней части обсадной колонны на одну-две трубы выше башмака. Клапаны спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрывные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение.
- Центраторы типа ЦЦ, которые предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине с целью достижения качественного разобщения пластов при цементировании. Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной колонной и стенками скважины.

Сведения об оснастке обсадной колонны приведены в таблице 2.5.2

Таблица 2.5.2 Потребность в оснастке обсадных колонн

Колонна	Элементы технологической оснастки				
	наименование, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ на изготовление	Интервал установки, м		Кол-во
			от	до	
342	Башмак БК-342	ОСТ39-011-87	0	50	1
	Центратор ЦЦ-1-342/394	ТУ39-1442-89			2
245	Башмак БК-245	ОСТ39-011-87	0	732	1
	Центратор ЦЦ-4-245/295	ТУ39-1442-89			3
	Обратный клапан ЦКОДМ-245	ТУ39-1443-89			1
	Пробка ПВЦ	ТУ 39-1259-88			1
168	Башмак БКМ-168	ОСТ39-011-87	0	2636	1
	Обратный клапан ЦКОДМ-168	ТУ39-1442-89			1
	Центратор ПЦ-168/216	ТУ39-1443-89			116
	Пробка ПВЦ	ТУ 39-1259-88			1

2.5.3 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Обоснование плотности тампонажного раствора производим из условия поглощения тампонажного раствора наиболее «слабым» пластом и наиболее полного вытеснения буровой промывочной жидкости из затрубного пространства.

Тампонажный раствор – это вязкопластичная жидкость. Расчет гидродинамических давлений производим по известным формулам для вязкопластичной жидкости.

Режим течения вязкопластичной жидкости определяется по критическому числу Рейнольдса ($Re_{кр}$)

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 (He)^{0,58}, \quad (117)$$

По условию:

$$P_{кпз} < P_{погл}.$$

40,4 < 41,6 - условие недопущения поглощения выполняется.

2.5.4. Выбор состава тампонажной смеси

Состав тампонажной смеси выбирается с учетом наибольшей температуры цементируемого интервала и ГОСТ 1581-96

Тампонажные растворы, используемые для цементирования обсадных колонн, приведены в таблице 2.5.4.

Название колонны	Состав раствора	ρ , кг/м ³	$\eta_{пл}$, Па·с	T_o , Па
Направление	ПЦТ I -50 ГОСТ 1581-96	1830	0,023	5,75
	Буферная жидкость (вода)	1000	-	-
	Ускоритель схватывания CaCl			
Кондуктор	ПЦТ I – 50 ГОСТ 1581-96	1830	0,023	5,75
	Буферная жидкость (вода + Richmale BEFFER 500)	1000	-	-
	Ускоритель схватывания CaCl			
Эксплуатационная колонна	ПЦТ I – 100 ГОСТ 1581-96	1480	0,033	6,77
	ПЦТ I – G-CC-2 ГОСТ 1581-96	1830	0,042	8,5
	Буферная жидкость (вода + Richmale BEFFER 500)	1000	-	-

2.5.1.5. Расчет параметров и технологии цементирования

Гидравлический расчет цементирования обсадных колонн проводят для определения необходимой суммарной подачи цементируемых агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве v, допустимого давления на цементирующей головке $P_{цг}$ и забое скважины $P_з$ (в интервале пласта

с наименьшим градиентом гидроразрыва начала поглощения), а также для выбора цементировочного оборудования и определения продолжительности процесса цементирования $t_{ц}$. При этом принимаются следующие граничные условия:

$$P_{цг} \leq P_{цг \text{ расч}}; \quad (2.5.2.14)$$

Условие выполняется.

По вычисленным $P_{цг}$, $P_з$ проверяют условия. Если одно из этих условий не выполняется, то корректируют v или выбирают другой тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают эти параметры до выполнения ограничений.

Затем рассчитывают давление на цементировочных насосах цементировочных агрегатов $P_{ца}$ (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8; \quad (2.5.2.23)$$

Тогда:

$$P_{ца} \geq 9,59 / 0,8 = 11,9 \text{ МПа}$$

При цементировании скважины используем агрегат ЦА-320.

Принимается $P_{ца} = 12$ МПа (давление при работе цементировочного насоса на второй скорости при диаметре цилиндрической втулки 127 мм).

По расчетным значениям Q и $P_{ца}$ выбирают тип цементировочных агрегатов (ЦА), количество которых определяется из соотношения:

$$n = Q / q + 1, \quad (2.5.2.24)$$

где: q — производительность одного ЦА при давлении $P_{ца}$;

1 – резервный агрегат.

$$n = 11,5 / 5,1 + 1 = 2,25 + 1 = 4$$

Определяется максимальная подача, которую развивают 3 агрегата на максимальной передаче:

$$Q_{\text{MAX}} = 23 * 3 = 69 \text{ л/с.}$$

Приготовление тампонажных растворов для изоляции продуктивных горизонтов должно производиться в отдельной осреднительной емкости с целью получения однородной смеси и качественного разобщения пластов. Рассчитывается дополнительное количество цементировочных агрегатов, которые будут качать тампонажный раствор в эту ёмкость.

Для агрегатов, перекачивающих тампонажную смесь в осреднительную емкость, нужно принимать максимальный диаметр цилиндрической втулки, равный 127 мм.

Для обеспечения $Q_{\text{МАХ.}} = 69$ л/с при продавке тампонажного раствора в скважину необходимо иметь запас по суммарной производительности агрегатов работающих на осреднительную ёмкость. На основании изложенного проектируется 4 дополнительных цементировочных агрегата. Определяется подача этих агрегатов:

$$Q_{\text{доп.}} = 4 \cdot 23 = 92 \text{ л/с.}$$

Принимаем количество агрегатов, перекачивающих тампонажную смесь в осреднительную емкость, равным 4.

Затем проверяется, достаточно ли суммарного объёма мерных баков цементировочных агрегатов $V_{\text{МБ}}$ (в м^3) для воды затворения тампонажной смеси:

$$V_{\text{МБ}} = 6 n \geq V_{\text{В}}, \quad (2.5.3.25)$$

где $V_{\text{В}}$ – объём воды затворения, м^3 ;

$V_{\text{М.Б.}}$ – объём мерных баков цементировочных агрегатов, $V_{\text{М.Б.}} = 6 \text{ м}^3$.

$$V_{\text{МБ}} = 6 n = 6 \cdot 6 = 36 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{В}} = 35,01 \text{ м}^3.$$

Условие выполнено.

Принимается количество цементировочных агрегатов $n = 6$, из которых 2 работают на скважину, 3 работают на осреднительную емкость, а 1 – резервный.

Выбирается тип цементосмесительных машин УС6-30Н(У).

Требуемое количество цементосмесительных машин m определяется по формуле:

$$m = Q / q_{\text{см}}, \quad (2.5.2.26)$$

где $q_{\text{см}}$ - производительность одной цементосмесительной машины, л/с.

$$m = 92/27 = 3.$$

Затем проверяется, достаточно ли суммарной массы тампонажной смеси в бункерах цементосмесительных машин G (в тоннах) для цементирования колонны:

$$G = m G_{\text{Б}} \geq G_{\text{СУХ}}, \quad (2.5.2.27)$$

где $G_{\text{СУХ}}$ - требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

$G_{\text{Б}}$ - вместимость бункера смесителя, т.

Но так как тампонажные цементы не должны смешиваться, то расчет количества цементосмесительных машин ведем для каждого цемента отдельно.

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m \geq G_{\text{СУХ}} / G_{\text{Б}} \geq 4,056/20; m=1;$$

Для приготовления облегченного тампонажного раствора:

$$m \geq G_{\text{СУХ}} / G_{\text{Б}} \geq 47,9/20; m=3;$$

Следовательно, количество цементосмесительных машин принимается равным четырем.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывают технологическую схему обвязки цементировочного оборудования.

Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.

Расчёт режимов закачки растворов начинают с построения графика изменения давлений на цементировочной головке в зависимости от суммарного объёма закаченных растворов. График строится по трём характерным точкам, между которыми изменение давления на цементировочной головке с некоторой долей условности считают линейным. Это точка начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну, в которой давление на цементировочной головке равно сумме гидравлических сопротивлений в колонне и кольцевом пространстве, точка, соответствующая моменту прихода тампонажного раствора на забой, когда давление на цементировочной головке минимально и точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементировочной головке максимально.

Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P_{0ц}$ (в МПа) равна сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны $P_{0т}$ и $P_{0к}$:

$$P_T^i = 8,11 \cdot \lambda_T \cdot \rho_{ПЖ} \cdot Q_{MAX}^2 \cdot L^i / d_{OK}^5 \quad (2.5.2.31)$$

Давление на цементировочной головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки.

По результатам расчёта это условие выполняется.



Рисунок 2.5.2.1 - График изменения давления на цементировочной головке

Таким образом, найдены необходимые для построения графика изменения давления на цементировочной головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажного раствора $P^0_{ц} = 5,84$ МПа, прихода тампонажного раствора на забой $P^1_{ц} = -2,14$ МПа и конца продавки $P_{ц} = 6.59$ МПа (ординаты графика).

Следующий этап – определение суммарных закачанных объёмов ΣV в скважину при цементировании (абсциссы графика). Эти объёмы рассчитывают без учёта закачки буферной жидкости. На момент начала закачки тампонажного раствора объём ΣV^0 равен нулю. В момент прихода тампонажного раствора на забой ΣV^1 равна внутреннему объёму обсадной колонны $V_{ок}$.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывают технологическую схему обвязки цементировочного оборудования (рис 2.5.2.2.)

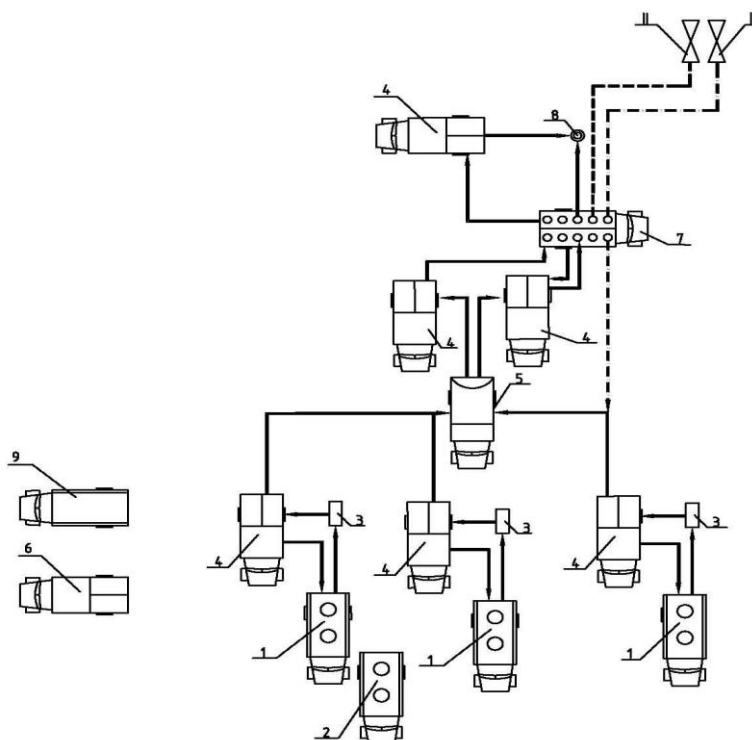


Рисунок 2.5.2.2 - Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны: 1 – УС6 (цемент для первой порции), 2 – УС6 (цемент для второй порции), 3 – Бачок затворения, 4 – ЦА-320М, 5 – УО-16, 6 – ЦА-320М (резервный), 7 – БМ-700, 8 – устье скважины, 9 – КСКЦ-01, I – подводящая водяная линия, II - подводящая линия бурового раствора.

2.6. Проектирование процессов испытания и освоения скважины в процессе бурения

Вторичное вскрытие продуктивного пласта осуществляется после цементирования скважины и преследует собой задачу создания совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается правильным выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации. В настоящее время широкое распространение получило 3 вида перфорации: пулевая, кумулятивная и гидropескоструйная.

Выбор перфоратора производится по каталогу ЗАО «БашВзрывТехнологии». Наиболее подходит к условиям скважины перфорационная система ПК105-Э, техническая характеристика которой представлена в табл. 2.6.1

Таблица 2.6.1 - Техническая характеристика перфоратора ПК105-Э

№ п.п.	Наименование параметра	Значение
1	Наружный диаметр ПВА, мм	105
2	Длина с одним корпусом, мм	1380
3	Длина с двумя корпусами, мм	2350
4	Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80
5	Максимально допустимая температура, гр. С	150
6	Фазировка зарядов, градусов	90
7	Расстояние между осями соседних зарядов, мм	85
8	Максимальная плотность, отв./м	12
9	Полный средний ресурс залпов	35
10	Диаметр перфорационного канала	15

Интервал перфорации (Н) равен:

$$H = \frac{n}{m}, \quad (2.6.1)$$

где m – плотность перфорации, отверстие на 1м;

n – кол-во перфорированных отверстий.

$$S_{TR} \leq n \cdot S_{ПЕРФ}, \quad (2.6.2)$$

где S_{TR} – площадь трубы, м²;

n – кол-во перфорированных отверстий;

$S_{ПЕРФ}$ – площадь перфорации, м².

Тогда:

$$n \leq S_{TP} / S_{ПЕРФ},$$

$$S_{TP} = \pi \cdot d_1^2 / 4, \quad (2.6.3)$$

$$S_{ПЕРФ} = \pi \cdot d_2^2 / 4, \quad (2.6.4)$$

где d_1 – внутренний диаметр колонны;

d_2 – диаметр перфорационного канала.

$$n \leq (3,14 \cdot 0,1513^2 / 4) / (3,14 \cdot 0,015^2 / 4) \cdot 0,62,$$

$$n \leq 0,013 / 0,000011 \cdot 0,62,$$

$$n \leq 164.$$

Интервал перфорации:

$$H = 164 / 12 = 14 \text{ м.}$$

Устье скважины перед проведением перфорации оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППР2 180×21.

Перфорационную среду представляет раствор CaCl₂, плотностью 1,11 г/см³, которым производили продавку тампонажных растворов. Им заполняют скважину до уровня на 150 метров выше продуктивного пласта.

Перед тем, как приступить к вызову притока из пласта, устье скважины оборудуется фонтанной арматурой. Ещё до установки на устье скважины фонтанная арматура испытывается на давление, равное двойному рабочему давлению.

С учетом требования заказчика выбираем для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК1 – 65х□21.

2.7. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при сооружении скважины

К осложнениям относятся нарушения технологического процесса бурения при соблюдении технического проекта и единых правил безопасности, вызванные горно–геологическими условиями. При осложнениях бурение скважины возможно, но для этого необходимо выполнение специальных мероприятий. Если осложнения встречаются редко, или их нет вовсе, то процесс строительства скважин характеризуется как нормальные условия бурения. Если осложнения возможны на каждой скважине, то это осложненные условия бурения. В последнем случае уже на стадии проектирования предусматривается комплекс специальных мероприятий.

К числу осложнений относятся:

- поглощение бурового раствора;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- нарушение устойчивости стенок скважины;

- прихваты;
- осложнения при разбурировании многолетнемерзлых пород (ММП).

Авария – нарушение технологического процесса бурения, вызываемое потерей подвижности колонны бурильных труб, или ее поломкой, с оставлением в скважине отдельных элементов колонны, а также различных предметов и инструментов.

Аварии условно подразделяются на:

- аварии с бурильной колонной;
- аварии с породоразрушающим инструментом;
- аварии с забойными двигателями;
- аварии, связанные с падением в скважину посторонних предметов;
- аварии при геофизических исследованиях;
- пожары и взрывы;

Что касается мероприятий по предупреждению поглощений, то они сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в скважине. Это достигается за счет:

- снижения плотности раствора;
- использования азрированных растворов;
- уменьшения расхода (скорости восходящего потока) раствора;
- ограничения скорости спуско-подъемных операций;
- расхаживания инструмента перед пуском насосов и плавного восстановления циркуляции;
- подбора соответствующих КНБК;
- предотвращения образования сальников.

Основные мероприятия по предупреждению ГНВП:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка автоматической газокаротажной станции (АГКС);
- учебные тревоги раз в месяц;
- наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины;
- контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях);
- выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента;
- снижение скорости спуско-подъемных операций;

- долив скважины при подъеме инструмента, если объем долива сокращается, то подъем необходимо прекратить, скважину промыть;
- при появлении признаков проявлений при поднятом инструменте, необходимо начать спуск его на максимально возможную глубину;
- при вынужденных остановках колонна бурильных труб должна быть поднята до башмака обсадной колонны, и раз в сутки должна опускаться до забоя для промывки скважины.

Для предупреждения неустойчивости стенок скважины, необходимо снизить влияние факторов, приводящих к этому:

- Стремиться к тому, чтобы напряжения в горной породе в пристволевой зоне были близки к напряжениям в массиве. Для этого необходимо повысить гидростатическое давление в скважине, что достигается увеличением плотности бурового раствора.
- Предотвратить попадание водной фазы раствора в породу, особенно в глины. Это предотвратит их набухание, ослабление сил сцепления, сохранит коэффициент трения между отдельными частицами породы.
- Максимально сократить время нахождения пород в открытом стволе.
- Не допускать снижение гидростатического давления в скважине. Для этого постоянно следить за плотностью бурового раствора согласно утвержденным регламентам.
- Избегать колебаний давления в скважине путем снижения скорости спуско-подъемных операций, плавного запуска насосов с одновременным расхаживанием и вращением колонны бурильных труб.

Общие мероприятия по предупреждению прихватов:

- Применение малоглинистых растворов.
- Введение в раствор смазывающих добавок .
- Постоянный контроль за циркуляцией раствора.
- При остановках на 15 м и производить его расхаживание. При остановках на большее время поднять инструмент в обсадную колонну.
- При посадках проработать ствол.
- В процессе бурения производить контрольные приподъемы инструмента на 15-20 м через 45 мин. При появлении затяжек интервал проработать, контрольные приподъемы производить через 15-20 мин.

На основе анализа ведения работ на территории месторождения к основным видам аварий можно отнести:

1. Прихваты бурильных и обсадных колонн.
2. Аварии при цементировании.
3. Аварии с забойными двигателями.
4. Аварии в результате падения в скважину посторонних предметов.
5. Аварии при проведении промысловых исследований в скважине;

Аварии при креплении скважин – прихваты обсадных колонн; падение отдельных труб и секций колонн в скважину; смятие обсадных колонн; разъединение обсадной колонны по резьбовому соединению.

Аварии при цементировании. В основном это не до подъем цементного раствора.

Аварии с забойными двигателями в основном происходят из-за срыва резьбы вследствие недостаточного крепления, нарушение правил эксплуатации и ремонта турбобуров. Предупреждение такого рода аварий заключается, прежде всего, в выполнении правил и рекомендаций, в правильном сочетании диаметров резьбы турбобура и долота, соблюдении правил транспортировки и хранения, качественное опробование и осмотр соединений и узлов.

Для предотвращения попадания в скважину посторонних предметов необходимо: применять исправный спускоподъемный инструмент (элеваторы, машинные ключи, клинья и т. д.), не допускать захламленности пола буровой, вести работы внимательно и аккуратно.

2.8. Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Буровая установка должна выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6 ; \quad (2.8.1)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (2.8.2)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (2.8.3)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ –максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ –параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Максимальный вес бурильной колонны составляет $Q_{БК} = 50,297$ тс

Максимальный вес обсадной колонны составляет $Q_{ОБ} = 843,6$ кН = 84,36 тс.

$$Q_{\max} = 0.6 \cdot 200 = 120 \text{ тс}, Q_{\max} > Q_{БК};$$

$$Q_{\max} = 0.9 \cdot 200 = 180 \text{ тс}, Q_{\max} > Q_{об}.$$

Установка 3000ЭУК предназначена для бурения разведочных скважин на нефть и газ. Максимальная нагрузка на крюк 2200 кН при оснастке 4×5. Условная глубина бурения до 3000 метров. Установка состоит из следующих основных блоков: вышечно – лебедочного, насосного, компрессорного. БУ 3000ЭУК используют для кустового бурения.

2.9. Проектирование бурового технологического комплекса

Проектирование бурового технологического комплекса сводится к следующим задачам: по максимальной нагрузке на крюке выбирается оснастка талевой системы, рассчитывается количество свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки.

Расчет для первой и второй скорости не определяется, так как всю колонну можно поднять на 3 и 4 скоростях.

корость лебедки	Количество поднимаемых свечей, шт
3	15
4	58

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

3.1. Безопасность в рабочей зоне

Вопросам охраны окружающей среды в конституции Российской Федерации отводится особое место. В ней говорится, что Российское государство заботится об улучшении и охране труда, его научной организации, о сокращении, а в дальнейшем и полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов во всех отраслях народного хозяйства.

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Опасность механических травм при производстве буровых работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных работ, при производстве работ на высоте, при падении с высоты различных предметов, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов не оборудованных кожухами и ограждениями (ротор, буровые насосы, лебедка, ключи АКБ, ПКБ), при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при монтаже и демонтаже буровой установки, при захламленности пола и т.д.

Поражение электрическим током. Данный вид опасности возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции.

Взрыв. Опасность взрыва на буровой установке может возникнуть при неправильном хранении горюче-смазочных материалов, высокой концентрации взрывоопасных веществ, от систем, находящихся под давлением, из-за неосторожного обращения с огнем вблизи взрывоопасных объектов.

Пожар. Опасность пожара возникает в следующих случаях : при неправильной эксплуатации электроустановок, неосторожном обращении с открытым огнем (при курении в неразрешенном месте, сварке), при неправильном хранении и использовании горюче-смазочных материалов, самовозгорании (химическая реакция, удар молнии).

Кроме этого возможно воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ.

Метеоусловия на рабочем месте. Работа на буровой происходит на открытом воздухе, в результате чего на рабочих действуют различные климатические условия (дождь, снег, ветер, температура окружающей среды).

Освещение. Недостаточное освещение вредно влияет на организм человека. На буровой установке используется искусственное и естественное освещение.

Шум, вибрация. Возникают при использовании различного технологического оборудования (насосы, лебедка, вибросита, двигатели, ротор, компрессор).

Концентрации вредных веществ. Возникают при приготовлении буровых растворов и работе с химреагентами, при испарении нефти и газа, от выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания.

Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов

Мероприятия по устранению механических травм

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- проведение инструктажей по технике безопасности;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
- лестницы должны быть с уклоном не более 60°, с высотой перил 1 метр;
- использование средств индивидуальной защиты

Мероприятия по устранению поражений электрическим током

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Освещение.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°.	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°.	75
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°.	20
Кронблок.	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок-пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок - насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

Шум.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки,
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем);

Вибрация.

Мероприятия по устранению вибрации:

- балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов;
- применение средств индивидуальной защиты

3.2 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и

здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопроявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей.

При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют угрозы террористических актов. Для их предупреждения необходимо:

- усилить службу безопасности бурового предприятия;
- назначить ответственного работника по организации противотеррористических мероприятий;
- всем работникам сделать пропуска для прохождения на рабочие объекты и в вахтовый транспорт;
- уведомлять службу безопасности о посторонних людях и предметах на территории предприятия.

Индивидуальная защита людей предусматривается с помощью противогазов, специальной изолирующей защитной одежды.

При существовании угрозы нападения со стороны противника буровое предприятие переводится на особый режим работы.

Разрабатываются мероприятия по осуществлению неотложных аварийно-восстановительных работ на случай разрушения буровой установки при применении ОМП противником.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия

База производственного обслуживания и центральная инженерно-технологическая служба и контора управления расположены в городе Стрежевой.

Организационная структура СЭ ООО "СГК-Бурение" состоит из аппарата управления, осуществляющего руководство над основным производством – центральной инженерно-технологической службой (ЦИТС) и вспомогательным производством – базы производственного обслуживания (БПО).

ЦИТС осуществляет оперативный контроль за ходом технологического процесса районных инженерно-технологических служб. РИТС руководят бригадами бурения и освоения.

База производственного обслуживания обеспечивает бесперебойную работу основного производства и объединяет в своем составе:

- прокатно-ремонтный цех бурового оборудования – осуществляющего обслуживание и обеспечение бесперебойной работы бурового оборудования (БО), контроль за правильной эксплуатацией БО, проведение планово-предупредительного ремонта, определение технического состояния БО, расследование аварий и поломок БО, изготовление запасных частей, организацию проведения ремонта, обеспечение нормальных условий труда.
- прокатно-ремонтный цех электрооборудования (ЭО) и электроснабжения (ЭС) – осуществляющего обеспечение бесперебойной работы ЭО, текущее обслуживание ЭО, технический надзор за работой ЭО, комплектацию исправным ЭО, подготовку ЭО в капитальный ремонт и его прием из капитального ремонта, паспортизацию всего ЭО.

- цех пароводоснабжения – бесперебойное снабжение объектов паром и технической водой, эксплуатация и ремонт котлов и котельного оборудования, определение технического состояния теплоэнергетического оборудования, испытание нового оборудования, обеспечение условий безопасного ведения работ.
- ремонтно-строительный участок – проведение ремонтных и строительных работ.
- трубный участок – обеспечение складирования и хранение труб необходимых марок, определение технического состояния труб, участие в расследовании аварий.
- инструментальная площадка – обеспечение производственных бригад оборудованием, инструментом и запасными частями.
- транспортный участок - определение в капитальном, средних ремонтах транспортных средств, направление транспортных средств на технический осмотр и ремонт, своевременное расследование причин аварий и поломок, организация приема и списания техники, осуществление контроля за качеством проведения работ по выполнению технического обслуживания и ремонту транспортных средств.
- центральный склад – осуществляет прием, хранение и отпуск материальных ценностей.

Организационная структура предприятия представлена на рисунке 1.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- 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, (6.1)

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (6.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (6.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (6.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (6.5)$$

Где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём 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 2637 метров составляет 247 часов (механического бурения), время СПО составит 15,8 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 56,8 суток.

Общая продолжительность бурения и крепления скважины составляет 33.49 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (6.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{2637}{247} = 10.6 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (6.7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВР}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_P = 2637 / (247 + 15,8 + 53,32) = 8.3 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (6.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{2637 \cdot 720}{803,9} = 2361 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (6.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 2637/4=659 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

Таблица 6.1.2 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

4.2. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица. 6.2.1 - сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ					
	А. Собственно геологоразведочные				
	- проектно-сметные работы				3348800
	- буровые работы	м	2637		171298900
	Итого полевых работ: Σ_1				183447700
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2201372,4
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2751715,5
	Итого основных расходов: Σ_2				188400787,9
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	37680157,58
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	24492102,43
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				250573047,9
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	26376110,31
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	28260118,19
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1467581,6
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_1	5652023,637
	- доплаты	%	8	от Σ_1	15072063,03
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	9420039,395
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	25057304,79
ИТОГО сметная стоимость					361878288,9
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					427016380,8

Сметно-финансовый расчет основных расходов буровых работ (СМ-5)

Расчет данной сметы сведен в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2 - СМ-5

	Статьи затрат	Буровые работы	
		Норма, руб.	Норма затрат с учетом коэффициентов, руб.
1	2	3	4
1	Заработная плата	2350000	
2	Дополнительная зарплата (7,9%)	185650	
3	ФЗП	2535650	
4	Страховые выплаты (34%)	799000	
5	ФОТ (к=1,3)	2310400	3003520
6	Материальные затраты (к=1,1)	435000	478500
7	Амортизация (к=0,8)	650000	520000
	Итого		4002020

Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Расчет данной сметы сведен в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3 - Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Профессия	Отработанных дней	Оклад, руб.
Ведущий инженер-технолог	28	120000
Технолог	28	70000
Экономист	14	40000
Главный геолог	28	75000
Сметчик	14	28000
Итого:		333000
ДЗП		25122
ФЗП		343122
ЕСН		89211,7
Материалы		14800
Амортизация		15400
Транспорт		43000
Резерв		18000
Командировки		20000
Итого		901655,7

5.СПЕЦ ВОПРОС

Установка клина отклонителя для бурения второго ствола.

Применение системы «Window Master System» для вырезки окна в обсадной колонне

Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона Российской Федерации находятся в эксплуатации от 10 до 50 лет. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу. Но в некоторых случаях эффективным решением является использование скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным заканчиванием.

Основным критерием при подборе скважин для бурения боковых стволов является наличие высокой обводненности, полетного оборудования, а так же наличие нефтяных или водонефтяных оторочек вблизи этих скважин.

С целью вовлечения в активную разработку запасов нефти, блокируемых водными или газовыми конусами, а также создание в межскважинных зонах дополнительных воронок депрессий для создания обратных потоков флюидов, перешедших из нефтяной части в газовую или нефтяную зоны пласта, ведется бурение вторых ответвляющихся стволов.

Подготовительные работы к бурению боковых стволов

После выбора и обоснования скважин бездействующего и обводненного фонда, из эксплуатационных колонн которых будет вестись бурение БС, перед проведением буровых работ осуществляются подготовительные работы.

Для вырезки окна в обсадной колонне будет использоваться система «Window Master System». Клин-отклонитель и фрезер-райбер представлены на рисунке 6.1.

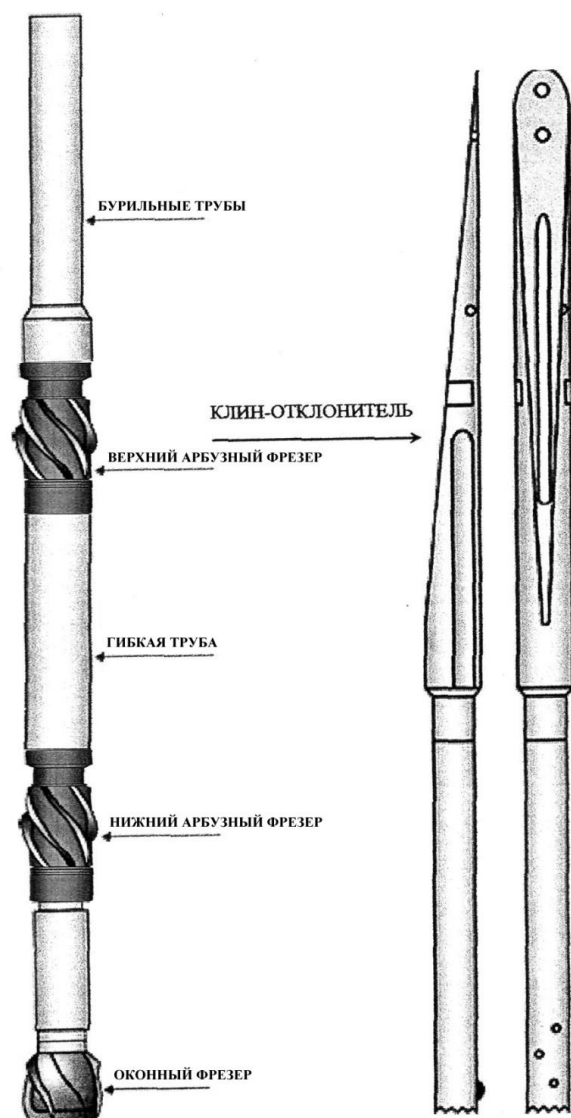


Рисунок 6.1 – Клин-отклонитель и фрезер-райбер

1. Компоновка уипстока WINDOW Master™ собирается и спускается в следующей последовательности (снизу-вверх):

Забойный якорь (BOTTOM) наружным диаметром 121,9 мм с резьбой 2,875” API IF, муфта, (4,5 т усилие посадки с 2-мя установочными штифтами);

Уипсток WINDOW Master™ наружным диаметром 114,3 мм с резьбой 2,875” API IF ниппель;

Оконный фрезер WINDOW Master™ наружным диаметром 112,6 мм с резьбой 2,875” PAC DSI ниппель, (срезной болт -9,1 т.);

Нижний арбузный фрезер WINDOW Master™ наружным диаметром 120,7 мм с резьбой 2,875" PAC DSI муфта х муфта;

Гибкая труба WINDOW Master™ наружным диаметром 79,4 мм с резьбой 2,875" PAC DSI ниппель х ниппель;

Верхний арбузный фрезер WINDOW Master™ наружным диаметром 123,8 мм с резьбой 2,875" PAC DSI муфта х муфта;

Переводник 2,875" PAC DSI ниппель х 3-86 муфта;

Ориентационный переводник (УВНО), резьба 3-86 ниппель х муфта;

Бурильная труба наружным диаметром 73 мм, резьба 3-86 ниппель х муфта – 1 шт.;

Утяжеленная бурильная труба диаметром 108 мм, резьба 3-86 ниппель х муфта 55–100 м; (учитывая конструкцию и глубину скважины, вырезки окна возможна без УБТ);

Бурильная труба наружным диаметром 73 мм, резьба 3-86 ниппель х муфта – до устья.

2. Скорость спуска компоновки не более 90 – 120 с на 1 свечу. Избегать резких движений спускаемого инструмента. При спуске инструмента перед опусканием клиньев необходимо убедиться, что движение трубы остановлено. Не подрывать резко инструмент с клиновой подвески. Это позволяет избежать ослабления или обрыва срезного болта уипстока.

3. До начала ведения работ по вырезке окна в обсадной колонне необходимо:

Записать вес компоновки;

Установить магниты до и после вибросит;

Прошаблонировать весь бурильный инструмент выше ориентационного переводника стандартным шаблоном наружным диаметром 50 мм, L = 500 мм.

4. За 10 м до “головы” цементного моста определить рабочие параметры с записью в технологический журнал веса инструмента при ходе вверх и вниз, при включенных и выключенных насосах. Избегайте манипуляций, способных привести к преждевременному срезанию болта уипстока. Доспустить компоновку до “головы” цементного моста на минимальной скорости.

5. Произвести подготовительные работы к гироскопической инклинометрии.

6. Спустить гироскоп на кабеле до захода его в гироскопический патрубок (УВНО) и провести замер.

7. Приподнять гироскоп на 10 метров над гироскопическим патрубком, повторно спустить гироскоп в гироскопический патрубок и провести замер.

8. Повторить процедуру до получения 3-х стабильных замеров.
 9. Провести ориентирование компоновки проворачиванием бурильного инструмента (в направлении HS).
 10. Повторить замеры п.п. 7 и 8.
 11. Поднять гироскоп и демонтировать гироскопическое оборудование.
 12. Рассчитать длину рабочей колонны таким образом, что бы она была достаточной для прохождения верхним арбузным фрезером через нижнюю часть окна и не требовалось наращивать бурильный инструмент.
 13. Доспустить инструмент до забоя и убедиться, что глубина спуска совпадает с расчетной.
 14. Произвести разгрузку инструмента на 5 тонн и натяжкой в 2 тонны убедиться, что якорь посажен.
 15. Разгрузкой инструмента на 9-12 тонн срезать срезной болт.
- Технология создания щелевидного «окна» в обсадной колонне схематично представлена на рисунке 6.2.

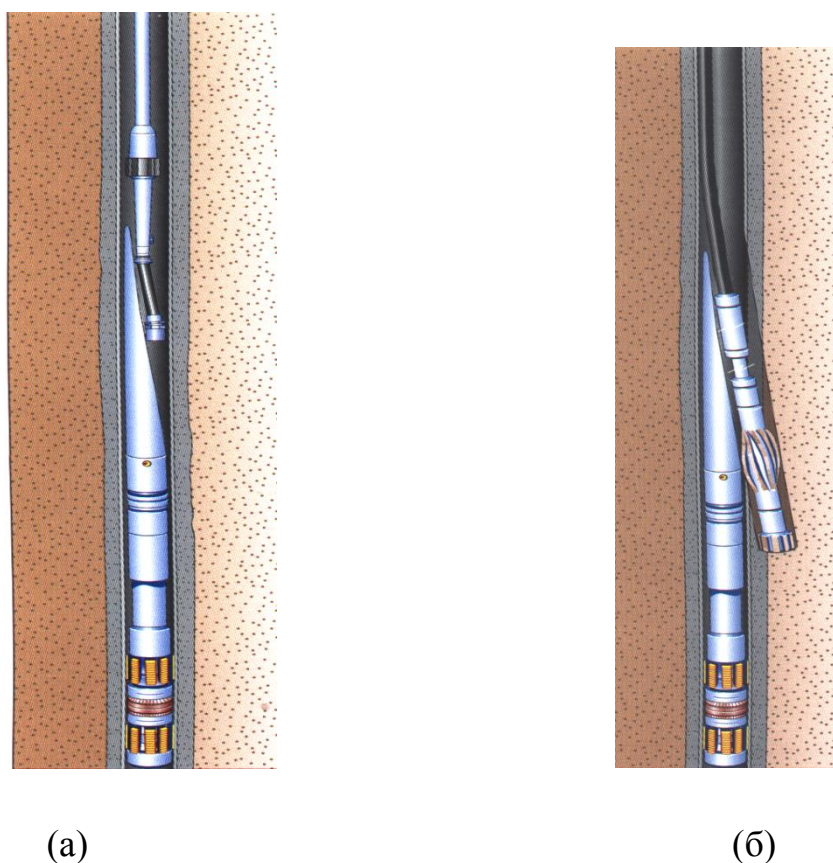


Рисунок 6.2 - Спуск компоновки Уипстока (а), вырезка окна (б)

Бурение боковых стволов и столов с горизонтальным участком из старых обсаженных эксплуатационных скважин позволяет на конечных стадиях разработки месторождения повысить нефтеотдачу пласта за счет направленного разбуривания целиковых зон с высокой нефтенасыщенностью, невыработанных скоплений углеводородов, а при бурении боковых стволов горизонтальных скважин увеличить охват пласта за счет роста зоны дренирования из расчета на одну скважину. При этом снижаются капитальные затраты на разбуривание и обустройство нефтяного месторождения при одновременном увеличении коэффициента извлечения нефти.

Зарезка и бурение бокового ствола - экономически выгодное мероприятие. Затраты на него окупаются менее чем за год (по сравнению с новой скважиной - срок окупаемости составляет восемь лет).

Одним из основных показателей эффективности ввода боковых стволов является дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи на участке пласта. Повышение нефтеотдачи залежей с боковыми стволами в основном обусловлено тремя факторами:

- увеличением линейной скорости фильтрации за счет дополнительного отбора жидкости и приближения забоя добывающих скважин к зоне нагнетания воды;
- изменением фильтрационных потоков, ведущих в подключение к активной разработке застойных зон пласта;
- дополнительной упругопластической деформацией пород в новых депрессионных зонах, приводящей к изменению соотношения вода-нефть в поровом пространстве коллекторов.

Заключение

В данном дипломном проекте, выбрана и обоснована конструкция скважины с учетом целей бурения и геологических условий, выбран и рассчитан профиль на основании материала по ранее пробуренным скважинам.

Произведен выбор способа бурения, бурильного инструмента по результатам анализа карточек отработки долот. Выбран тип промывочной жидкости, а также произведен расчет бурильной колонны и обсадной колонны.

Произведен гидравлический расчет всех интервалов бурения и расчет цементирования эксплуатационной колонны.

По наибольшему весу из рассчитанных колонн произведён выбор буровой установки.

В социологической части представлены вспомогательные цеха и службы предприятия ООО СЭ «СГК -Бурение». Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

Специальная часть проекта посвящена установке клина, для зарезки бокового ствола. Метод бурения боковых стволов применяется для реанимации бездействующего фонда скважин и интенсификации добычи нефти. Он позволяет пополнить действующий фонд скважин и улучшить состояние разработки.

Бурение бокового ствола - экономически выгодное мероприятие. Затраты на него окупаются менее чем за год (по сравнению с новой скважиной - срок окупаемости которой составляет от восьми лет и более).

Одним из основных показателей эффективности ввода боковых стволов является дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи на участке пласта.

Список используемой литературы

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ-08-624-03. Москва, 2013г.– 160с.
2. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. 3-е переработ. и доп. - М.: Недра, 1990. – 388с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. - М.: Недра, 1996. – 361с.
4. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практик. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84с.
5. Ильский А.П., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: Учебник. – М.: Недра, 1989. – 194с.
6. Балугев А.А., Митягин А.В., Безруков В.Г. Влияние технологических параметров проводки скважины на их добычные возможности. - // Нефтяное хозяйство. - №9 - 1997. – с.29-31.
7. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник. – М.: Недра, 1997. – 174с.
8. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. - М.: Недра, 1987. - 156с.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учебник для вузов - М.: Недра, 1998. - 440с.
10. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. - 194с.
11. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. - 46с.
12. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. - 670с.
13. Булатов А.И. Освоение скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 1999. - 472с.
14. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 1998. - 196с.
15. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. - М.: Недра, 1996. - 361с.
16. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1987. - 280с.
17. Вяхирев Р.И. Трубы нефтяного сортамента: Международный транслятор-справочник - М.: Наука и техника, 1997. - 342с.

18. Масленников И.К. Буровой инструмент: Справочник. - М.: Недра, 1989. - 430с.
19. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1988. - 359с.
20. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 333с.
21. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. - 279с.
22. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1998. - 359с.
23. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд. НТЛ, 1999. – 300с.
24. Инструкцией по технологии вызова притока из пласта с использованием эжекторов РД 39 – 2 – 1305 – 85 -78с.
25. Выбор типоразмера перфоратора и плотности перфорации в зависимости от геолого-промысловой характеристики объектов разработки месторождений Тюменской области. СТО 51.00.017-84. Тюмень, 1984г. -120с.
26. Оптимизация режимных параметров процесса вызова притока из пласта свабированием. Яковенко В.И, Бабаян Э.В. и др. Краснодар, 2001г. -96с.
27. Инструкция по технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов РД 39-2-1305-85 -45с.
28. ГОСТ 12.4.125-83 «Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов».
29. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».
30. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
31. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
32. ГОСТ 12.1.019-79 «Электробезопасность».
33. ГОСТ 12.1.012-90 "Вибрация. Общие требования безопасности".
34. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы».
35. ГОСТ 12.4.226.99 «Средства индивидуальной защиты при работе на высоте».
36. ГОСТ Р 12.4.241-2007 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания дополнительные для работ с радиоактивными и химически токсичными веществами. Общие требования и методы испытаний».
37. ГОСТ 25835-83 «Краны грузоподъемные. Классификация механизмов по режимам работы».

38. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"
39. СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
40. ГОСТ 12.1.007-76 "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности"
41. ГОСТ Р 50849-96 « Пояса предохранительные строительные».
42. ГОСТ 12.4.107-82 «Система стандартов безопасности труда».
43. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях»
44. ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».