



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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНО- НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА АШАЛЬЧИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН) |

УДК 622.323:622.243.24(571.16)(470.41)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------|---------|------|
| 3-2Б22 | Егоров М.Н. | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------------------------------|---------|------|
| | Морев А.А. | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------------|--------------|------------------------------|---------|------|
| И.о. зав.кафедрой БС | Ковалев А.В. | к. т. н. | | |

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись)(Дата)

Ковалев А. В.

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

| Группа | Фамилия Имя Отчество |
|--------|-----------------------------|
| з-2Б22 | Егорову Максиму Николаевичу |

Тема работы:

| |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Технологические решения для строительства эксплуатационной скважины методом горизонтально направленного бурения на Ашальчинском нефтяном месторождении (Республики Татарстан) |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) |

| | |
|------------------------------------------|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |
|------------------------------------------|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Исходные данные к работе (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>Пакет экспериментальной и промышленной информации Ашальчинскому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</i> |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <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. Специальная часть 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны). |
| <p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p> | |
| <p style="text-align: center;">Раздел</p> | <p style="text-align: center;">Консультант</p> |
| <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> | <p style="text-align: center;">Доцент, к.х.н., Глызина Т.С..</p> |
| <p>Социальная ответственность</p> | <p style="text-align: center;">Доцент, к.х.н., Гуляев М.В.</p> |
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке: Отсутствуют</p> | |

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

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------------------------|---------|------|
| | Морев А.А. | — | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------|---------|------|
| 3-2Б22 | Егоров М.Н. | | |

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

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------------|
| Группа | ФИО |
| з-2Б22 | Егорову Максиму Николаевичу |

| | | | |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | Бурение скважин |
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | «Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин» |

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

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения на Ашальчинском месторождении.</i> |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | <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. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | <i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | <i>Линейный календарный график выполнения работ</i> |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | <i>Нормативная карта строительства скважины</i> |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|--------------------------------------------------------|
| 1. <i>Организационная структура управления</i> |
| 2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i> |
| 3. <i>Нормативная карта</i> |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент | Глызина Т.С. | к. х. н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| з-2Б22 | Егоров М.Н. | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|--------|-----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б22 | Егорову Максиму Николаевичу |

| | | | |
|---------------------|--------------------|---------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | Бурения скважин |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | «Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин» |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | <i>Объектов ВКР является буровая установка на бурение нефтяной скважина на Ашальчинском месторождении .</i> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> | <p>Вредные факторы: превышение шума, недостаточная освещенность, исследование показателей микроклимата, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, Повышенный уровень вибрации и шума</p> <p>Опасные факторы: движущиеся части машин и механизмов, пожаровзрыво опасность, поражение электрическим током.</p> |
| <p>2. Экологическая безопасность:</p> | <p>Анализ воздействия объекта на атмосферу</p> <p>Анализ воздействия объекта на гидросферу</p> <p>Анализ воздействия объекта на литосферу</p> <p>Разработка решения на обеспечения экологической безопасности</p> |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. | <p>Наиболее вероятные ЧС на объекте : возгорание, взрыв, подтопление, выброс.</p> |
| <p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> | <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> |

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

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Гуляев М.В. | К. Т. Н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------|---------|------|
| 3-2Б22 | Егоров М.Н. | | |

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
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) |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| | <i>Общая и геологическая часть</i> | <i>10</i> |
| | <i>Технологическая часть</i> | <i>40</i> |
| | <i>Специальная часть</i> | <i>10</i> |
| | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | <i>15</i> |
| | <i>Социальная ответственность</i> | <i>15</i> |
| | <i>Оформление работы</i> | <i>10</i> |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| ст. преподаватель | Епихин А. В. | – | | |

СОГЛАСОВАНО:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Зав. кафедрой | Ковалев А.В. | К.Т.Н | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит 85стр 16 рис., 48 табл., 19 источников, 2приложения, 2листа графического материала.

Ключевые слова: Альметьевский район, Татарстан, Ашальчинское месторождение Шешминский горизонт, конструкция забоя, буровой раствор, обсадная колонна.

Объектом работы являются технологические решения для строительства нефтяной добывающей горизонтально-направленной скважины.

Работа сделана по условиям геологоразведочных работ на нефтяном месторождении.

Во время исследования были сделаны расчеты ВЗД, долот, конструкции скважины и буровых растворов.

В процессе работы была подобрана технология расчета скважины с проектной глубиной 1300 метров.

Экономическая эффективность заключается в залегании пласта на небольшой глубине, и введенные льготы по НДС для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Планируется использование новых технологий позволяющих уменьшить стоимость работ по строительству скважины и увеличение извлечения тяжелой нефти из недр земли.

Определения, сокращения, нормативные ссылки, определения

Битумная нефть: нефть получаемая из битуминозных пород. Битуминозными породами считаются песчаники, в которых находится вязкая тяжёлая нефть, схожая с битумом по составу. По химическому составу битуминозные породы представляют собой тяжёлые углеводороды.

Обозначения и сокращения

- СПО – спуско-подъемные операции;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- КНБК – компановка низа бурильной колонны;
- СВН – сверх вязкая нефть;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.

8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
9. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
10. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
11. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012 г.
12. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»
13. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение | 15 |
| 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 16 |
| 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ | 16 |
| 1.2 Геологические условия бурения | 17 |
| 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) | 22 |
| 1.4 Зоны возможных осложнений | 23 |
| 1.5 Исследовательские работы | 26 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 27 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины | 27 |
| 2.2 Обоснование конструкции скважины | 28 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя | 28 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений | 29 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 30 |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования | 30 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн | 30 |
| 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины | 31 |
| 2.3 Углубление скважины | 31 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения | 31 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента | 32 |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород | 33 |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота | 33 |
| 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя | 34 |
| 2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора | 36 |
| 2.3.7 Выбор компоновки и расчет буровой колонны | 38 |
| 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..... | 40 |
| 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины | 42 |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна | 44 |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин | 44 |
| 2.4.1 Расчет обсадных колонн | 44 |
| 2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений | 45 |
| 2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений | 45 |
| 2.5 Расчет процессов цементирования скважины | 49 |
| 2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн | 49 |
| 2.5.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов | 49 |
| 2.5.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей | 49 |
| 2.6 Гидравлический расчет цементирования скважины | 50 |
| 2.6.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования | 50 |
| 2.6.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси | 50 |
| 2.6.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн | 51 |
| 2.6.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин | 52 |
| 2.7 Выбор буровой установки | 52 |
| 3 Специальная часть | 54 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 59 |
| 4.1 Структура и организационные формы работы предприятия | 59 |
| 4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины..... | 60 |
| 4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение | 60 |
| 4.2.2 Расчет нормативного времени на наращивание труб | 60 |
| 4.2.3 Время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента | 61 |
| 4.2.4 Время на проверку турбобура | 61 |
| 4.2.5 Время на подготовительно – заключительные работы | 62 |
| 4.2.6 Опрессовка бурильных труб | 62 |

| | | |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2.7 | Расчет нормативного времени на вспомогательные виды работ | 63 |
| 4.3 | Составление нормативной карты | 63 |
| 4.4 | Определение нормативных технико-экономических показателей бурения скважины | 66 |
| 4.5 | Разработка календарного план – графика строительства скважины | 66 |
| 4.6 | Общий расчет сметной стоимости геологического задания | 67 |
| 5. | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 71 |
| 5.1 | Профессиональная социальная безопасность | 71 |
| 5.2 | Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению | 72 |
| 5.3 | Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению | 76 |
| 5.4 | Экологическая безопасность | 79 |
| 5.5 | Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 81 |
| 5.6 | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 82 |
| | Заключение | 83 |
| | Список использованных источников | 84 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ А | |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ Б | |
| | ДИСК С ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИЕЙ ВКР | |

ВВЕДЕНИЕ

В работе использованы технические решения для строительства горизонтально направленной скважины на Ашальчинском месторождении для добычи СВН в Альметьевском районе Республике Татарстан.

Технология добычи с использованием пароциклических горизонтальных скважин с подачей пара в нефтяной пласт для снижения вязкости в пластовых условиях проходит на небольшой глубине Ашальчинского месторождения. Положительные итоги начальных шагов позволило начать промышленную разработку проекта. За последние несколько лет ведется и увеличивается дебет добычи нефти и составляет более 7000 тон в сутки

Разрабатываемый проект на Ашальчинском месторождении является первым в России проектом глубокой переработки нефтяных остатков с высокими показателями. Также имеются огромные перспективы по введению технологии, как внутри страны, так и в зарубежных странах. По данным из Минэнерго, минимум 10 нефтеперерабатывающих заводов изъявили заинтересованность о внедрении новой технологии переработки тяжелой нефти. Внедрение технологии поможет увеличить глубину переработки нефти в России. Что вследствие позволит увеличить экспортный потенциал Российской нефти до 31 миллиона тонн, заменить экспорт мазута на экспорт качественных продуктов производимых из сверхвязкой нефти, будет способствовать быстрому развитию важных отраслей (науки, машиностроения, металлургии, строительства, нефтепереработки) и внесет существенный вклад в экономику и сферу топливно-энергетического комплекса.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

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

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

| Наименование | Значение |
|------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| Месторождение (площадь) | Ашальчинское месторождение |
| Характер рельефа | Аккумулятивно- структурный с характерными сглаженными увалистыми формами |
| Покров местности | Лесостепной |
| Заболоченность | Низкая |
| Административное расположение: - республика - область (край) - район | Татарстан Альметьевский |
| Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя | +2,6 +35 -37 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м: | 0,95 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сутки | 239 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сутки | 153 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град | Северные |
| Наибольшая скорость ветра, м/с: | до 21 |
| Метеорологический пояс (при работе в море) | - |
| Количество штормовых дней (при работе в море) | - |
| Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва | Нет |
| Геодинамическая активность | Низкая |

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

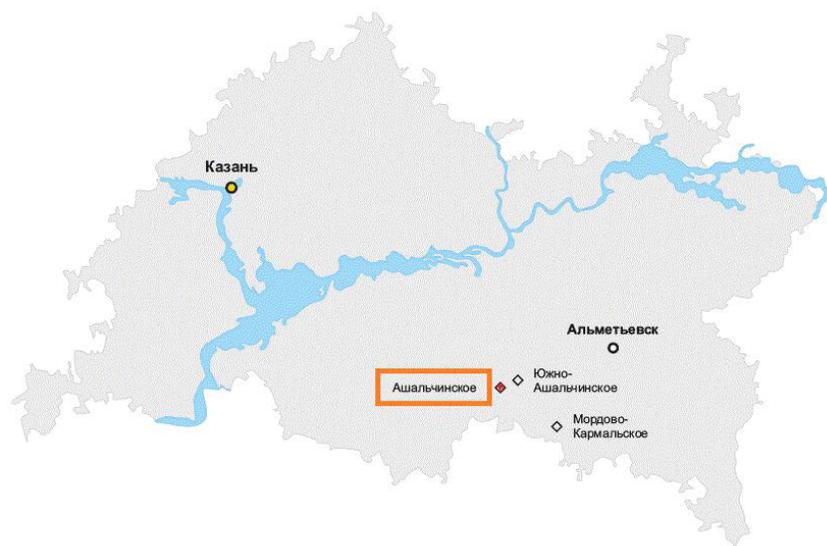


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

| Наименование | Значение |
|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Электрификация | ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200 |
| Теплоснабжение | Котельная ПКН-2 |
| Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время | Автотранспорт по дороге Автотранспорт по дороге |
| Близлежащие населенные пункты и расстояние до них | Ниж. Каменка (3 км) Елхово (10 км) Альметьевск (80 км) |

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

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

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Элементы залегания (падения) пластов по подошве | | Коэффициент кавернозности и интервала (средневзвешенная величина) |
|----------------------|--------------|---------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------|------|-------------------------------------------------------------------|
| От (кровля) | До (подошва) | название | индекс | УГОЛ | | |
| | | | | град | мин. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 0 | 10 | Четвертичные отложения | Q | - | - | 1.5 |
| 10 | 35 | Камышлинский | P ₂ kaz ₁ ² | - | - | 1.5 |
| 35 | 180 | Байтуганский | P ₂ kaz ₁ ¹ | - | - | 1.5 |
| 180 | 195 | Шешминский | P ₂ uf ₂ -ss | - | - | 1.5 |

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины.

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|----------------------------------------------|-----------------------|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | от (верх) | до (низ) | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Q | 0 | 10 | Делювиальные и аллювиальные образования – супеси, суглинки буровато-коричневые и щебень |
| P ₂ kaz ₁ ² | 10 | 35 | Неравномерное прослаивание песчаников; глин, алевролитов, мергелей, доломитов. |
| P ₂ kaz ₁ ¹ | 35 | 180 | Глины серые и темно-серые, плотные, аргелитоподобные, тонкослоистые, оскольчатые, известковитые, с прослойками известняка, с зеркалами скольжения, с остатками лингул, с кристаллами пирита |
| P ₂ uf ₂ -ss | 180 | 195 | Пески и песчаники |

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5, из анализа которой следует, что породы имеют небольшую абразивность, вследствие чего механическая скорость будет высокой. В пределах основной зоны нефтенасыщения, сложенной рыхлыми, рассыпающимися песками и песчаниками, могут образовываться каверны и создавать осложнения в процессе бурения и разработки.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 6.

Краткая характеристика геологических условий бурения

В интервале 0–150 и 150–453 м по стволу возможно частичное (до 20 м³/ч) или полное поглощение бурового раствора. Это может привести к сальникообразованию на инструменте, что приведет к снижению механической скорости бурения и возможным прихватам инструмента. Следовательно, для успешного прохождения данного интервала оценивается возможность дополнительной проработки каждой пробуренной трубки.

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

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали, м | | Краткое название горной породы | Плотность, г/см ³ | Пористость, % | Проницаемость, дарси | Глинистость, % | Карбонатность, % | Предельная текучесть, кгс/м ² | Твердость, кгс/м ² | Коэффициент пластичности | Абразивность | Категория породы по промывочной классификации (мягкая, средняя и т.п.) |
|-----------------------------------------|--------------------------|----------|--------------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Q- P ₂ uf ₂ -ss | 0 | 195 | глины, супески, суглинки, пески, песчаники | 2,5 2,1 2,1 1,8 1,8 | 10 8 8 35 35 | 0,001 - - 0,5 - | 91 40 55 2-6 2-6 | 1-2 1 1 2-8 2-8 | 15 - - 12 - | - - - - - | 1,1-4,6 1,1-4,6 1,1-4,6 1,1-4,6 1,1-4,6 | II II II I-II I-II | M |

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали, м | | Градиент | | | | | | Температура в конце интервала, град. °С | Источник получения |
|-----------------------------------------|--------------------------|----------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|-----------------------------------------|--------------------|
| | от (верх) | до (низ) | пластового давления | | гидроразрыва пород | | горного давления | | | |
| | | | величина МПа на м | источник получения | величина МПа на м | источник получения | величина МПа на м | источник получения | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Q- P ₂ uf ₂ -ss | 0 | 195 | 0,01 | РФЗ | 0,02 | РФЗ | 0,02 | РФЗ | 8 | РФЗ |

1.3. Характеристика нефтеносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Нефтеносность по разрезу скважины

| Индекс стратиграфич еского подразделени я | Интервал ,м | | Тип коллектора | Плотность, кг/м ³ | Свободный дебит, м ³ /сут | Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³ | Относится ли к Источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов) |
|-------------------------------------------------------|-------------|-----|-------------------|------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | от | до | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Нефтеносность | | | | | | | |
| P ₂ uf ₂ -ss | 180 | 195 | Поров | 981 | 20,0 | 0 | - |

Уфимский ярус, содержащий запасы высоковязких нефтей, в пределах рассматриваемого района представлен шешминским горизонтом, состоящим из нижней – песчано-глинистой пачки и верхней – песчаной пачки.

Песчано-глинистая пачка залегает на размытой поверхности сакмарского яруса и представлена чередованием песчаников зеленовато-серых, глин серых и коричневых, алевролитов и известняков бурых. Породы пачки по простиранию не выдержаны и на коротком расстоянии замещаются друг другом. Толщина песчано-глинистой пачки изменяется от 6 до 78 м.

Песчаная пачка, к которой приурочены залежи представляет собой своеобразное природное образования в виде песчаного тела, вытянутого в северо-западном направлении. В пределах месторождения песчаная пачка развита повсеместно, ее толщина изменяется от 2,0 до 41,5 м. Песчаная пачка на площади вскрыта всеми пробуренными скважинами и пройдена с отбором керна. Сложена песками и песчаниками различной степени сцементированности: от рыхлых песков до плотных, сильно известковистых, практически непроницаемых песчаников. Крайне редко в разрезе песчаной пачки встречаются маломощные прослои глин и известняков. В кровельной части песчаной пачки, на контакте ее с «лингуловыми глинами», в редких случаях отмечаются прослои сильно известковистого песчаника зеленовато-серого цвета.

1.4. Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8. Данные о возможных осложнениях несут лишь приблизительный характер и основывается на опыте ранее пробуренных скважин на данном месторождении.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются

поглощения, что требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервале 0-180 м возможны высокоинтенсивные и полные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора, так же использование реагентов для уменьшения водоотдачи в местах «лингуловых глин».

В интервале 180-195 м прогнозируется высокая вероятность кавернообразованию, поэтому необходимо постоянно следить за параметрами раствора.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфичес- кого подразделения | Интервал, м | | Тип осложнения | Характеристика и условия возникновения |
|----------------------------------------------------|-------------|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | От | До | | |
| Q – P _{3nk} | 0 | 10 | Частичное поглощение бурового раствора | Интенсивность – 8 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора. |
| ² P _{2 kaz₁} | 10 | 35 | Осыпи и обвалы горных пород, частичное поглощение бурового раствора | Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Интенсивность – 20 м ³ /час. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора. |
| P _{2 kaz₁¹} | 35 | 180 | Обвалы, осыпи, поглощение частичное до полного ухода, прихватоопасность | Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Интенсивность – 20 м ³ /час до полного поглощения. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора. Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному |

Продолжение таблицы 8

| | | | | |
|------------------------------------|-----|-----|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| | | | | набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород |
| P ₂ uf ₂ -ss | 180 | 195 | Кавернообразование | Неустойчивость стенок скважины из-за несоблюдения свойств бурового раствора |

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исследовательские работы

| Интервал по стволу, м | | Тип аппаратуры, методы | Общие параметры | Наименование исследования |
|-----------------------|------|------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| От | До | | | |
| 0 | 150 | АКЦ ГГК | Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе. | Цементометрия кондуктора |
| 150 | 453 | Инклинометрия ГК, НТК КС, БКЗ, ПК, ПС ГК, НТК ДС, КС, ПС, Резист | Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановки процесса бурения. | Кортаж перед спуском эксплуатационной колонны, АМК "Горизонт" |
| 150 | 453 | АКЦ, СГДТ | Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе. | Цементометрия эксплуатационной колонны |
| 453 | 1350 | Инклинометрия ПК, ГК, КС, ПС, НТК, БКЗ | Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановки процесса бурения. | Окончательный картаж АМК "Горизонт" |

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 10. Запроектирован трехинтервальный профиль скважины с третьим тангенциальным (прямолинейным) интервалом, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

| Тип профиля | трехинтервальный | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|----|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|-------|------------------|------------|-----------------|----|-------|
| Исходные данные для расчета | | | | | | | | | | | |
| Глубина скважины по вертикали, м | 192,5 | | | Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м | | | | 0,04 | | | |
| Глубина вертикального участка скважины, м | 0 | | | Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град | | | | 0,25 | | | |
| Отход скважины, м | 1080 | | | Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м | | | | - | | | |
| Длина интервала бурения по пласту, м | 980 | | | Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м | | | | - | | | |
| Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м | 1 | | | Зенитный угол в конце участка набора угла, град | | | | 90 | | | |
| Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м | 1 | | | Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град | | | | 90 | | | |
| Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град | 52 | | | Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град | | | | 90 | | | |
| № инт ерв ала | Длина по вертикали | | | Отход | | | Зенитный угол | | Длина по стволу | | |
| | от | до | всего | от | до | всего | в нача ле | в конце | от | до | всего |

Продолжение таблицы 10

| | | | | | | | | | | | |
|-------|-----|-----|-----|-----|------|------|----|----|-----|------|------|
| 1 | 0 | 80 | 80 | 0 | 92 | 92 | 45 | 52 | 0 | 150 | 150 |
| 2 | 80 | 192 | 112 | 92 | 370 | 278 | 52 | 90 | 150 | 453 | 303 |
| 3 | 192 | 192 | 0 | 370 | 1080 | 710 | 90 | 90 | 453 | 1300 | 847 |
| Итого | | Σ | 192 | | Σ | 1080 | - | - | | Σ | 1300 |

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически однородным.

Пласт можно считать высокопроницаемым коллектором, так как проницаемость больше $0,01 \text{ мкм}^2$. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, однородным по проницаемости.

Продуктивный пласт является однородным по типу флюида.

Согласно геологическим данным, $P_{пл} < 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$ (аномально низкое пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

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

$$30 > 18,1 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется, следовательно, коллектор устойчив.

Коллектор порового типа, однородный, устойчивый. Следует закрепить эксплуатационную колонну в начале продуктивного пласта (кровле) во избежание прорыва пара из коллектора.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя открытого типа, в которой кровлю продуктивного пласта цементируем. Скважина с забойным фильтром предназначена для слабосцементированных (рыхлых) коллекторов.

Перекрытие продуктивного горизонта осуществляется фильтром, закрепляемым в нижней части обсадной колонны на специальном сальнике

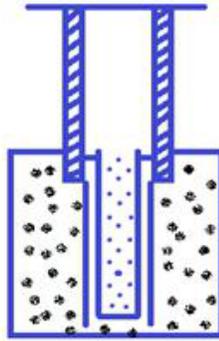


Рисунок 2 – Конструкция забоя открытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

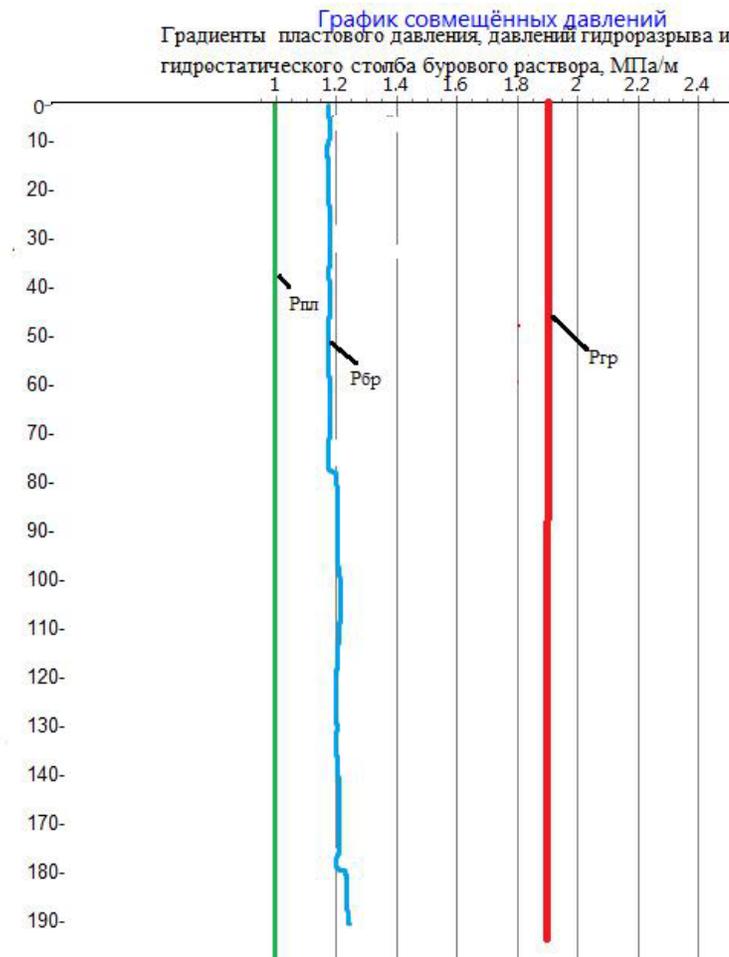


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

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

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Допускается бурение без спуска направления, либо с применением извлекающего направляющего патрубка, при условии обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой и применении глинистого раствора при бурении под кондуктор для предотвращения размыва устья.

Кондуктор диаметром 323,9 длиной 150 метров, башмак которого устанавливается на 10 м ниже прогнозируемой зоны поглощения, а так же основываясь на опыт бурения на предыдущих скважин.

Эксплуатационная колонна диаметром 244,5 устанавливается в интервале 0-453м. Башмак эксплуатационной колонны устанавливается в продуктивном пласте на отметке начала горизонтального участка.

Хвостовик-фильтр диаметром 168,3 длиной 900 м. соответствует ГОСТ 632-80 и ТУ 3665-001-75170487-2007 В целях предупреждения деформации вследствие температурного удлинения хвостовика, ниже башмака хвостовика оставляется зумпф длиной 10 м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 150 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 0 – 453 м (так как в параллельную скважину будет закачен пар).

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр хвостовика выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи и с учетом что нефть высоковязкая ($20 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

| Обсадная колонна | Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм |
|------------------|---------------------|----------------------|
| Кондуктор | 323,9 | 393,7 |
| ЭК | 244,5 | 295,3 |
| Хвостовик | 168,3 | 215,9 |

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

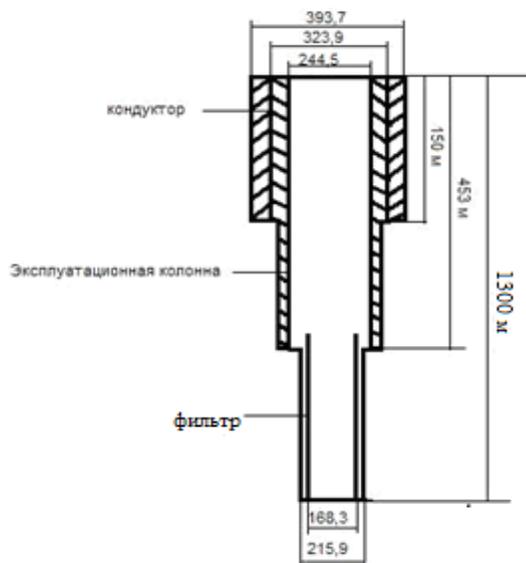


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет менее 0,5 МПа, тем самым ПВО не устанавливается.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

| Интервал, м | Обсадная колонна | Способ бурения |
|------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0-150 150-453 | Кондуктор Эксплуатационная колонна | С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель) С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель) |
| 453-1350 | Хвостовик | С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель) |

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на последнем интервале бурения выбрано долото типа PDC, поскольку оно позволяет обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. На первых двух выбрано шарошечные долота, поскольку интервалы не большие. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

| Интервал | | 0-150 | 150-453 | 453-1350 |
|--------------------------|---------------|--------------|-------------|---------------|
| Шифр долота | | 393,7 СЗ-ГВУ | 295,3 ETS11 | 215,9 E616-A1 |
| Тип долота | | Шарошечное | Шарошечное | PDC |
| Диаметр долота, мм | | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Тип горных пород | | М | М | М |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | з-141 | з-121 | - |
| | API | - | - | 4 1/2'' |
| Длина, м | | 0,5 | 0,4 | 0,3 |
| Масса, кг | | 131 | 73 | 38 |
| G, тс | Рекомендуемая | 2-7 | 2-9 | 2-8 |
| | Предельная | 12 | 13 | 14 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 150-170 | 150-180 | 160-180 |
| | Предельная | 250 | 240 | 250 |

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для разных интервалов бурения проектируется разная осевая нагрузка, которая похожа на всех интервалах из-за неглубоких залеганий продуктивного пласта. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

| Интервал | 0-150 | 150-453 | 453-1350 |
|---------------------------|-------|---------|----------|
| Исходные данные | | | |
| α | 1 | 1 | 1 |
| $P_{ш}, \text{кг/см}^2$ | 1000 | 1250 | 2300 |
| $D_{д}, \text{см}$ | 39,37 | 21,59 | 19,05 |
| k_r | 32 | 29 | 29 |
| $D_c, \text{мм}$ | 13 | 12 | 10 |
| $q, \text{кН/мм}$ | 0,1 | 0,3 | 0,35 |
| $G_{пред}, \text{кН}$ | 120 | 130 | 140 |
| Результаты проектирования | | | |
| $G_1, \text{кН}$ | 85 | 86 | 119 |
| $G_2, \text{кН}$ | 145 | 153 | 164 |
| $G_3, \text{кН}$ | 97 | 98 | 100 |
| $G_{проект}, \text{кН}$ | 97 | 98 | 100 |

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

| Интервал | | 0-150 | 150-453 | 453-1300 |
|------------------------------|----|--------|---------|----------|
| Исходные данные | | | | |
| V_d , м/с | | 3 | 2,5 | 1,5 |
| Dд | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| τ , | мс | 3,5 | 4 | 4,4 |
| z | | 24 | 22 | 21 |
| α | | 0,8 | 0,6 | 0,5 |
| Результаты проектирования | | | | |
| n_1 , об/мин | | 180 | 156 | 142 |
| n_2 , об/мин | | 152 | 139 | - |
| n_3 , об/мин | | 250 | 240 | - |
| $n_{\text{проект}}$, об/мин | | 140 | 120 | 135 |

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-150 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ДГР-195(ШО-240/195) с корпусным центратором с наружным диаметром 390 мм с углом перекоса $1^{\circ}30'$, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы, и позволяет набрать нужный зенитный угол. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195(NOV-203) с жестким центратором 280-285 мм, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте. При бурении под хвостовик выбираем забойный двигатель с регулируемым углом перекоса ДР-178.4/5.68 с центратором диаметром 212 мм. для бурения горизонтального участка. В таблице

16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

| Интервал | | 0-150 | 150-453 | 453-1350 |
|---------------------------|----|--------|---------|----------|
| Исходные данные | | | | |
| D _д | м | 0,3937 | 0,2959 | 0,2159 |
| | мм | 393,7 | 295,9 | 215,9 |
| G _{ос} , кН | | 150 | 150 | 130 |
| Q, Н*м/кН | | 9 | 9 | 6 |
| Результаты проектирования | | | | |
| D _{зд} , мм | | 390 | 280 | 212 |
| M _р , Н*м | | 680 | 680 | 820 |
| M _о , Н*м | | 153 | 153 | 108 |
| M _{уд} , Н*м/кН | | 10 | 10 | 8 |

В таблице 17 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|--------------------------|-------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ДГР-195С 6/7(ШО-240/195) | 0-150 | 195 | 8,13 | 1500 | 20-40 | 90-170 | 9 | 120-210 |
| ДГР-195С 6/7(NO V-203) | 150-453 | 195 | 8,34 | 1400 | 20-40 | 100-200 | 9 | 100-190 |
| ДР-178.4/5.68 | 150-453 | 178 | 8,29 | 1160 | 19-38 | 150-295 | 6 | 75-180 |

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18 – Проектирование расхода бурового раствора

| Интервал | 0-150 | 150-453 | 453-1300 |
|------------------------------------------|--------|---------|----------|
| Исходные данные | | | |
| D_d , м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| K | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| Kк | 1,42 | 1,42 | 1,42 |
| $V_{кр}$, м/с | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| V_m , м/с | 0,0005 | 0,0005 | 0,0005 |
| $d_{бт}$, м | 0,127 | 0,127 | 0,127 |
| $d_{мах}$, м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| $d_{нмах}$, м | 0,015 | 0,015 | 0,015 |
| n | 9 | 9 | 8 |
| $V_{кпмин}$, м/с | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| $V_{кпмах}$, м/с | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| $\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³ | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| ρ_p , г/см ³ | 1,12 | 1,08 | 1,12 |
| $\rho_{п.}$, г/см ³ | 1,15 | 1,12 | 1,15 |
| Результаты проектирования | | | |
| Q_1 , л/с | 28 | 27 | 30 |
| Q_2 , л/с | 25 | 28 | 26 |
| Q_3 , л/с | 32 | 30 | 31 |
| Q_4 , л/с | 30 | 28 | 30 |
| Q_5 , л/с | 27 | 25 | 28 |
| Q_6 , л/с | 29 | 29 | 27 |

| Дополнительные проверочные расчеты | | | |
|------------------------------------------|-------|-------|-------|
| $Q_{\text{табл}}$, л/с | 29 | 29 | 30 |
| $\rho_{\text{табл}}$, кг/м ³ | 1200 | 1100 | 1200 |
| $\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³ | 1120 | 1080 | 1120 |
| M , Н*М | 6800 | 6800 | 8800 |
| $M_{\text{табл}}$, Н*М | 20000 | 20000 | 20000 |
| m | 1 | 1 | 1 |
| n | 9 | 9 | 8 |
| $Q_{\text{н}}$, л/с | 27 | 30 | 32 |
| $Q_{\text{пров1}}$, л/с | 25 | 24 | 27 |
| $Q_{\text{пров2}}$, л/с | 30 | 28 | 29 |

Таблица 19 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

| Интервал | 0-150 | 150-453 | 453-1300 |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------|----------|
| Исходные данные | | | |
| Q_1 , л/с | 28 | 27 | 30 |
| Q_2 , л/с | 25 | 28 | 26 |
| Q_3 , л/с | 32 | 30 | 31 |
| Q_4 , л/с | 30 | 28 | 30 |
| Q_5 , л/с | 27 | 25 | 28 |
| Q_6 , л/с | 29 | 29 | 27 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | |
| ΔQ , л/с | 25-32 | 25-32 | 25-32 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | | |
| Q , л/с | 26-30 | 27-31 | 29-32 |
| Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе) | | | |
| $Q_{\text{тн}}$, л/с | 27 | 29 | 30 |
| ρ_1 , кг/м ³ | 1200 | 1100 | 1200 |
| $\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³ | 1120 | 1080 | 1120 |
| $M_{\text{тм}}$, Н*М | 6800 | 6800 | 8800 |
| $M_{\text{тб}}$, Н*М | 20000 | 20000 | 20000 |

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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

Таблица 20 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

| УБТ | | | | |
|-----------------|---------------|-------------|----------|-----------|
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | НУБТ | 172 | 23 | 3450 |
| Бурильные трубы | | | | |
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | ТБПК-127G-105 | 127x9,2 | 1277 | 38310 |

Таблица 21 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

| Расчет на наружное избыточное давление | | | | | |
|------------------------------------------------------------|----------|-------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------|----------------------|
| P_n , кгс/мм ² | 0,05 | | Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$) | | |
| $P_{кр}$, кгс/мм ² | 4,98 | | Да | | |
| $P_{кр} / P_n$ | 99,6 | | | | |
| Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя | | | | | |
| <i>В наклонном участке ствола</i> | | | | | |
| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см ³ | $\gamma_{ст}$, гс/см ³ | Q _б , кгс |
| 1 | 984 | 1327 | 1,11 | 2,78 | 3450 |
| | E, | I, м ⁴ | S, м | D _з , мм | D, мм |

| | | | | | |
|------------------------------------------|---------------------|-------|--------------------------------------|--------|-----|
| | кгс/мм ² | | | | |
| | 2,1*10 ⁶ | 594,2 | 12 | 152 | 127 |
| Ψ ⁺ /Ψ ⁻ | 0,54 | | Q _p , кгс | 24563 | |
| α | 45 | | Митах | 408,32 | |
| μ | 0,25 | | W, см ³ | 92,11 | |
| R, м | 453 | | [σ], кгс/мм ² | 3,98 | |
| Q _к , кгс | 14784 | | σ ₃ , кгс/мм ² | 8,15 | |
| σ _p , кгс/мм ² | 4,2 | | | | |
| Выполняется условие σ ₃ > [σ] | | | | Да | |

Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб

| №секции | q, кгс/м | l, м | γ _{бр} , гс/см ³ | γ _{ст} , гс/см ³ | Q _б , кгс |
|--------------------------------------|----------|---------------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|
| 1 | 984 | 1327 | 1,11 | 2,78 | 3450 |
| Σ | | | | | |
| Q' _{тк} , кгс | 19040 | Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м | | 3027 | |
| Q _{кнбк} , кгс | 12684 | | | | |
| q _м , кгс/м | 16,5 | | | | |
| K _т | 1,15 | | | | |
| K | 1 | Максимальная длина секции бурильных труб, м | | 3030 | |
| n | 1,15 | | | | |
| F _к , мм ² | 4700 | | | | |
| σ _т , кгс/мм ² | 38 | | | | |

Таблица 22 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса, кг | Длина, м | Назначение | | | |
|-------|-----------------------|-----|----------------------|-----------|----------|-------------------------------------------------|-----|-----|---------------------------------------------|
| | от | до | | | | | | | |
| 1 | 0 | 150 | 393,7 СЗ-ГВУ | 131 | 0,5 | Бурение с набором зенитного угла под кондуктор, | | | |
| | | | ЦПД-390/240 | 50 | - | | | | |
| | | | ДГР-195/240(1°30') | 1500 | 8,13 | | | | |
| | | | | | | КОБ-179 | 2 | 0,4 | проработка ствола перед спуском кондуктора. |
| | | | | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 | |
| | | | | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 | |
| | | | | | | Телеметрия APSsure shot | 5 | 2,3 | |
| | | | Переводник П-147/133 | 25 | 0,4 | | | | |

| | | | | | | |
|----------------------|-----|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2 | 150 | 453 | 295,3 ETS11 | 73 | 0,4 | Бурение с набором зенитного угла под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонной. |
| | | | ЦПД-380/240 | 40 | - | |
| | | | ДГР-195/240(1°37') | 1400 | 8,34 | |
| | | | КОБ-179 | 2 | 0,4 | |
| | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 | |
| | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 | |
| | | | Телеметрия САБ-2 | 4 | 1,9 | |
| | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 | |
| | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 | |
| | | | Телеметрия APSsure shot | 5 | 2.3 | |
| | | | Установ. переводник П-147/147 | 40 | 0,4 | |
| | | | Разделитель П-147/147 | 55 | 0,75 | |
| НУБТ-172 | 690 | 4,6 | Бурение в горизонтальном участке под хвостовик, проработка ствола перед спуском ФСЦ-168. ГОСТ 632-80 | | | |
| Переводник П-147/133 | 25 | 0,4 | | | | |
| 3 | 453 | 1350 | | 215,9 E616-A1 | 38 | 0,3 |
| | | | | ЦПД-212/178 | 20 | - |
| | | | | ДГР 178 (1°11') | 1160 | 8,29 |
| | | | | КОБ-179 | 2 | 0,4 |
| | | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 |
| | | | | Телеметрия САБ-2 | 4 | 1,9 |
| | | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 |
| | | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 |
| | | | | Телеметрия APSsure shot | 5 | 2.3 |
| | | | | НУБТ-172 | 690 | 4,6 |
| | | | Установ. переводник П-147/147 | 40 | 0,4 | |
| | | | Разделитель П-147/147 | 55 | 0,75 | |
| НУБТ-172 | 690 | 4,6 | | | | |
| Переводник П-147/133 | 25 | 0,4 | | | | |

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины для всех интервалов выбран полимерглинистый раствор. Для очистки бурового раствора проектируется

четырёхступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 23 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

| Исходные данные | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|------|------------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------|---------|-----------|
| Интервал бурения (по стволу), м | | k | $P_{пл}$, МПа | H, м | g , м/с ² | $\rho_{бр}$, кг/м ³ | $\rho_{гп}$, кг/м ³ | K | d, м | |
| от | до | | | | | | | | | |
| 0 | 150 | 1,15 | 0 | 80 | 9,81 | 1120 | 1200 | 1,5 | 0,008 | |
| 150 | 453 | 1,15 | < 0,5 | 192 | 9,81 | 1080 | 1100 | 1,5 | 0,008 | |
| 453 | 1350 | 1,15 | < 0,5 | 192 | 9,81 | 1120 | 1200 | 1,5 | 0,005 | |
| Результаты проектирования | | | | | | | | | | |
| Интервал бурения (по стволу), м | | Плотность, г/см ³ | СНС ₁ , дПа | СНС ₁₀ , дПа | Условная вязкость, сек | Водоотдача, см ³ /30 мин | pH | Содержание песка, % | ДНС, Па | ПВ, мПа*с |
| от | до | | | | | | | | | |
| 0 | 150 | 1,11 | 5 | 10 | 38 | 7 | 8-10 | 0,3 | 20 | 9 |
| 150 | 453 | 1,07 | 5 | 15 | 27 | 6,5 | 8-10 | 0,3 | 20 | 9 |
| 453 | 1350 | 1,13 | 8 | 15 | 32 | 8 | 8-10 | 0,5 | 10 | 8 |

Таблица 24 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам

бурения

| Интервал (по стволу), м | | Название (тип) бурового раствора и его компонентов |
|----------------------------|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| от (верх) | до (низ) | |
| 0 | 150 | Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМГ, КМЦ-700, ГКЖ-11, Na ₂ CO ₃ , РНРА, РАС, VIS |
| 150 | 453 | Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМГ, КМЦ-700, ГКЖ-11, Na ₂ CO ₃ , РНРА, РАС, VIS |
| 453 | 1350 | Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМГ, КМЦ-700, ГКЖ-11, Na ₂ CO ₃ , РАС, VIS |

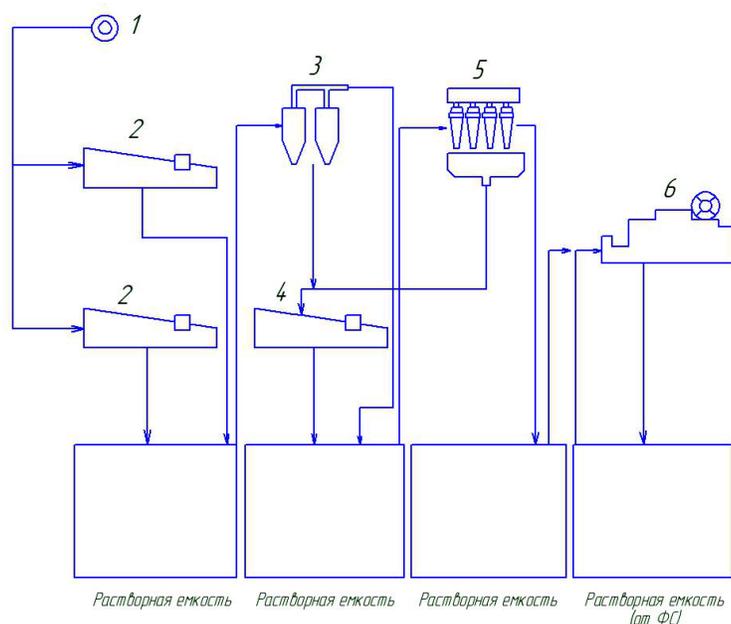


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения –

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

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 25, а в таблице 26 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 25 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

| Н (по стволу), м | d_d , м | К | $P_{пл}$, МПа | $P_{гд}$, МПа | ρ_n , кг/м ³ |
|----------------------|---------------------|-------------|-----------------|----------------|---------------------------------|
| 1350 | 0,15 | 1,15 | < 0,5 | 18,2 | 1200 |
| Q, м ³ /с | Тип бурового насоса | V_m , м/с | η_n , Па·с | τ_t , Па | $\rho_{пж}$, кг/м ³ |
| 0,03 | Tidrill Omega-500 | 0,007 | 0,009 | 20 | 1120 |
| КНБК | | | | | |
| Элемент | d_n , м | L, м | d_b , м | | |
| НУБТ 172-80 | 0,172 | 23 | 0,08 | | |
| ТБПК-127G-105 | 0,229 | 1327 | 0,090 | | |

Таблица 26 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

| $\rho_{кр}$, кг/м ³ | ϕ | d_c , м | $V_{кп}$, м/с | $P_{зд}$, МПа | P_o , МПа |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------------------|----------------|-------------|
| 1450 | 0,993 | 0,248 | 0,95 | 5,08 | 1,85 |
| P_r , МПа | P_p , МПа | V_d , м/с | Φ , м ² | d, мм | |
| 1,8 | 6,27 | 105 | 0,00774 | 11 | |
| КНБК | | | | | |
| Кольцевое пространство | | | | | |
| Элемент | Рекр | Re кп | Skп | Rкп | Rмк |
| НУБТ 172-80 | 21180 | 28108 | 176 | 0,79 | 0,12 |
| ТБПК-127-М | 25680 | 17333 | 190 | 0,87 | 1,55 |

Продолжение таблицы 26

Внутри труб

| Элемент | Рекр | Re кп | λ | P_T |
|-------------|-------|-------|-----------|--------|
| НУБТ 172-80 | 30919 | 21647 | 0,031 | 0,0016 |
| ТБПК-127-М | 20876 | 29845 | 0,031 | 0,018 |

Использовано насосов один диаметр втулок 170мм

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой жины оскватбор керна для исследовательских работ не проводится, поскольку глубина залежи не большая и слагаемые выше породы однообразны по данным геологических исследований.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

| Параметр | Значение | Параметр | Значение |
|------------------------------------------------------------------------------|----------|------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| плотность продавочной жидкости $\rho_{prod}, \text{ кг/м}^3$ | 1020 | плотность буферной жидкости $\rho_{буф}, \text{ кг/м}^3$ | 1030 |
| плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}, \text{ кг/м}^3$ | 1400 | плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}, \text{ кг/м}^3$ | 1850 |
| плотность нефти $\rho_n, \text{ кг/м}^3$ | 981 | глубина скважины, м | 453 |
| высота столба буферной жидкости $h_1, \text{ м}$ | 0 | высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, \text{ м}$ | 192 |
| высота цементного стакана $h_{cm}, \text{ м}$ | 10 | динамический уровень скважины $h_d, \text{ м}$ | 80 |

2.4.2. Расчет наружных избыточных давлений

При нагнетании пара через параллельную скважину, крепь скважины испытывает термонапряжение и поэтому к качеству крепления скважин предъявляются особые требования. С этой целью разработан и внедрен комплекс технологий, направленных на повышение качества крепления скважин на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти. Технология вращения обсадной колонны при ее цементировании обеспечивает замещение бурового раствора цементным раствором в пространстве за обсадной колонной. Применение термостойкого цемента, в котором добавлено 30% кварцевой муки, обеспечивает прочность цементного камня при повышении температуры в скважине. Из за того что глубина залегания продуктивного пласта мала, наружные избыточные давления минимальны, как и пластовое $P < 0,5$ Мпа.

2.4.3. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода цементного раствора до поверхности) для эксплуатационной колонны. Цементируется эксплуатационная колонна по всей длине с применением термостойкого цемента с вращением эксплуатационной колонны во время цементирования.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 5,5 МПа.

В таблице 28 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

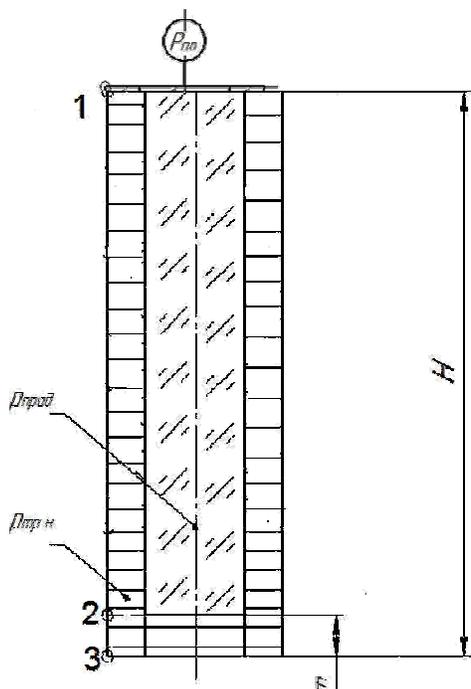


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 28 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

| Номер точки | 1 | 2 | 3 |
|-------------------------------------|-----|-----|-----|
| Глубина расположения точки, м | 0 | 443 | 453 |
| Внутреннее избыточное давление, МПа | 5,5 | 4,8 | 4,6 |

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 3 МПа.

В таблице 29 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 29 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

| | | |
|-------------------------------------|---|-----|
| Номер точки | 1 | 2 |
| Глубина расположения точки, м | 0 | 453 |
| Внутреннее избыточное давление, МПа | 3 | 2,8 |

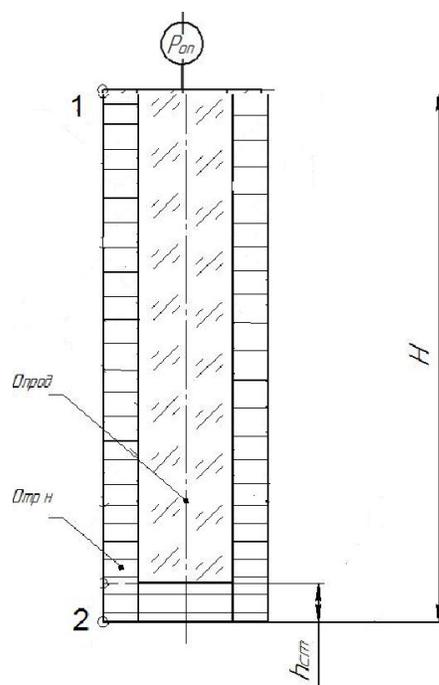


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 8

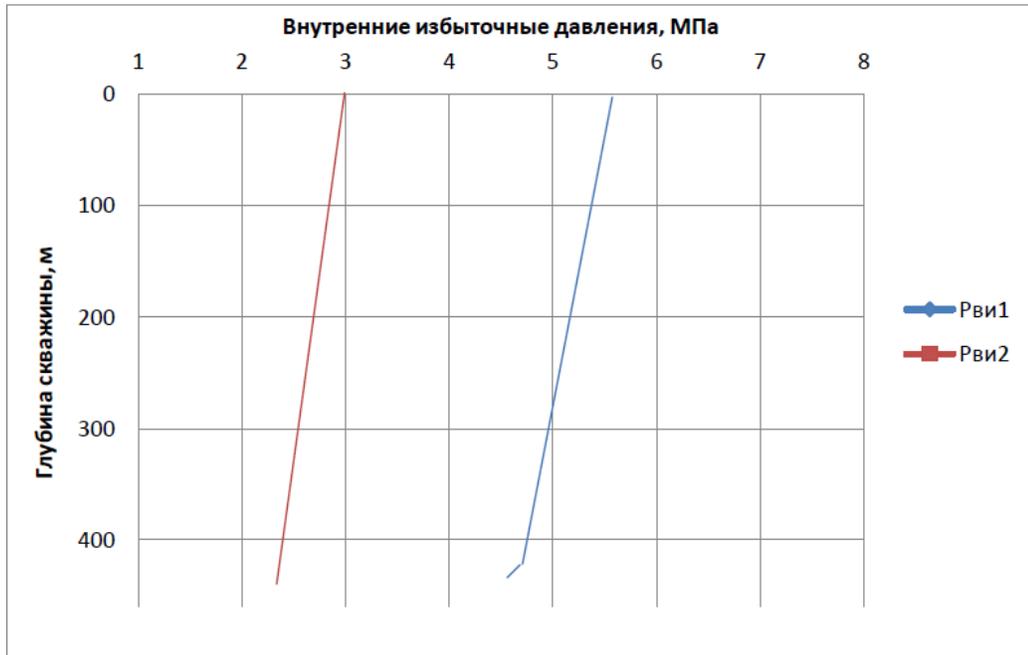


Рисунок 8 – Эюры внутреннего избыточного давления

2.4.4. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 30.

Обсадной трубы выбирается с учетом создаваемой нагрузки на вращение во время цементирования.

Таблица 30 – Характеристика обсадных колонн

| № секции | Группа прочности | Толщина стенки, м | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|----------|------------------|-------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
| | | | | 1 м трубы | секции | Суммарный | |
| 1 | Д | 8,94 | 453 | 0,31 | 45,38 | 45,38 | 0-453 |

2.5. Расчет процессов цементирования скважины

2.5.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

$6 < 17,29$ МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое дноступенчатое цементирование.

2.5.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 31.

Объем термостойкого цементного раствора определяется как полуторакратный объем заколонного пространства, во избежание в дальнейшем не герметизации в процессе эксплуатации.

Таблица 31 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

| | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| Тампонажный Раствор нормальной плотности и облегченный $\rho_{тр}=1850$ кг/м ³ | Объем Тампонажного раствора, м ³ 23,1 | Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг 45000 | Объем воды для Затворения тампонажного раствора, м ³ 22,5 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|

2.5.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Объем буферной и продавочной жидкости

| Наименование жидкости | Расчётный объём, м ³ |
|-----------------------|---------------------------------|
| Буферная | 18,3 |
| Продавочная | 11 |

2.6. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.6.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 9 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

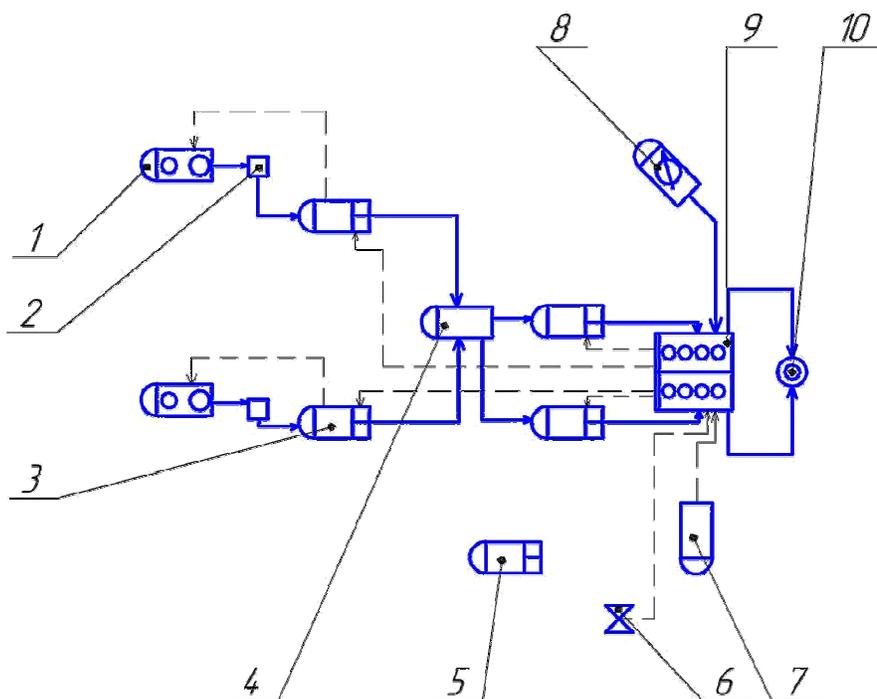


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.6.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 10.

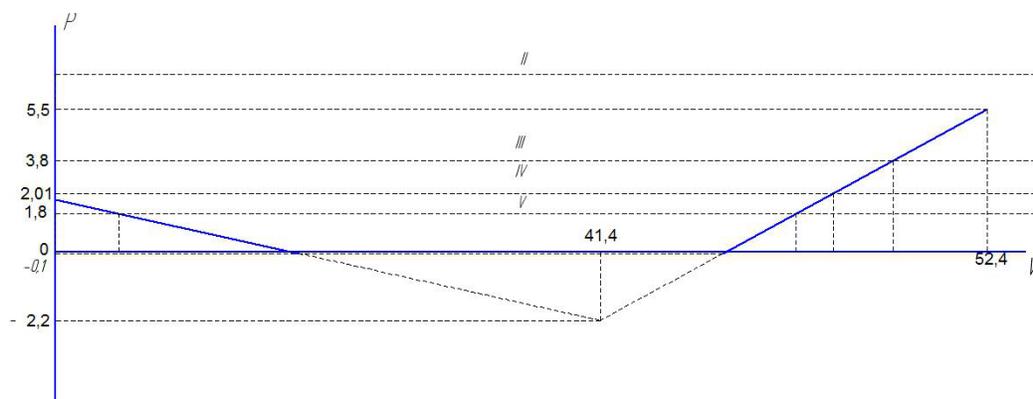


Рисунок 10 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 33 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 33 – Режимы работы цементировочных агрегатов

| Скорость агрегата | Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³ |
|-------------------|------------------------------------------------------------------|
| V | 44,2 |
| IV | 2,5 |
| III | 3,8 |
| II | 1,9 |

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 50 мин.

2.6.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- поплавковый башмак типа 996 с обратным клапаном;
- цементировочная головка типа ГЦВ-244,5/133;
- центраторы ТПЦ-244,5/290 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 34);
- фиксирующие кольца 244,5/260

Таблица 34 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

| Интервал установки, м | Обозначение | Количество, шт. |
|-----------------------|-----------------|-----------------|
| 0-453 | ТПЦ – 244,5/290 | 45 |

2.6.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Освоение эксплуатационных скважин на месторождении сверхвязких нефтей заключается в прогреве пласта нагнетанием водяного пара в течении нескольких месяцев. Буровыми подрядчиками выполняется только первый этап освоения – подготовка скважины к нагнетанию пара, заключающаяся в удалении глинистой корки и раствора из кольцевого пространства за щелевым фильтром. Удаление срезных заглушек дренажных отверстий хвостовика фильтра выполняется спуском фрезы(срезной воронки) на НКТ тли на гибкой трубе.

Устье скважины оборудуется устьевым герметизатором, герметизирующее пространство между кондуктором и эксплуатационной колонной.

Величина максимального устьевого давления после закачки пара составляет 2 Мпа, устанавливается следующая фонтанная арматура рисунок 11.

- 1 — обсадные трубы ОТТМ 244,5
- 2 — трубы ОТТМ 178
- 3 — НКТ 73
- 4 — кабель оптоволоконный
- 7 — кабель питания УЭЦН
- 8, 9 — уплотнения
- 10, 11 и 12 — тройники-трубодержатели
- 13 — манометры
- 14 — гибкая труба

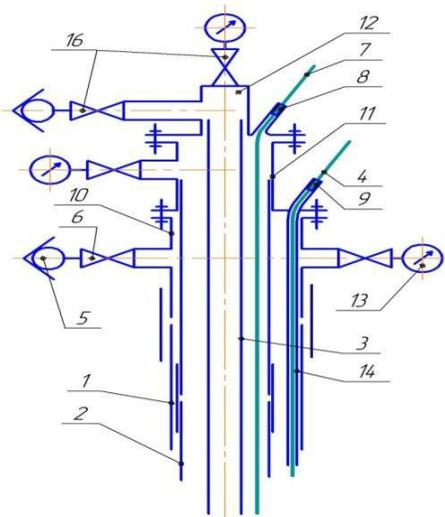


Рисунок 11- Схема фонтанной арматуры

2.7. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, и опыта строительства скважин, выбираем буровую установку **TIDRIL-60/500M**. Технические характеристики приведены в таблице 35. Изображение буровой установки представлена на рисунке 12.

Таблица 35 – Результаты проектирования и технические характеристики буровой установки для строительства проектной скважины



Рисунок 12 - Изображение буровой установки

| | | |
|----------------------------------------------------|-------|------|
| Длина опорной рамы бурового агрегата | м | 13,1 |
| Ширина опорной рамы бурового агрегата | м | 2,30 |
| Минимальный крутящий момент | кН/м | 5,3 |
| Максимальный крутящий момент | кН/м | 70 |
| Тяговое усилие при обратном движении колонны | кН | 1430 |
| Система встроенной лебедки (ВЛС) | кН | 900 |
| Максимальное тяговое усилие на себя | кН | 2320 |
| Максимальное тяговое усилие от себя | кН | 2320 |
| Угол наклона буровой мачты | град. | 0-50 |

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Методы горизонтально-направленного бурения скважин на нефть

Горизонтально-направленное бурение, ГНБ применяется при необходимости увеличения нефтедобычи продуктивных пластов при первоначальном исследовании или в случае восстановления скорости добычи. Основная задача метода горизонтального бурения пройти сложный участок пласта в продольном направлении. При этом длина участка может составлять от более 1 км. ГНБ является одним из приоритетных направлений при строительстве подземных забоев скважин, так как позволяет обеспечить полное соответствие проекту и при необходимости своевременно осуществлять корректировки.

Технология ГНБ в нефтепромышленности

Согласно технологии, бурение горизонтально-направленных скважин требует выполнения геологической разведки состава грунта и определения залегания продуктивного пласта. После этого необходимо выполнение подбора инструментов для бурения и сборки модулей буровой установки. Производят горизонтально-направленное бурение пилотной скважины с меньшим диаметром ствола по заданной траектории. При помощи специальных локационных устройств определяют положение головки в пластах и прокладывают путь в соответствии с проектом.

Комплекс для ГНБ разворачивается на подготовленной площадке в точке входа в скважину. Выполняется регулировка направляющей стрелы для совмещения оси буровой с подготовленным отверстием, а затем осуществляется якорение установки при помощи опорной плиты на шнеки. Стабилизаторы установки позволяют с высокой точностью выставить угол разработки грунта и провести горизонтально-направленное бурение.

В данном методе при помощи специального оборудования определяется глубина, на которой необходимо сделать горизонтальный участок ствола. Зная глубину оператор установки может в нужный момент начать бурение ответвления от вертикального ствола и выйти на горизонтальное направление. В начальной

точке поворота угол наклона может составлять примерно 20^0 к вертикали, что делает возможным выполнение точных расчётов точки входа ствола в нефтяной горизонт. Во время горизонтально-направленного бурения проверяется положение буровой головки через 3 м прохода траектории и анализируются данные для проведения корректировки.

На втором этапе бурение горизонтально-направленных скважин проводят по заданной траектории с расширением скважины до нужного диаметра. Однако при этом диаметр расширителя должен превышать расчётный на 20-30%, которые пойдут на установку обсадной трубы. Расширение может быть проведено при помощи метода ГНБ специальной породоразрушающей головки обратного действия или риммера.

В момент бурения, согласно технологии, непосредственно в скважину подаётся бентонитный раствор (тонко измельчённая глина с конкретными физическими свойствами), позволяющий существенно снизить трение ПРИ, укрепить стенки скважины и достать измельчённый грунт на поверхность земли. Если возникает ситуация с остатком излишков раствора, то его необходимо откачать.

Применение горизонтально-направленного бурения

Бурение горизонтально направленных скважин в следующих случаях:

1. При необходимости обхода сложных участков исследуемого горизонта.
2. Для вскрытия продуктивного пласта, который находится на дне морей или океанов и применить технологию отличную от горизонтально-направленного бурения невозможно.
3. Для отвода от основного ствола скважины в сторону горизонтально-направленного нефтеносного горизонта.
4. При выполнении горизонтально-направленного забуривания дополнительного ствола с целью обнаружения новых продуктивных пластов.
5. Бурение горизонтально-направленных скважин с целью обхода скальных пород, которые могут существенно усложнить процесс освоения горизонта.

6. При кустовом бурении с целью увеличения производительности и снижения затрат на буровые работы.

7. Выполнение ГНБ для ликвидации завалов или аварий.

8. С целью увеличения поверхности дренажа разрабатываемого пласта.

Если месторождение находится на дне моря или океана, то процесс бурения связан с наименьшими затратами. При необходимости монтажа специальной морской платформы процесс строительства и дальнейшей эксплуатации потребует значительных расходов. Аналогичная ситуация может возникнуть и при возведении нефте- и газохранилищ под землей.

Процесс ГНБ, что расшифровывается как горизонтальное направленное бурение, связан с внедрением новых технологий, позволяющих делать скважины, имеющие большое отклонение от оси по вертикали. Данные возможности являются очень ценными, так как расположение слоев с содержанием нефти чаще является горизонтальным. Горизонтальные скважины обладают высокой производительностью, если их сравнивать с вертикальными скважинами, сделанными в одних и тех же слоях, содержащих нефть.

Осуществляют проходку в слоях в установленном технологическом режиме бурения, что характерно для ГНБ. При этом весь процесс должен сочетаться с четко поставленными условиями работы установки, то есть устройства, разрушающего забой горизонтальной скважины. Показателями эффективности разрушения являются следующие:

1. Нагрузка на устройство (долото), связанная с осевым давлением.
2. Число оборотов при вращении долота.
3. Уровень качества глины в слоях и ее количество.
4. Способ подачи инструмента для забоя и др.

Если принять во внимание комплекс всех факторов, характерный для режима процесса бурения, то можно выявить способ бурения, который является наиболее эффективным. При этом выполнение условий работы обычно соответствует способам бурения скважин. Поэтому соблюдение оптимальных условий технологии режима бурения сочетается с ростом показателей эффективности проходки в результате горизонтального бурения.

Таблица 23 -Техническая характеристика бурового комплекса "TIDRIL-60/300M"

| | | |
|----------------------------------------------|----|--------|
| Длина опорной рамы бурового агрегата | м | 13,1 |
| Ширина опорной рамы бурового агрегата | м | 2,30 |
| Минимальный крутящий момент | кН | 35,36 |
| Максимальный крутящий момент | кН | 81,3 |
| Тяговое усилие при обратном движении колонны | кН | 1334,4 |
| Система встроенной лебедки (ВЛС) | кН | 889,6 |
| Максимальное тяговое усилие | кН | 2224 |

Таблица 24- Техническая характеристика бурового комплекса "TIDRIL-60/500M"

| | | |
|----------------------------------------------|----|-------|
| Длина опорной рамы бурового агрегата | м | 13,1 |
| Ширина опорной рамы бурового агрегата | м | 2,30 |
| Минимальный крутящий момент | кН | 81,3 |
| Максимальный крутящий момент | кН | 35,36 |
| Тяговое усилие при обратном движении колонны | кН | 1430 |
| Система встроенной лебедки (ВЛС) | кН | 900 |
| Максимальное тяговое усилие | кН | 2320 |

Заключение.

Горизонтально-направленная технология бурения позволяет осваивать сложные участки залегания продуктивных пластов, выполнять дополнительные ответвления основной скважины, проводить более эффективную добычу нефти за счёт увеличения площади дренажа. Существует несколько методов проведения таких работ, которые выбираются в зависимости от технических условий.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Структура и организационные формы работы предприятия

С октября 2014 предприятие принимает участие в реализации крупного проекта по освоению залежей сверхвязкой нефти на месторождениях в республике Татарстан, которому присвоен статус национального (по добыче нефтяного сырья и последующей переработки (гидроконверсии) с целью получения высококачественных топлив, масел и сырья для нефтехимических процессов). Самым главным организационным звеном предприятия является аппарат управления. От работы этого аппарата зависят организация всех работ на предприятии, зависит слаженность действий цехов и различность подчиняющихся ему служб, а значит качество и скорость выполняемых работ.

Организационная структура предприятия представлена на рисунок 4.1

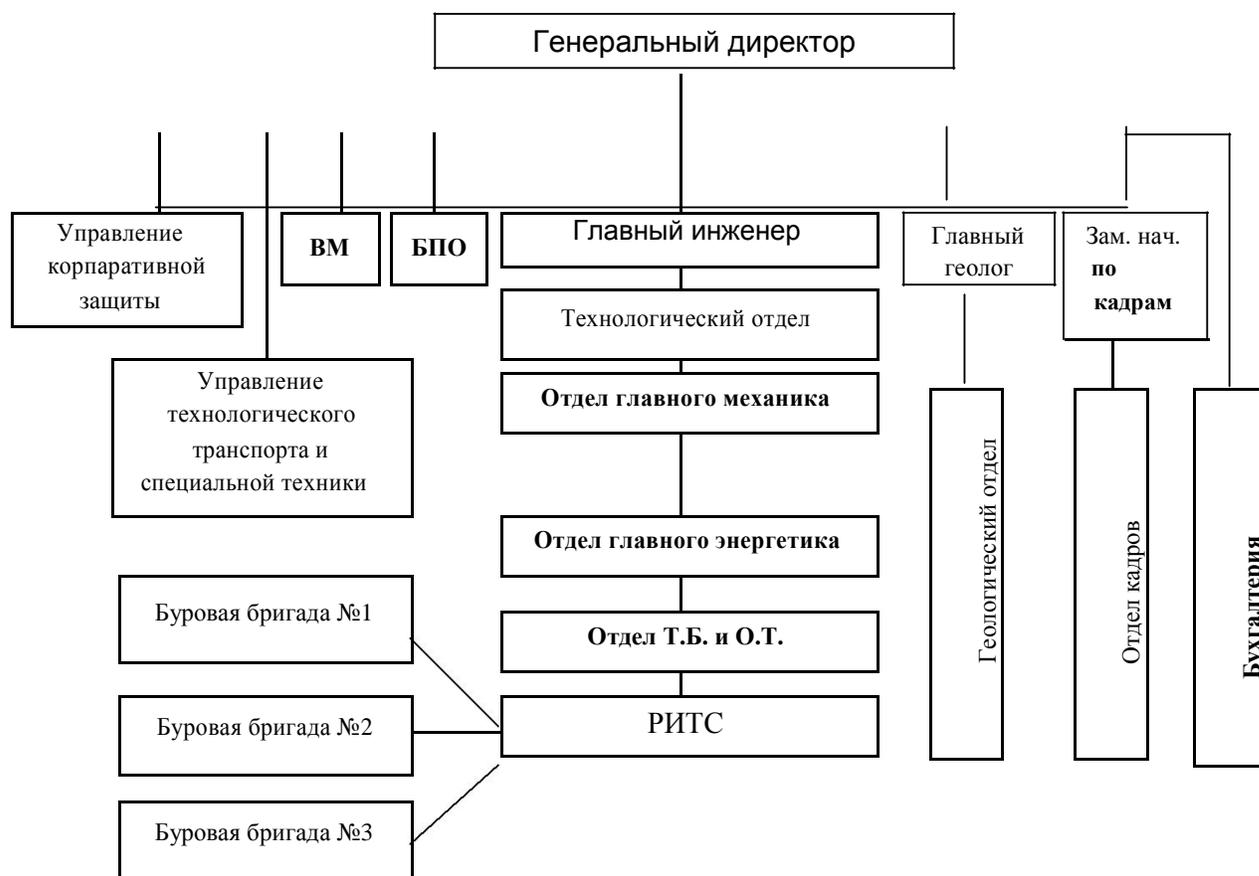


Рисунок 16 – Обзорная структурная схема предприятия ООО “Smart-Drilling”

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Составление нормативной карты производится на основании методических указаний.

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Расчет нормативного времени на механическое бурение $N^*ч$, проводится путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени бурения 1 м, т.е.:

$$T_m = T_M^{1M} \cdot H, \quad (3)$$

где T_m – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала, ч/м;

T_M^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), ч;

H – количество метров в интервале, м.

При бурении под кондуктор: $N = 150 \cdot 0,020 = 3ч$. Расчеты для эксплуатационной колонны выполняются аналогично. Нормативное количество долот n , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{H}{H_d}$$

Где n – нормативное количество долблений;

H – количество метров в интервале, м;

H_d – проходка на долото (из местных норм), м.

При бурении под кондуктор: $n = 150 / 1200 = 0,125$ шт. Расчеты эксплуатационной колонны выполняются аналогично.

4.2.2. Расчет нормативного времени на наращивание труб.

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по следующей формуле: $T_H = T_H^{1T} \cdot N_H$ (5)

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание, час;

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле:

$$N_H = \frac{H - d}{L}, \quad (6)$$

$$\text{для первого интервала бурения: } N_H = \frac{H}{L}, \quad (7)$$

для последующих интервалов, поскольку на дальнейших интервалах от длины неизменной части инструмента зависит только общее количество спущенных и поднятых свечей, а количество наращиваний зависит от длины интервала бурения.

где H – длина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента, м;

L_T – длина трубы (10 м), м.

Норма времени на одно наращивание для инструмента диаметром 127мм составляет 6 мин., или 0,09 ч.

4.2.3. Время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента.

Нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, рассчитывается по формуле

$$T_{np} = \frac{\left[\frac{(H_1^1 + H_1^1) \cdot T_{1np}^1 \cdot n^1}{200} + \frac{(H_2^1 + H_2^2) \cdot T_{1np}^2 \cdot n^2}{200} + \dots + \frac{(H_n^1 + H_n^n) \cdot T_{1np}^n \cdot n^n}{200} \right]}{60} \quad (8)$$

где $H_1^1, H_1^2, \dots, H_1^n$ – начальные глубины интервалов, м;

$H_2^1, H_2^2, \dots, H_2^n$ – конечные глубины интервалов, м;

$T_{1np}^1, T_{1np}^2, \dots, T_{1np}^n$ – нормативное время одной промывки одного 50 метрового интервала скважины (из ЕНВ), 30 мин;

n^1, n^2, \dots, n^n – количества долблений по интервалам.

4.2.4. Время на проверку турбобура.

Смена и проверка турбобура производится после 100 часов работы турбобура на забое скважины. Временем непосредственной работы турбобура считается время механического бурения и промывки. Расчет производится по

$$\text{формуле: } T_{см} = \frac{T_m + T_{np}}{100} \cdot T_{1см}, \quad (9)$$

где T_m – нормативное время механического бурения турбинным способом, час;

T_{np} – нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, час;

$T_{1см}$ – норма времени на одну смену и проверку турбобура (из ЕНВ равна 0,63 часа).

4.2.5. Время на подготовительно – заключительные работы.

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при СПО рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле: $T_{нзр} = T_{1нзр} \cdot n$, (10) При турбинном бурении норма составляет 36 минут или 0,55 ч. При первом долблении норма принимается 9 минут или 0,15 ч.

4.2.6. Опрессовка бурильных труб.

Опрессовка бурильных свечей проводится через каждые 500 м глубины скважины. Расчет нормативного времени на опрессовку проводится по формуле:

$$T_{он} = \sum_{i=1}^n * \left(T_{нз0} + T_{он}^{1c} * \frac{H_i}{L} \right)$$

где $T_{нз0}$ – норма времени на подготовительно – заключительные работы к опрессовке, равная 1,7 часа (по ЕНВ);

$T_{он}^{1c}$ – норма времени на опрессовку одной трубы, равная 0,11 часа (по ЕНВ);

n – количество опрессовок в зависимости от глубины скважины;

L – длина трубы, м;

–длина опрессованного бурильной колонны (500 , 1000 , 1 2 Н □ м d Н □ м d 1500 , 3 Н □ м d и.т.д., где d –длина неизменной части инструмента), м.

4.2.7. Расчет нормативного времени на вспомогательные виды работ.

На ряду с СПО и креплением скважины во время строительства скважины входят и вспомогательные операции: промывки скважины (во время бурения, перед СПО, перед бурением); наращивания во время бурения; ПЗР к СПО; смена долота; геофизические исследования скважин; проверка ПВО; ремонтные работы; смена вахт; прочие (не учтенные) виды работ.

При определении нормативного времени на вспомогательные и прочие виды работ следует пользоваться сборником ЕНВ.

Нормативное время на смену долота рассчитывается по интервалам по

$$T_{д=Т_{д}^1} * \frac{n}{60}$$

где n – нормативное количество долблений по интервалам;

Нормы времени на смену долот типа БИТ: 7 минут на отвертывание, 7 минут на навертывание. Также в турбинном бурении предусмотрено время на наружный осмотр турбобура и проверку люфта, на эту работу предусмотрено 2 мин, тогда полное время на смену долота будет составлять: 16 мин. или 0,27 ч.

4.3. Составление нормативной карты

Нормативная карта представлена в таблице 36.

Таблица 36– Нормативная карта

| Наименование работ | Тип и размер долота | Интервал бурения, м | | Норма | | Проходка в интервале, м | Количество долблений, шт | Время механического бурения, час | СПО и прочие работы, час | Всего, час |
|--------------------------------------|---------------------|---------------------|-----|-----------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------|----------------------------------|--------------------------|------------|
| | | от | до | Проходка на долото, м | Время бурения 1 м, ч | | | | | |
| Бурение под кондуктор | 295,3 СЗ-ГВУ | 0 | 150 | 1000 | 0,16 | 150 | 0,83 | 3 | 20 | 23 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,5 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 3,23 |
| Смена долот (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,27 |
| ПЗР к СПО (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,29 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 35,83 |
| ПГИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 10,30 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 5,14 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,5 |
| Итого: | | | | | | | | | | 81,06 |
| Бурение под эксплуатационную колонну | 295,3 ETS11 | 150 | 453 | 800 | 0.1 | 303 | 0.46 | 10.1 | 27.3 | 37,4 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 3,02 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 10,15 |
| Смена долот (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,27 |
| ПЗР к СПО (ЕНВ) | | | | | | | | | | 3,35 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 59,54 |
| ПГИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 28,80 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 17,36 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 2,15 |
| Геофизические исследования | | | | | | | | | | 17,51 |
| Итого: | | | | | | | | | | 179,55 |

Продолжение таблицы 36

| | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------|-----------|-----|------|------|------|-----|------|------|------|--------|
| Бурение под хвостовик | БИТ 215,9 | 453 | 1300 | 3000 | 0,08 | 897 | 0,46 | 19,9 | 27,5 | 47,4 |
| Промывка (ЕНВ) | Е616-А1 | | | | | | | | | 8,97 |
| Нарращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 15,15 |
| Смена долот (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,27 |
| ПЗР к СПО (ЕНВ) | | | | | | | | | | 3,25 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 24,54 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 16,36 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 2,79 |
| Итого | | | | | | | | | | 118,73 |
| Геофизические исследования | | | | | | | | | | 29,54 |
| Итого по колоннам | | | | | | | | | | 408,88 |
| Проектная продолжительность бурения и крепления скважины,сут | | | | | | | | | | 17,03 |

4.4. Определение нормативных технико-экономических показателей бурения скважины

После составления нормативной карты рассчитываются нормативные технико-экономические показатели проводки скважины.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = H/t_M \text{ м/час,}$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = 1300/33 = 39,39 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

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

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

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

$V_P = 1300/(33 + 74,8 + 4,16) = 11,61 \text{ м/час}$. Коммерческая скорость определяется по формуле: $V_K = H \cdot 720/T_K \text{ м/ст.мес}$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = 1300 \cdot 720/408,88 = 2289 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{ср} = H/n \text{ м,}$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{ср} = 1300/3 = 433 \text{ м.}$$

4.5 Разработка календарного план – графика строительства скважины

Составляя линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и построить все скважины за запланированное время. Остальные бригады не должны по возможности простаивать.

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

Таблица 37 – Продолжительность бурения и монтажа

| Вид работ | Недели | | | | | | | | | | | | |
|-----------|--------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|--|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| Монтаж | | | | | | | | | | | | | |
| Бурение | | | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж | | | | | | | | | | | | | |

- монтаж буровой установки (3,89 суток)
- бурение скважины (17,03 суток)
- демонтаж (3,01 суток)

4.6. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в таблице 38

Общий расчет сметной стоимости геологического задания

Общий расчет сметной стоимости геологического задания представлен в таблице 38.

Таблица 38

| № | Наименование работ и затрат | Объем | | Сумма основных расходов, единиц на объем | Итого руб. |
|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------|------------|------------------------------------------|------------|
| | | Ед.изм | Количество | | |
| 1 | ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ | | | | |
| | А. Собственно-геологоразведочные работы: | | | | |
| | - проектно-сметные | сут. | 17.03 | | 552356 |
| | - буровые работы | м | 1350 | | 2463590 |
| | Итого полевых работ: Σ1 | | | | 3015946 |
| | - организация полевых работ | % | 1,4 | от Σ1 | 42233,2 |
| | - ликвидация полевых работ | % | 1,3 | от Σ1 | 40789,3 |
| | - камеральные и т.д. | % | 30 | от Σ1 | 904783,8 |
| | Итого основных расходов: | | | | 987806,3 |
| | Б. Сопутствующие работы и затраты | | | | |
| - строительство временных зданий и сооружений | % | 20 | т Σ1 | 603189,2 | |
| - транспортировка грузов и персонала | % | 30 | от Σ2 | 904783,1 | |
| Итого себестоимость проекта: Σ3 | | | | 1507973 | |
| 2 | НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ | % | 25 | от Σ2 | 226195,7 |
| 3 | ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ | % | 13 | Σ2+НР*15% | 1076728 |
| 4 | КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ | | | | |
| | - производственные командировки | % | 0,5 | от Σ1 | 14079,7 |
| | - полевое довольствие | % | 3 | от Σ2 | 27143,8 |
| | - доплаты | % | 8 | от Σ2 | 728652,8 |
| | - охрана природы | % | 1,5 | от Σ2 | 18530,4 |
| 5 | ПОДРЯДНЫЕ РАБОТЫ | % | 10 | от Σ2 | 500316,0 |
| 6 | РЕЗЕРВ | % | 3 | от Σ3 | 107944,2 |
| ИТОГО сметная стоимость | | 8749247,61 | | | |
| Договорная цена с учетом НДС (+ 18%) | | 13721498,52 | | | |

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а так же проектных сроков по строительству скважины составляется штатное расписание производственного персонала и расчет фонда оплаты труда. Штатное расписание персонала представлено в таблице 40.

Таблица 40- Штатное расписание персонала

| Наименование должности и профессии | Кол-во человек | Разряд | Продолжительность работы, месяц | Кол-во чел. мес | Месячный оклад или ставка | | Фонд заработной платы, руб. |
|------------------------------------|----------------|--------|---------------------------------|-----------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | | | | Основной, руб. | С учетом коэф. 1,5, руб. | |
| Главный инженер | 1 | - | 22,4 | 44,8 | 110213 | 160820 | 168768 |
| Главный технолог | 1 | - | 22,4 | 44,8 | 100680 | 150020 | 153848 |
| Технолог | 2 | - | 22,4 | 44,8 | 70048 | 100572 | 221626 |
| Буровой мастер | 2 | - | 22,4 | 44,8 | 63055 | 95032 | 189037 |
| Мастер по испытанию | 2 | - | 6,9 | 13,8 | 63055 | 95032 | 189542 |
| Геолог | 2 | - | 6,9 | 13,8 | 70048 | 100572 | 201894 |
| Итого: | 10 | | | | | | 943005 |
| Основной состав буровой бригады | | | | | | | |
| Бурильщик | 4 | VI | 12,46 | 49,84 | 40454 | 60681 | 332981 |
| Помощник бурильщика | 8 | V | 12,46 | 99,68 | 30842 | 50763 | 574456 |
| Помощник бурильщика | 4 | IV | 12,46 | 49,84 | 30366 | 50049 | 251642 |
| Машинист БУ | 2 | VI | 12,46 | 24,92 | 40454 | 60681 | 166491 |
| Моторист | 4 | V | 12,46 | 49,84 | 30842 | 50763 | 287228 |
| Моторист | 4 | IV | 12,46 | 49,84 | 30366 | 50049 | 251642 |
| Слесарь БО | 2 | V | 12,46 | 24,92 | 30842 | 50763 | 143614 |

Продолжение таблицы 40

| | | | | | | | |
|---------------------------------------|----|---------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Лаборант-коллектор | 2 | III | 12,46 | 24,92 | 20992 | 44088 | 111841 |
| Итого: | 30 | | | | | | 2119895 |
| Основной состав вышкомотажной бригады | | | | | | | |
| Монтажник | 4 | VI | 3,03 | 12,12 | 40114 | 60171 | 74793 |
| Монтажник | 8 | V | 3,03 | 24,24 | 30536 | 50304 | 128569 |
| Монтажник | 8 | IV | 3,03 | 24,24 | 30094 | 40641 | 112498 |
| Монтажник | 4 | III | 3,03 | 6,06 | 20754 | 40131 | 50068 |
| Сварщик | 2 | VI | 3,03 | 6,06 | 40114 | 60171 | 37396 |
| Сварщик | 2 | V | 3,03 | 6,06 | 30536 | 50304 | 32142 |
| Электромонтер | 2 | V | 3,03 | 6,06 | 30536 | 50304 | 32142 |
| Электромонтер | 2 | IV | 3,03 | 6,06 | 30094 | 40641 | 28124 |
| Крановщик КП-25 | 2 | VI | 3,03 | 6,06 | 40114 | 60171 | 37396 |
| Бульдозерист | 4 | VI | 3,03 | 12,12 | 40114 | 60171 | 74793 |
| Итого: | 38 | | | | | | 607921 |
| Вспомогательный состав | | | | | | | |
| Повар | 2 | IV | 22,4 | 44,8 | 20890 | 40335 | 194208 |
| Повар | 2 | III | 22,47 | 44,8 | 20550 | 30825 | 171360 |
| Электрогазосварщик | 2 | V | 12,46 | 24,92 | 30298 | 40947 | 123280 |
| Эл. монтер по обл. БО | 2 | V | 12,46 | 24,92 | 30298 | 40947 | 123280 |
| Приготовитель П.Ж | 2 | III | 12,46 | 24,92 | 20550 | 30825 | 95319 |
| Тракторист | 2 | V | 12,46 | 24,92 | 30298 | 40947 | 123280 |
| Машинист ЦА-320 (СМН) | 2 | VI | 12,46 | 24,92 | 20890 | 40335 | 108028 |
| Машинист котельной | 4 | III | 12,46 | 49,84 | 20550 | 30825 | 190638 |
| Лаборант | 2 | III | 6,9 | 13,8 | 20550 | 30825 | 52785 |
| Итого: | 20 | 1182178 | | | | | |
| Всего, согласно штатному расписанию: | 98 | 6438831 | | | | | |

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Профессиональная социальная безопасность

Объект исследования: Буровая установка для бурения нефтяной скважины глубиной 1300 метров.

В районе рабочей зоны, располагается оборудование для удаленного контроля и мониторинга за процессами бурения. Оборудование работает круглый год без перерывов, исключая время на проведение ремонта.

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

Таблица 41– Основные опасные и вредные производственные факторы

| Вид работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г. | Нормативные документы | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Камеральный этап (работа внутри помещения) | | | |
| Работа за персональным компьютером (ПК) оборудованием удаленного Контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения | Вредные | Опасные | |
| | Отклонение показателей микроклимата помещения | | СанПиН 2.2.4.548-96 |
| | Освещенность рабочей зоны | | |
| | Напряженность труда | | |
| | Повышенный уровень шума | | |
| | Повышенный уровень вибрации | Электрический ток | ГОСТ12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ12.1.005-88 Правилоустройств электроустановок ГОСТ12.2.003-91 |
| | Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны | | |

Продолжение таблицы 41

| | | | |
|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|--|
| | Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны | Пожаровзрывобезопасность | |
| Полевой этап | | | |
| | Отклонение показателей климата на открытом воздухе | Опасные | |
| Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке | Превышение уровней шума | Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования | |
| | Превышение уровня вибрации | Электрический ток | |

5.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

исследование микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 42) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96 [11].

Таблица 42 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

| Сезон года | Категория тяжести выполняемых работ | Температура, °С | | Относительная влажность, % | | Скорость движения воздуха, м/с | |
|------------|-------------------------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|
| | | фактическое значение | допустимое значение | фактическое значение | допустимое значение | фактическое значение | допустимое значение |
| Холодный | 1б | 22 | 19-24 | 45 | 15-75 | 0-0,05 | 0,1 |
| Теплый | 1б | 24 | 20-28 | 55 | 15-75 | 0-0,05 | 0,1 |

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Неудовлетворительные метеоусловия

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 43. Таблица 43 –Погодные условия

| Скорость ветра, м/с | Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$ |
|-------------------------|-----------------------------------------|
| При безветренной погоде | - 40 |
| Не более 5,0 | - 35 |
| 5,1–10,0 | - 25 |
| 10,0–15 | -15 |
| 15,1–20,0 | -5 |
| Более 20,0 | 0 |

Неудовлетворительные освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое) [3].

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк [3]. В таблице 44 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 44 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения [3]

| Помещения | Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизон.) В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м | Естественное освещение | | Совмещённое освещение | | Искусственное освещение | | |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------|-----------|
| | | КЕО e_H , % | | КЕО e_H , % | | Освещенность, лк | | |
| | | при верхнем или комбинированном освещении | при боковом освещении | при верхнем или комбинированном освещении | при боковом освещении | при комбинированном освещении | всего | от общего |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения | | | | | | | | |

Повышенный уровень шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999) [9]. Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.таблица45

Превышение уровней вибрации:

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу. таблица46

Таблица 45 - Уровень звукового давления на буровой

| | | | | | | | |
|-------------------------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|
| Частота, Гц | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 |
| ПДУ для буровых установок, дБ | 91 | 83 | 77 | 73 | 70 | 68 | 66 |

Таблица 46 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

| Вибрация | Направление формирования вибрации | Среднегеометрические частоты, Гц | | | | | | | | | |
|-----------|-----------------------------------|----------------------------------|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| | | 1 | 2 | 4 | 8 | 16 | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 |
| Общая | Вертикальное (по оси) | 20 | 7,1 | 2,5 | 1,3 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | - | - |
| | | 132 | 123 | 114 | 108 | 107 | 107 | 107 | 107 | | |
| Локальная | по каждой оси | - | - | - | 5,0 | 5,0 | 3,5 | 2,5 | 1,8 | 1,3 | 0,9 |
| | | | | | 120 | 120 | 117 | 114 | 111 | 108 | 105 |

Опасность повышенной запыленности и загазованности рабочей

зоны:

В процессе работы всей установки вследствие создаваемой вибрации поднимается и осаждается пыль, также все рабочие механизмы подвергаются смазке маслами, от которых со временем в окружающую среду выделяются вредные вещества, количество которых представлено в таблице 7. ПДК согласно ГОСТ 12.1.005-88 [12].

Таблица 47 — Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе

| Наименование веществ | Формула | ПДК | |
|------------------------------------------------|--------------------------|-------------|-------------------|
| | | % по объему | мг/м ³ |
| Азота окислы (в пересчете на NO ₂) | NO+NO ₂ | 0,00025 | 5 |
| Акролеин | CH ₂ -CH-C-OH | - | 0,7 |
| Альдегид масляный | - | - | 5 |
| Углерода окись | CO | 0,0016 | 20 |
| Масла минеральные (нефтяные) | - | - | 5 |
| Сероводород | H ₂ S | 0,00066 | 10 |

Продолжение таблицы 47

| | | | | |
|-----------------------------|---|-------------------|---------|-----|
| Углеводороды пересчете на С | в | - | - | 300 |
| Формальдегид | | CH ₂ O | - | 300 |
| Ангидрид сернистый | | SO ₂ | 0,00035 | 10 |

Мероприятия для защиты от данного вида вредного воздействия: проводить влажную уборку помещения один раз в неделю и проветривание помещения искусственным и естественным методами.

5,3 Анализ выявленных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению при бурении скважины Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса. Для этого проводят следующие мероприятия:

1 Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).

2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.

3 На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.

4 Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

5 Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку.

Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

6 Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Поражение током:

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ [17].

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [18]. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

1 Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;

2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

3) Применение предупреждающей сигнализации;

4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.[17]

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, зануление, УЗО

Пожаровзрывобезопасность: бурового комплекса

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте [16]. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту [16]: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей

с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту [16]. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами. Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;

- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара. Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3 з шт;

- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

5.4. Экологическая безопасность

При установке, работе и обслуживании установки создаются воздействия на окружающую среду согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» [22]. (таблица 48).

Таблица 48 — Вредные воздействия на окружающую среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и природоохранные мероприятия по их устранению

| Природные ресурсы и компоненты окружающей среды | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Земля и земельные ресурсы | Повреждение слоя почвы в месте кустовой площадки | Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки |
| | Загрязнение почвы химреагентами, маслами | Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов |
| | Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижение установки | Засыпка создаваемых неровностей |
| Лес и лесные ресурсы | Вырубка лесов, под установку оборудования | Соблюдение норматива отвода земель в заселенных территориях, попенная плата |
| Вода и водные ресурсы | Вредных воздействий не выявлено | |
| Недра | Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением | Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах |
| Воздушный бассейн | Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы | Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования |
| Животный мир | Нарушение мест обитания животных, распугивание вследствие воспроизводимых высоких уровней шумов и вибрации | Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных |

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении геолого-технических работ направленных на интенсификацию добычи наиболее вероятным и разрушительным стихийным бедствием является наводнение во время паводка, а также возгорание рабочих механизмов и оборудования.

Вследствие затопления, устройства автоматики и системы ПБ могут выйти из строя, что приведет к неправильной и неконтролируемой работе оборудования. Последствия могут нести масштабный характер: обрыв водовода высокого давления, вследствие чего вода будет выходить в окружающую среду под высоким давлением (20 МПа), что приведет к нарушению растительного мира. Также могут выйти из строя нагнетательные скважины. Это нарушит работу залежи и пагубно скажется на дальнейшей добычи. При возникновении ЧС руководствоваться правилами Постановления правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» [20].

Вследствие возгорания, может выйти из строя буровая установка. Последствия аварии могут привести к уничтожению всего оборудования, находящегося на кустовой площадке, и на прилегающей территории. При возникновении ЧС руководствоваться правилами Постановления Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. №56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]

Мероприятия по устранению ЧС затопления :

- ограждать территорию места высокой обваловкой;
- изолировать всю поверхность нижней части блок-бокса от попадания воды;
- своевременно подготавливаться к периоду паводка (проверять состояние обваловки, укреплять ее при необходимости);
- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста;
- в случае возникновения ЧС выключить насосные установки и пустить воду в нагнетательные скважины под приходящим давлением (12 МПа),

отключить всю автоматику;

- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады, в случае несвоевременного обнаружения ЧС удалять лишнюю воду из помещений, занять самую высокую точку для обеспечения собственной безопасности.

5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена инженера-технолога состоит из 12 часового рабочего дня или ночи. Рабочее оборудование проходит систематические проверки.

Запрещен допуск к работе сотрудников, не имеющих допуск к работам.

Согласно трудовому кодексу и коллективному договору общества.

Каждому инженеру-технологу в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды, для работы на кустовой площадке.

Кустовая площадка и рабочие помещения снабжены новейшими системами пожарной безопасности (ПБ). Датчики перегрева, короткого замыкания и повышенного давления стоят на всех узлах и во всех помещениях, где это необходимо и сигнализируют о неполадках и выводят данные об ошибке на монитор с точным местом сбоя в системе установки. При необходимости система ПБ автоматически отключается или перекрывает узлы установки, для предотвращения аварии. Проверка системы безопасности необходима каждые три месяца.

За работу в ночное время и работу вахтовым методом, работнику полагается надбавка согласно его месячному окладу. Также предоставляется горячее питание на промысле, а в случае аварии на установке и выполнения работ по ее устранению в кратчайшие сроки, работнику полагается премия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной скважины методом горизонтально направленного бурения на Ашальчинском месторождении (Республики Татарстан) сделаны и приведены расчеты, пояснения по рассмотренным частям диплома.

Приведена экономическая, географическая, нефтеносная характеристика, геологические условия разреза района работ в Республике Татарстан.

Выбран обоснованный способ бурения на интервалах с применением винтового забойного двигателя.

Рассчитаны, обоснованные проектируемые нагрузки на буровой породоразрушающий инструмент, таких как осевое усилие и частоты вращения. Выбрана и обоснована КНБК согласно методике расчета.

Выбран буровой раствор с нужными характеристиками с учетом, что разрез сложен неустойчивыми породами.

Введенные правительством России льготы по НДС для выработки трудноизвлекаемой нефти дали большой стимул для увеличения разработки месторождений битумов. Льготами воспользовалась компания ПАО «Татнефть». У ПАО «Татнефть» находятся четырнадцать разведанных залежей битумной нефти, которые являются государственными запасами России.

Этот проект является технологией постройки горизонтально направленных скважин, и в будущем планируется увеличение добычи как отдельной скважины так и в целом по России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
2. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов [Текст] / А.А. Липаев. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
3. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань : ФЭН, 2010. – 335 с. : ил.3.
4. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.:Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
5. Булатов, А.И. Проектирование конструкций скважин [Текст]: учеб. по-собие / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, О.А. Лебедев. – М.: Недра, 1984. – 125 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: введ в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с.
8. Геологические и технологические особенности разработки залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения [Текст] / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, А.Т.Зарипов, И.Ф. Гадельшина // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 34-37.
9. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
10. Акбулатов, Т.О. Расчет гидравлической программы проводки скважин [Текст]: учеб. пособие / Т.О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 48 с.
и Пат. 2340768 Российская Федерация, МПК⁸ Е 21 В 43/24. Способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с

- использованием двухустьевых горизонтальных скважин [Текст] / Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И. ; заявитель патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2007102096/03 ; заявл. 19.01.07 ; опубл. 10.12.08, Бюл. № 34.
12. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М.Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
13. Молчанов, А. А. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для проводки и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных скважин Западной Сибири (опыт применения и перспективы). НТВ АИС «Каротажник», № 59, 1999. С.85-91.
14. Абрамов, Г. С. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для точнонаправленного бурения нефтегазовых скважин Западной Сибири. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, 1998.
15. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
16. Российская Федерация. Законы о промышленной безопасности опасных производственных объектов [Текст]: Федер. закон № 116-ФЗ: принят 21.07.97(ред. От 04.03.2013, с изм. И доп., вступившими в силу с 01.07.2013).
17. Панов, Е.Г. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебник / Е.Г. Панов. – М.: Недра, 1982. – 112 с.
18. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности [Текст]: НПБ 105-95: утв. Гл. гос. инспектором Рос. Федерации по пожарному надзору: ввод в действие с 01.01.96. – М.: ГУ ГПС МВД России, 1996. – 16 с.
- 19 Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.