

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



Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3035 метров на нефтяном месторождении Томской области» УДК 622.323: 622.243.23(571.16) |

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------------|---------|------|
| 2БЗВ | Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Епихин Антон Владимирович | – | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Бурение нефтяных и газовых скважин | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | |

Томск – 2017г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Кафедра бурения скважин

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

| Группа | Фамилия Имя Отчество |
|--------|--------------------------------|
| 2БЗВ | Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрвич |

Тема работы:

| |
|--|
| «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3035 метров на нефтяном месторождении (Томская область)» |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) |

| | |
|--|------------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 1 июня 2017 года |
|--|------------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|---|
| Исходные данные к работе | <ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: в интервале продуктивного пласта 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт Ю₁₄₋₁₅ 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала ГНО 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 800 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0.18 град/10 м, интервал установки ГНО 200 м по вертикали от забоя. 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: по расчету 8. Диаметр эксплуатационной колонны: 168 мм 9. Способ цементирования: по расчету 10. Способ перфорации: кумулятивный 11. Способ вызова притока: свабированием |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины |

| | |
|---|--|
| | 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки |
| Перечень графического материала | 1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны) |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель каф. экономики природных ресурсов |
| Социальная ответственность | Грязнова Елена Николаевна, к.т.н., инженер каф. экологии и безопасности жизнедеятельности |

| | |
|---|---------------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 6 февраля 2017 года |
|---|---------------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преп-ль | Епихин Антон Владимирович | - | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------------|---------|------|
| 2Б3В | Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БЗВ | Тихонову Алексею Сергеевичу |

| | | | |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | Бурение нефтяных и газовых скважин |
| Уровень образования | Бакалавр | 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.</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>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i> |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | <i>Нормативная карта строительства скважины</i> |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | <i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i> |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|---|
| 1. <i>Организационная структура управления организацией</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 |
| Старший преподаватель | Глызина Т.С. | К.Х.Н. | | 14.02.2017г |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2БЗВ | Кучков ИХТИЁРДЖОН БАХТИЁРОВИЧ | | 14.02.2017г |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б3В | Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович |

| | | | |
|----------------------------|------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Институт | ИПР | Кафедра | Бурение нефтяных и газовых скважин |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--|--|
| 1. Характеристика объекта исследования и области его применения | Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении Томской области. |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: | 1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов. |
| 2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности | 2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности |
| 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – 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 | 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. |
| 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке |

| | |
|--|---|
| | рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих). |
|--|---|

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 14.02.2017 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| Группа | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------|---------------|------------------------|---------|------------|
| Инженер | Грязнова Е.Н. | к.т.н. | | 14.02.2017 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------------|---------|------------|
| 2Б3В | Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович | | 14.02.2017 |

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 1 июня 2017 года |
|--|------------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|------------------|---|------------------------------------|
| 15 мая 2017 года | 1. Геологическая и технологическая части | 65 |
| 1 июня 2017 года | 2. Специальная часть и графические приложения | 30 |
| 5 июня 2016 года | 3. Предварительная защита | 5 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преп-ль | Епихин Антон Владимирович | - | | |

СОГЛАСОВАНО:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| бурения скважин | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | |

РЕФЕРАТ

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит _____ с., рис., _____ табл.,
_____ литературных источников, _____ прил.

Объектом проектирования является нефтяное Урманское месторождение Томской области.

Ключевые слова: ВЗД, месторождение, скважина, рабочая пара, ротор, эластомер.

Целью данной работы – проектирование эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Томской области.

В процессе работы был разработан проект на строительство эксплуатационной нефтяной скважины Урманского месторождения Томской области глубиной 3035 метров.

В работе рассмотрен вопрос анализ возможности использования различных сочетаний материалов для рабочей пары ВЗД.

В процессе исследования проводились эксперименты по определению износа эластомера при контакте с ротором, где было предложено попробовать сделать ротор профилированным резиной, рассматривалось в различных средах с добавлением различных смазок.

В результате исследования было замечено, что добавление различных смазок при комбинации резина+резина(ИРП-1226), более заметно, чем в комбинации металл+резина.

Основные технологические, конструктивные эксплуатационные характеристики: разработана эксплуатационная скважина наклонно-направленного типа, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 168(данное условие диаметра задано условием проекта) мм с закрытым типом забоя скважины из-за возможных обвалов, прихватов и других осложнений в продуктивном пласте.

В будущем планируется продолжить научное исследование на тему поведению эластомера ВЗД, планируется рассмотреть, как изнашивается пара резина+резина в различных средах с различными смазками, оценить деформацию эластомера от действия ротора(различных материалов) ВЗД, также усовершенствование конструкции ВЗД, для облегчение ремонтных работ в полевых условиях.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

– **эластомер:** Обкладка статора винтового забойного двигателя, изготовленная из резины марки ИРП – 1226.

– **нефтегазодоносность:** Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

– **горизонтальная скважина:** скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале превышающая мощность пласта не менее, чем вдвое.

– **хвостовик:** Потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛН – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ИРП – резиновая смесь с повышенной износостойкостью.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

Оглавление

| | |
|--|-----------|
| Введение | 14 |
| 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 15 |
| 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ | 15 |
| 1.2 Геологические условия бурения | 17 |
| 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)..... | 25 |
| 1.4 Зоны возможных осложнений | 27 |
| 1.5 Исследовательские работы | 30 |
| I. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 32 |
| 2.2. Обоснование конструкции скважины | 35 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя | 35 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений | 35 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 37 |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования | 38 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн | 38 |
| 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины | 40 |
| 2.3. Углубление скважины | 40 |
| 2.3.1. Выбор способа бурения..... | 40 |
| 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента | 41 |
| 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород | 42 |
| 2.3.4. Расчет частоты вращения долота | 43 |
| 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя..... | 44 |
| 2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора | 45 |
| 2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны | 49 |
| 2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..... | 57 |
| 2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины | 60 |
| 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин | 62 |
| 2.4.1. Расчет обсадных колонн..... | 62 |
| 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений | 62 |
| 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений | 65 |
| 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине..... | 68 |
| 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины | 68 |
| 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн | 68 |
| 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов | 69 |
| 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продажной жидкости | 69 |
| 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины | 70 |
| 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования | 70 |
| 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси | 71 |
| 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн | 71 |
| 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин | 72 |
| 2.4.5. Выбор буровой установки..... | 75 |
| III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ | 76 |

| | |
|---|-----|
| «Анализ возможности использования различных сочетаний материалов для рабочей пары ВЗД» | 76 |
| 3.1. Актуальность проблемы | 76 |
| 3.2. Методика эксперимента..... | 82 |
| 3.2.1. Средства и материалы для проведения экспериментов | 82 |
| 3.2.2. Условия проведения экспериментов и характеристики образцов..... | 83 |
| 3.2.3. Порядок проведения эксперимента | 83 |
| 3.3. Результаты эксперимента..... | 83 |
| IV. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность | 86 |
| и ресурсосбережение | 86 |
| 4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия | 86 |
| 4.2. Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины..... | 88 |
| V. Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной горизонтальной скважины на нефтяном месторождении (Томской области)..... | 93 |
| Заключение..... | 108 |
| Список публикаций студента..... | 109 |
| Список использованных источников | 110 |

Введение

Нефть и газ в нынешнем веке важные сырьевые источники. Потребность в нефти и газе с каждым годом увеличивается.

В начале 19 века добыча нефти не была развита столь масштабно, в основном добывалось из скважин малой глубины с возможным естественным выходом её на поверхность. С 50-х годов того же века спрос на нефть начала возрастать, связано это с появлением паровых машин и употреблением их в промышленности, которая привела к потребности в смазочных веществах и более мощных источниках света. В России, по данным исследований аналитического агентства «АВТОСТАТ», на 2016 год обеспеченность население России автомобилями 285 штук на 1000 жителей, 3-мя годами ранее было 275 штук на 1000 жителей, за три года в России добавилось около 1 млн. машин, которое привело к увеличению потребности в автомобильном топливе. Первая нефтяная скважина была пробурена в России в 1847 году на Апшеронском полуострове, ручным вращательным способом по инициативе Семенова В.Н. На 2017 год, Россия занимает лидирующие позиции в добыче нефти и газа. [16; 17].

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть на Урманском месторождении Томской области. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической.

В специальной части дипломного проекта проведено исследование и анализ возможности использования различных сочетаний материалов для рабочей пары ВЗД.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географо-экономическая характеристика района работ представлена в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Географо-экономическая характеристика района работ

| Наименование | Значение |
|--|-------------------------------|
| Месторождение (площадь) | Урманское месторождение |
| Характер рельефа | Равнина |
| Покров местности | Тайга |
| Заболоченность | Высокая |
| Административное расположение: - республика - область (край) - район | РФ Томская Парабельский |
| Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя | -2,0 +35 -53 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м: | 1,15 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сутки | 252 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сутки | 190 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град | Юго-западное |
| Наибольшая скорость ветра, м/с: | до 20 |
| Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва | Нет |
| Геодинамическая активность | Низкая |

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 | по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам |
| Блилежащие населенные пункты и расстояние до них: | Пудино (70 км) Лугинецкий (80 км) Бакчар (290 км) Томск (470 км) |

Обзорная карта района представлена на рисунке 1.

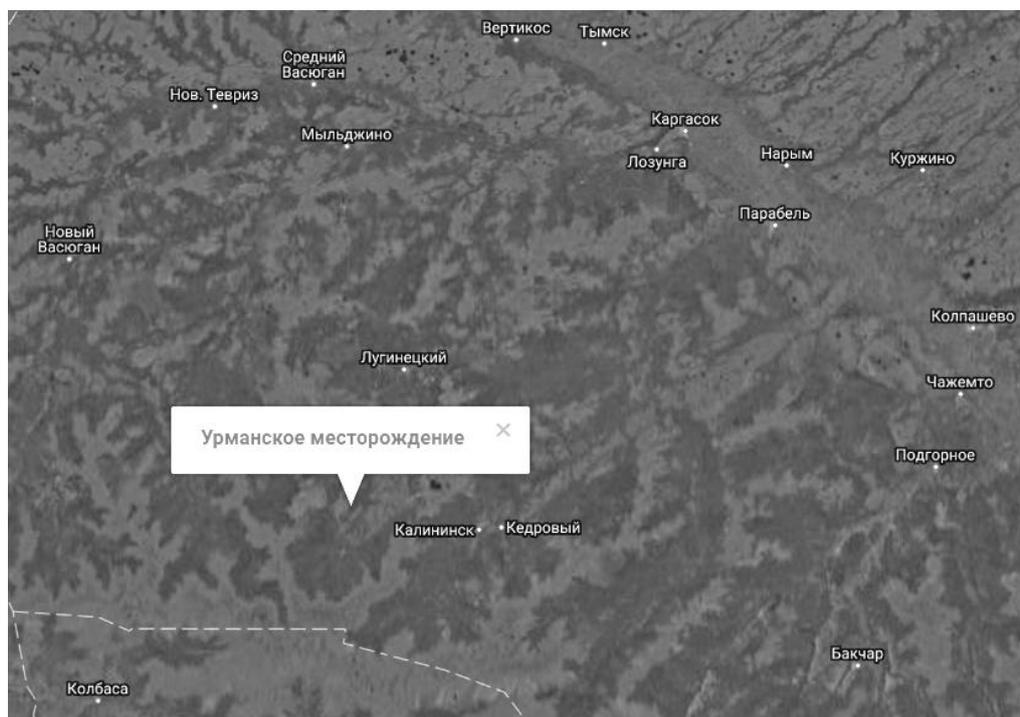


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Литолого-стратиграфический разрез Урманского месторождения представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Проектный стратиграфический разрез

| Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями | | | Стратиграфическая приуроченность | | Коэффициент кавернозности в интервале | Угол залегания пластов |
|---|------|----------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| от | до | мощность | название свит | индекс | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 0 | 20 | 20 | Четвертичные отложения | Q | 1.45 | - |
| 20 | 140 | 120 | Некрасовская с. | P ₃ /nkr | 1.45 | - |
| 140 | 190 | 50 | Чеганская | P ₃ +P ₂ /chg | 1.45 | - |
| 190 | 240 | 50 | Люлинворская | P ₂ /llv | 1.45 | - |
| 240 | 280 | 40 | Талицкая | P ₁ /tl | 1.45 | - |
| 280 | 430 | 150 | Ганькинская | K ₂ /gn | 1.45 | - |
| 430 | 490 | 60 | Славгородская | K ₂ /sl | 1.45 | - |
| 490 | 680 | 190 | Ипатовская | K ₂ /ip | 1.45 | - |
| 680 | 700 | 20 | Кузнецовская | K ₂ /kz | 1.45 | - |
| 700 | 1690 | 990 | Покурская | K ₂ +K ₁ /pkr | 1.10 | - |
| 1690 | 1760 | 70 | Алымская | K ₁ /al | 1.10 | - |
| 1760 | 2260 | 500 | Киялинская | K ₁ /kls | 1.10 | - |
| 2260 | 2350 | 90 | Тарская | K ₁ /tr | 1.10 | - |
| 2350 | 2580 | 230 | Куломзинская | K ₁ /klm | 1.10 | - |
| 2580 | 2605 | 25 | Баженовская | J ₃ /bg | 1.10 | - |
| 2605 | 2610 | 5 | Георгиевская | J ₃ /gr | 1.10 | - |
| 2610 | 2680 | 70 | Васюганская | J ₃ +J ₂ /vs | 1.10 | - |
| 2680 | 2985 | 305 | Тюменская | J ₂ /tm | 1.20 | - |
| 2985 | 3005 | 20 | Салатская | J ₁ /sal | 1.20 | - |
| 3005 | 3035 | 30 | Тогурская | J ₁ /tog | 1.20 | - |

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Горная порода | |
|---|-------------|------|---------------------|---------------------|
| | от | до | Краткое название | Процент в интервале |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Q | 0 | 20 | пески | 10 |
| | | | глины | 40 |
| | | | супеси | 10 |
| | | | суглинки | 40 |
| P ₃ /nkr | 20 | 140 | глины | 30 |
| | | | пески | 70 |
| P ₃ +P ₂ /chg | 140 | 190 | глины | 80 |
| | | | алевролиты | 10 |
| | | | пески | 10 |
| P ₂ /llv | 190 | 240 | глины | 100 |
| P ₁ /tl | 240 | 280 | песчаники | 20 |
| | | | глины | 80 |
| K ₂ /gn | 280 | 430 | глины | 100 |
| K ₂ /sl | 430 | 490 | глины | 100 |
| K ₂ /ip | 490 | 680 | глины | 80 |
| | | | песчаники | 20 |
| K ₂ /kz | 680 | 700 | глины | 100 |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 700 | 1690 | глины | 20 |
| | | | песчаники | 20 |
| | | | алевролиты | 10 |
| | | | пески | 50 |

Продолжение таблицы 4

| | | | | |
|------------------------------------|------|------|------------|-----|
| K ₁ /al | 1690 | 1760 | глины | 50 |
| | | | песчаники | 30 |
| | | | алевролиты | 20 |
| K ₁ /kls | 1760 | 2260 | глины | 30 |
| | | | алевролиты | 40 |
| | | | песчаники | 30 |
| K ₁ /tr | 2260 | 2350 | аргиллиты | 15 |
| | | | глины | 20 |
| | | | алевролиты | 15 |
| | | | песчаники | 50 |
| K ₁ /klm | 2350 | 2580 | аргиллиты | 30 |
| | | | алевролиты | 30 |
| | | | песчаники | 40 |
| J ₃ /bg | 2580 | 2605 | аргиллиты | 100 |
| J ₃ /gr | 2605 | 2610 | глины | 50 |
| | | | аргиллиты | 50 |
| J ₃ +J ₂ /vs | 2610 | 2680 | аргиллиты | 20 |
| | | | алевролиты | 30 |
| | | | песчаники | 50 |
| J ₂ /tm | 2680 | 2985 | аргиллиты | 20 |
| | | | алевролиты | 30 |
| | | | песчаники | 50 |
| J ₁ /sal | 2985 | 3005 | песчаники | 60 |
| | | | аргиллиты | 40 |
| J ₁ /tog | 3005 | 3035 | аргиллиты | 100 |

Характеристика физико-механических свойств горных пород представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, г/см ³ | Пористость, % | Проницаемость, мд | Глинистость, % | Карбонатность, % | Твердость, кгс/мм ² | Расслоенность породы | Абразивность | Категория породы промышленной классификации |
|---|--------------|-------------|---|------------------------------|---------------|----------------------|----------------|---------------------|-----------------------------------|-------------------------|--------------|--|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Q | 0 | 20 | глины | 2.1 | - | 0 | 95 | 0 | 10 | 2 | 4 | мягкая |
| | | | суглинки | 2.0 | - | 0 | 30 | 0 | 10 | 2 | 4 | мягкая |
| | | | пески | 1.9 | - | 500 | - | 0 | 0 | 1 | 10 | мягкая |
| | | | супеси | 2.0 | - | 0 | - | 0 | 15 | 3 | 10 | мягкая |
| Pg3 nk | 20 | 140 | пески | 2.4 | - | 600 | - | 0 | 0 | 1 | 10 | мягкая |
| | | | глины | 2.4 | - | 0 | 95 | 0 | 10 | 2 | 4 | мягкая |
| Pg2-3 cg | 140 | 190 | пески | 2.5 | - | 600 | - | 0 | 10 | 2 | 10 | мягкая |
| | | | алевролиты | 2.6 | - | 50 | - | 0 | 10 | 3 | 10 | мягкая |
| | | | глины | 2.4 | - | 0 | 95 | 0 | 0 | 1 | 4 | мягкая |
| Pg2 II | 190 | 240 | глины | 2.1 | - | 0 | 95 | 0 | 10 | 2 | 4 | мягкая |
| Pg2 tl | 240 | 280 | глины | 2.4 | - | 1 | 90 | 0 | 10 | 2 | 4 | мягкая |
| | | | песчаники | 2.6 | 35 | 600 | 8 | 0 | 0 | 1 | 10 | мягкая |

Продолжение таблицы 5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|--------------|------|------|------------|------|------|---------------|----|----|----|----|----|---------|
| K2 gn | 280 | 430 | глины | 2.4 | - | 0 | 95 | 5 | 10 | 3 | 4 | мягкая |
| K2 sl | 430 | 490 | глины | 2.4 | - | 0 | 95 | 0 | 10 | 3 | 4 | мягкая |
| K2 ip | 490 | 680 | глины | 2.4 | - | 0 | 90 | 0 | 15 | 3 | 4 | мягкая |
| | | | песчаники | 2.6 | 32 | 450 | 8 | 3 | 25 | 2 | 10 | мягкая |
| K2 kz | 680 | 700 | глины | 2.4 | - | 0 | 90 | 2 | 15 | 3 | 4 | мягкая |
| K1-2 pk(1+2) | 700 | 1690 | глины | 2.4 | - | 0 | 95 | 2 | 25 | 3 | 4 | мягкая |
| | | | песчаники | 2.6 | 31.5 | 1000 | 5 | 3 | 30 | 2 | 10 | средняя |
| | | | алевролиты | 2.6 | 13.5 | 10 | 18 | 5 | 35 | 3 | 6 | средняя |
| | | | пески | 2.5 | 38 | 1450- 1500 | 7 | 3 | 20 | 1 | 10 | средняя |
| K1 al | 1690 | 1760 | глины | 2.67 | - | 10 | 95 | 2 | 25 | 3 | 4 | мягкая |
| | | | алевролиты | 2.69 | - | 5 | 25 | 5 | - | 3 | 10 | средняя |
| | | | песчаники | 2.6 | 17.6 | 12 | 5 | 5 | 30 | 2 | 10 | средняя |
| K1 kls | 1760 | 2260 | песчаники | 2.60 | 26.2 | 100 | 5 | 5 | 30 | 2 | 10 | средняя |
| | | | алевролиты | 2.69 | - | 30 | 25 | 5 | - | 3 | 10 | средняя |
| | | | глины | 2.60 | - | 5 | 95 | 2 | 25 | 3 | 4 | мягкая |
| K1 tr | 2260 | 2350 | песчаники | 2.60 | 25 | 50 | 20 | 5 | 40 | 3 | 10 | средняя |
| | | | глины | 2.40 | - | 0 | 95 | 10 | 30 | 3 | 4 | средняя |
| | | | алевролиты | 2.69 | - | 30 | 25 | 5 | - | 3 | 10 | средняя |
| | | | аргиллиты | 2.67 | - | 5 | 95 | 5 | 50 | 3 | 4 | средняя |

Продолжение таблицы 5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|--------|------|------|------------|------|------|------|----|---|-----|----|----|---------|
| К1 klm | 2350 | 2580 | песчанки | 2.60 | 17 | 240 | 20 | 5 | 45 | 3 | 10 | средняя |
| | | | алевролиты | 2.69 | - | 30 | 25 | 5 | 35 | 3 | 6 | средняя |
| | | | аргиллиты | 2.67 | - | 2 | 95 | 5 | 50 | 3 | 4 | средняя |
| J3 bg | 2580 | 2605 | аргиллиты | 2.67 | - | 0 | 95 | 5 | 70 | 3 | 4 | средняя |
| J3 gr | 2605 | 2610 | аргиллиты | 2.67 | - | 5 | 95 | 5 | 80 | 3 | 4 | средняя |
| | | | глины | 2.40 | - | 0 | 25 | 5 | 65 | 3 | 6 | средняя |
| J3 vs | 2610 | 2680 | аргиллиты | 2.67 | - | 5 | 0 | 0 | 120 | 4 | 5 | средняя |
| | | | алевролиты | 2.69 | - | 15 | 25 | 5 | 70 | 3 | 6 | твердые |
| | | | песчаники | 2.60 | 18.0 | 32 | 20 | 5 | 65 | 3 | 10 | средняя |
| J2 tm | 2680 | 2985 | аргиллиты | 2.67 | - | - | 90 | 5 | 130 | 3 | 4 | твердые |
| | | | алевролиты | 2.69 | - | - | 25 | 5 | 120 | 3 | 6 | твердые |
| | | | песчаники | 2.60 | 12.6 | 2.09 | 20 | 5 | 120 | 3 | 10 | твердые |
| J1 sal | 3005 | 2985 | песчаники | 2.60 | 15 | 2.09 | 20 | 5 | 120 | 3 | 10 | твердые |
| | | | аргиллиты | 2.67 | - | 5 | 90 | 5 | 130 | 3 | 4 | твердые |
| J1 tog | 2985 | 3035 | аргиллиты | 2.67 | - | 5 | 90 | 5 | 130 | 3 | 4 | твердые |

Характеристика горных пород по градиенту давлений и температуре представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Прогнозируемый интервал | | Градиент давлений | | | | | | | | Температура в конце интервала, °С |
|---|----------------------------|------|---|-------|---------------------------------------|-------|--|-------|--------------------------------------|------|--|
| | | | Пластового, (кгс/см ²)/м | | Порового, (кгс/см ²)/м | | Гидро разрыва, (кгс/см ²)/м | | Горного, (кгс/см ²)/м | | |
| | от | до | от | до | от | до | от | до | от | до | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Q | 0 | 20 | 0.000 | 0.100 | 0.000 | 0.100 | 0.000 | 0.200 | 0 | 0.22 | 3 |
| P ₃ /nkr | 20 | 140 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.200 | 0.200 | 0.22 | 0.22 | |
| P ₃ +P ₂ /chg | 140 | 190 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.200 | 0.200 | 0.22 | 0.22 | 10 |
| P ₂ /llv | 190 | 240 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.200 | 0.200 | 0.22 | 0.22 | 15 |
| P ₁ /tl | 240 | 280 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.195 | 0.195 | 0.22 | 0.22 | 16 |
| K ₂ /gn | 280 | 430 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.195 | 0.195 | 0.23 | 0.23 | 18 |
| K ₂ /sl | 430 | 490 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.195 | 0.195 | 0.23 | 0.23 | 20 |
| K ₂ /ip | 490 | 680 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.195 | 0.195 | 0.23 | 0.23 | 20 |
| K ₂ /kz | 680 | 700 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.195 | 0.195 | 0.23 | 0.23 | 21 |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 700 | 1350 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.195 | 0.195 | 0.23 | 0.23 | 21 |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 1350 | 1690 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.190 | 0.180 | 0.23 | 0.23 | 52 |

Продолжение таблицы 6

| | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-----|
| K ₁ al | 1690 | 1760 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.180 | 0.170 | 0.23 | 0.23 | 53 |
| K ₁ /kls | 1760 | 2260 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.160 | 0.160 | 0.23 | 0.23 | 65 |
| K ₁ /tr | 2260 | 2350 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.160 | 0.160 | 0.23 | 0.23 | 75 |
| K ₁ /klm | 2350 | 2580 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.100 | 0.160 | 0.160 | 0.23 | 0.23 | 79 |
| J ₃ /bg | 2580 | 2605 | 0.100 | 0.101 | 0.100 | 0.101 | 0.160 | 0.160 | 0.24 | 0.24 | 79 |
| J ₃ gr | 2605 | 2610 | 0.101 | 0.101 | 0.101 | 0.101 | 0.160 | 0.160 | 0.24 | 0.24 | 85 |
| J ₃ +J ₂ /vs | 2610 | 2680 | 0.101 | 0.102 | 0.101 | 0.102 | 0.160 | 0.160 | 0.24 | 0.24 | 88 |
| J ₂ tm | 2680 | 2985 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.160 | 0.160 | 0.24 | 0.24 | 90 |
| J ₁ sal | 2985 | 3005 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.160 | 0.160 | 0.24 | 0.24 | 100 |
| J1 tog | 3005 | 3035 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.160 | 0.160 | 0.24 | 0.24 | 101 |

Интервал 20-700 м преимущественно сложен глинами, обладающими высокой набухаемостью и текучестью.

Чтобы избежать осыпей и обвалов стенок скважины, в данном интервале будем использовать ингибированный буровой раствор и подбирать параметры режима бурения, обеспечивающие высокую механическую скорость бурения.

В связи с высокой температурой на забое при бурении эксплуатационной колонны, начиная со вскрытия продуктивного горизонта, следует уделять внимание термостойкости реагентов, используемых в буровом растворе.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности месторождения представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

| Индекс стратиграфиче- ского подразделения | Интервал | | Тип коллектора | Плотность, кг/м ³ | Свободный дебит, м ³ /сут | Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /т | Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов) |
|---|----------|------|-------------------|---------------------------------|--|--|---|
| | от | до | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Нефтеносность | | | | | | | |
| J ₂ /tm (Ю ₁ ⁷) | 2734 | 2766 | Поров. | 547 | 18.2 | 377 | - |
| J ₁ /tog (Ю ₁ ¹⁴⁻¹⁵) | 2964 | 3003 | Поров. | 683 | 5-10 | 156 | - |
| Газоносность | | | | | | | |
| Газо- и газонасыщенные отложения в геологическом разрезе Урманского месторождения отсутствуют | | | | | | | |
| Водоносность | | | | | | | |
| Q | 0 | 20 | Поров. | 1000 | 20-160 | - | Нет. Минерализ. – 0,1-0,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): СГ - 89 мг/л, Na ⁺ - 82 мг/л |

Продолжение таблицы 7

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|------|------|--------|------|---------|---|---|
| P ₃ /nk | 20 | 140 | Поров. | 1000 | 300 | - | Да. Минерализ. – 0,11-0,87 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 89 мг/л, Na ⁺ - 82 мг/л |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 700 | 1350 | Поров. | 1004 | 168-492 | - | Нет. Минерализ. – 11-15 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 97 мг/л, Na ⁺ - 89 мг/л |
| K ₁ /kls-klm | 1760 | 2580 | Поров. | 1036 | 100-200 | - | Нет. Минерализ. – 17-27 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 394,5 г/л, Na ⁺ - 291,3 мг/л |
| J ₃ /vs- J ₂ /tm | 2610 | 2940 | Поров. | 1022 | 125 | - | Нет. Минерализ. – 40,1 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 657,8 г/л, Na ⁺ - 624,5 г/л, |

Разрез представлен 2 нефтеносными и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для последовательной эксплуатации двух нефтеносных интервалов. Конструкция скважины проектируется таким образом, чтобы вскрыть каждый из них.

Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 150 м для эксплуатации водоносного горизонта 20-140 м

1.4 Зоны возможных осложнений

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице 8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервалах 0-140, 700-1690, 29850-3005 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Рекомендуется в данном интервале спроектировать буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания глин.

В интервалах 0-140, 700-1690 м ожидается поглощение бурового раствора с потерей его свойств. Однако предполагаемые осложнения не требуют проведения дополнительных мероприятий по их ликвидации, поэтому достаточно поддерживать свойства бурового раствора в заданных пределах.

В интервалах 0-190, 190-490, 700-1690, 1690-1760 м прогнозируется возникновение прихватов, для предотвращения которых необходимо в проектируемый состав бурового раствора включить смазочные добавки.

Для предотвращения осложнений в интервалах 140-490, 680-700, 1690-2260 м, приводящих к кавернообразованию и сужению ствола скважины, необходимо спроектировать процесс бурения таким образом, чтобы поддерживалась наибольшая механическая скорость бурения, т.е. стенки скважины меньше находились в необсаженном состоянии.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфиче- ского подразделения | Интервал, м | | Тип осложнения | Характеристика и условия возникновения |
|--|-------------|------|-----------------------------------|--|
| | От | До | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Q - P ₃ /nk | 0 | 140 | Поглощение бурового раствора | Частичное поглощение, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохой очистке бурового раствора, недопустимо высоких скоростях спуска бурильного инструмента. |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 700 | 1690 | | |
| Q - P ₃ +P ₂ /chg | 0 | 140 | Осыпи и обвалы стенок скважины | Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при несоответствии параметров бурового раствора проектным значениям, повышенной водоотдаче и неудовлетворительной ингибирующей способности бурового раствора, подъеме бурильного инструмента с поршневанием, несоответствии режима бурения при прохождении отложений. |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 700 | 1690 | | |
| J ₁ sal | 2985 | 3005 | | |

Продолжение таблицы 8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|------|------|--|--|
| Q | 0 | 20 | Водопроявление | Водопроявление с плотностью флюида 1,00-1.036 г/см ³ . Нефтепроявление с плотностью флюида 0,547-0.683 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдении параметров бурового раствора, превышении скорости подъема инструмента. |
| K ₂ /ip | 20 | 140 | | |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 700 | 1690 | | |
| K ₁ /klm | 1760 | 2580 | | |
| J ₃ +J ₂ /vs | 2610 | 2680 | | |
| J ₂ tm | 2680 | 2940 | | |
| J ₂ /tm (Ю ₁ ⁷) | 2734 | 2766 | Нефтепроявление | |
| J ₁ /tog (Ю ₁ ⁴⁻⁵) | 2964 | 3003 | | |
| Q -P ₃ +P ₂ /chg | 0 | 190 | Прихватоопасность | Сальникообразование и заклинка КНБК, дифф.прихват. Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительной очистки бурового раствора от шлама, несоблюдении режима промывки скважины. |
| P ₂ /llv- K ₂ /sl | 190 | 490 | | |
| K ₂ +K ₁ /pkr | 700 | 1690 | | |
| K ₁ al | 1690 | 1760 | | |
| P ₂ /chg- K ₂ /sl | 140 | 490 | Кавернообразование , сужение ствола | Возникает за счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора |
| K ₂ /kz | 680 | 700 | | |
| K ₁ al- K ₁ /kls | 1690 | 2260 | | |

1.5 Исследовательские работы

Краткая характеристика промыслово-геофизических исследований приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Исследовательские работы

| Интервал, м | | Тип работ | Общие параметры | Оборудование |
|-----------------------------------|------|--|--|----------------------------|
| От | До | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Кондуктор (0-900) | | | | |
| 0 | 900 | Геолого-технические исследования | В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения | Станция ГТИ «Разрез-2» |
| 0 | 900 | Каротаж: ПС+КС, ВИКИЗ, БК, резистивиметрия; АКШ, ГК+НКТ, ГГК-П, НК | В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения | Комплекс приборов «КАСКАД» |
| 0 | 900 | Кавернометрия, профилометрия, термометрия | В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения | ПС, ИК 4СКП-Т |
| 0 | 900 | Инклинометрия | В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м. | Телем. система Slim Pulse |
| 0 | 900 | Акустическая и плотностная цементометрия | В обсаженном стволе | АКЦ-75 ЦМГА-2 |
| Эксплуатационная колонна (0-3035) | | | | |
| 900 | 3035 | Геолого-технические исследования | В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения | Станция ГТИ «Разрез-2» |
| 900 | 3035 | Каротаж: ПС+КС, ВИКИЗ, БК, МБК+МКВ, МКЗ, резистивиметрия; АКШ, ГК+НКТ, ГГК-П, НК | В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения | Комплекс приборов «КАСКАД» |

Продолжение таблицы 9

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|------|------------------------------|---------------------------------------|---------------|
| 900 | 3035 | Кавернометрия, профилометрия | В открытом стволе. Во время остановок | ПС, ИК 4СКП-Т |

| | | | | |
|--------------|--------------|--|---|---|
| | | | процесса бурения | |
| 900 | 3035 | Инклинометрия | В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м. | Телем. система Slim Pulse |
| 0 | 3035 | Акустическая и плотностная цементометрия | В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения | АКЦ-75 ЦМГА-2 |
| 0 | 3035 | Термометрия | В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения | 4СКП-Т |
| 0 | 3035 | Радиоактивный каротаж ГК, НКТ, ГГК-У | В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения | Комплекс приборов «КАСКАД» |
| 2734 2964 | 2766 3003 | Отбор керна | Диаметр извлекаемого керна – 100 мм. Длина извлекаемого керна – до 36 м. | 215,9/100 В 12122 АМ, СК-178/100 "ТРИАС 6" |
| 2734 2964 | 2766 3003 | Испытание пластоиспытателем ИПТ | При получении положительных результатов по керну и ГИС 2 цикла промывки после проработки | МИГ-146 |
| 2734 2964 | 2766 3003 | Перфорация | Кумулятивная, в р-ре КС1 пл. 1,1 г/см ³ , за несколько спусков | ЗПКО-102 ПП-30 |
| 0 | 3035 | Свабирование | Свабирование, компрессирование азотом, струйный насос, ГКО | КС-62 |

I. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Анализируя техническое задание на бурение скважины (длина вертикального участка – 150 м, отход точки вскрытия продуктивного пласта от вертикали – 800 м), лучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта было выбрано проектирование 5-интервального профиля скважины. Данный профиль позволяет достичь требуемого отхода от вертикали, провести вскрытие и отбор керна в каждом из продуктивных горизонтов, не прибегая к дополнительному искривлению скважины. Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств направленного бурения и контроля проводки скважины, чтобы обеспечить свободную проходимость компоновок низа бурильной колонны в стволе скважины.

Проектный профиль скважины представлен на рисунке 2.

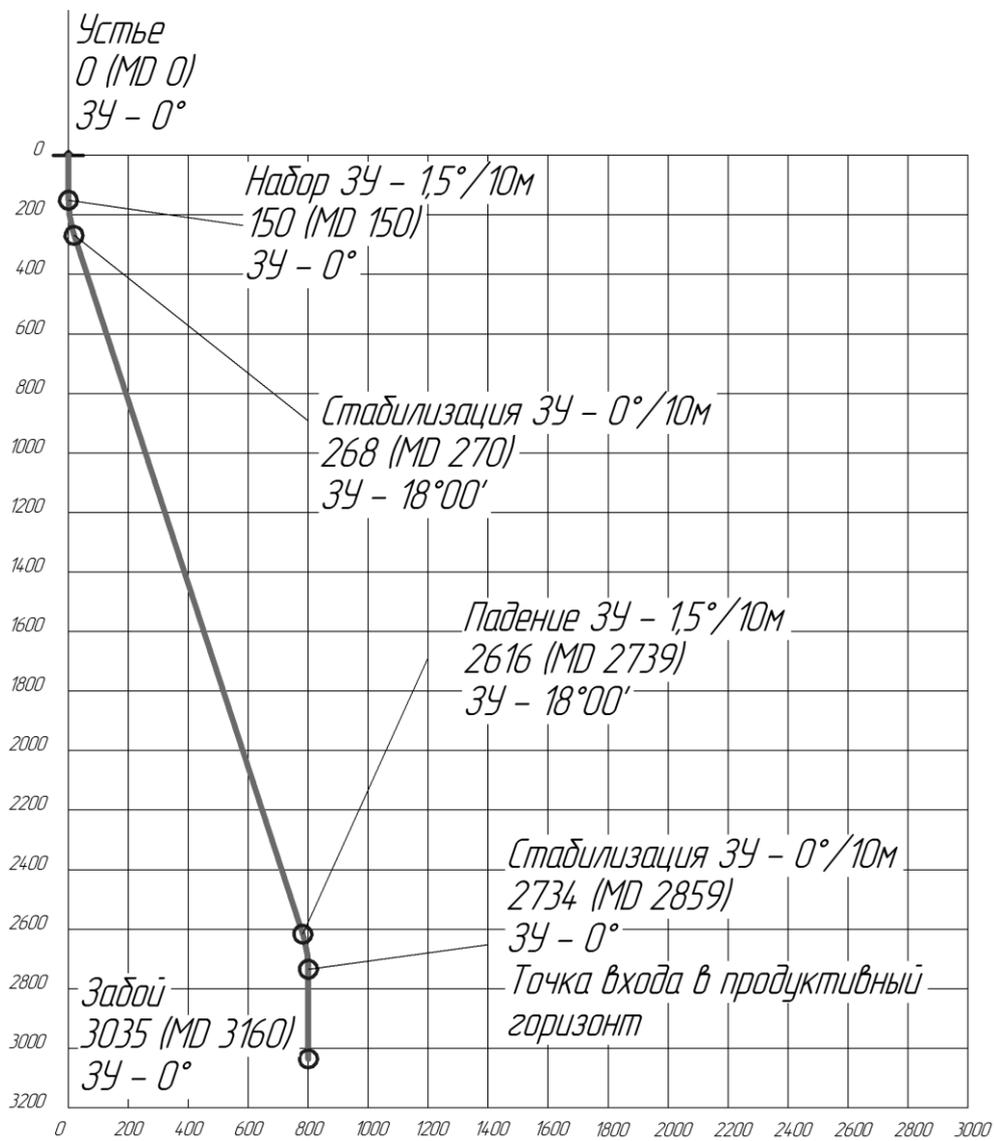


Рисунок 2 – Проектный профиль скважины

Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

| Тип профиля | Наклонно-направленная с горизонтальным участком ствола | | | | | | | | | | |
|---|--|------|---|-------|-----|-------|---------------|---------|-----------------|------|-------|
| Исходные данные для расчета | | | | | | | | | | | |
| Глубина скважины по вертикали, м | 30 | 35 | Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м | 0,1 | 5 | | | | | | |
| Глубина вертикального участка скважины, м | 15 | 0 | Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м | 0,1 | 5 | | | | | | |
| Отход скважины, м | 80 | 0 | Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м | - | | | | | | | |
| Длина интервала бурения по пласту, м | - | | Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м | - | | | | | | | |
| Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м | - | | Зенитный угол в конце участка набора угла, град | 18° | 00' | | | | | | |
| Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м | - | | Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град | 0°0 | 0' | | | | | | |
| Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град | - | | Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град | 0°0 | 0' | | | | | | |
| № интервала | Длина по вертикали | | | Отход | | | Зенитный угол | | Длина по стволу | | |
| | от | до | всего | от | до | всего | в начале | в конце | от | до | Всего |
| 1 | 0 | 150 | 150 | 0 | 0 | 0 | 0°00' | 0°00' | 0 | 150 | 150 |
| 2 | 150 | 268 | 118 | 0 | 19 | 19 | 0°00' | 18°00' | 150 | 270 | 120 |
| 3 | 268 | 268 | 234 | 19 | 781 | 762 | 18°00' | 18°00' | 270 | 2739 | 2469 |
| 4 | 268 | 2734 | 118 | 781 | 800 | 19 | 18°00' | 0°00' | 2739 | 2859 | 120 |
| 5 | 2734 | 3035 | 301 | 800 | 800 | 0 | 0°00' | 0°00' | 2859 | 3160 | 301 |
| Итого | Σ | | 3035 | Σ | | 800 | - | - | Σ | | 3160 |

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

В связи с неустойчивостью горных пород в интервале продуктивного пласта и большой вероятностью осypей и обвалов, а также наличии второго продуктивного пласта в Юрских отложениях, выбираем забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. По графику также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 3 представлен совмещенный график давлений, построенный по данным Урманского месторождения.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется.

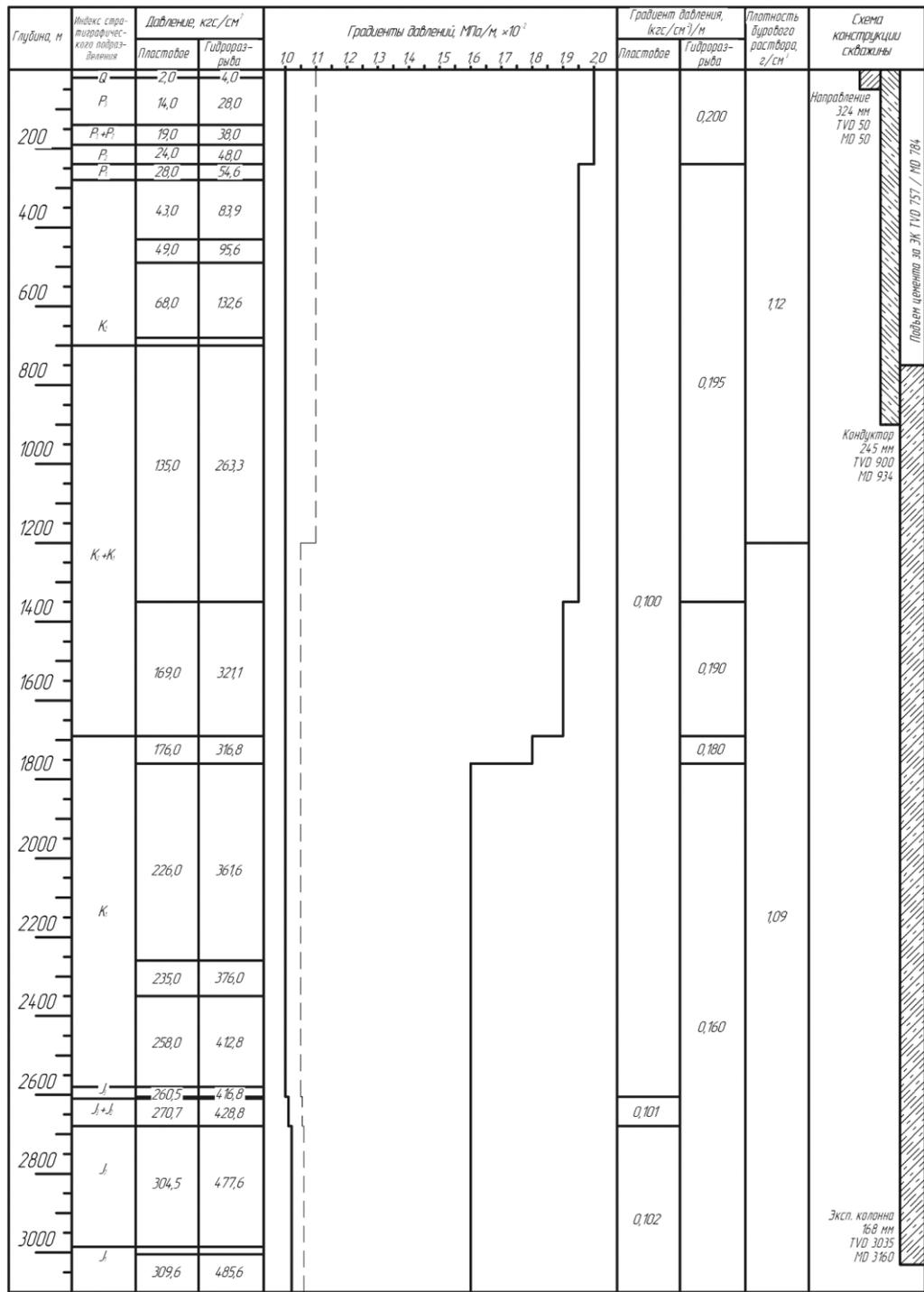


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины. Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

| Параметр | Значение |
|------------------------------------|----------|
| Тип скважины | Нефтяная |
| Дебит, м ³ /сут | 18,2 |
| P _{пл} , МПа | 30,35 |
| L, м | 3035 |
| P _ф , г/см ³ | 0,547 |
| gradP _{ГР} , МПа/м | 0,0195 |

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В данном случае спустим направление до глубины 50 м, чтобы иметь возможность собрать полную компоновку для бурения интервала под кондуктор.

Минимальную глубину спуска кондуктора H_к определяется по формуле:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{ф}}{\Delta P_{ГР} - 0,01 \cdot \gamma_{ф}} = \frac{27,34 - 0,01 \cdot 2734 \cdot 0,547}{0,0195 - 0,01 \cdot 0,547} = 882,75 \text{ м,}$$

где P_{пл} – максимальное пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м;

γ_ф – плотность пластового флюида, г/см³;

ΔP_{ГР} – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

С учетом того, что перекрывать весь интервал водопроявления экономически нецелесообразно, спустим кондуктор до глубины 900 м.

Эксплуатационная колонна с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя спускается на глубину 3035 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление цементируется на всю длину;
- Кондуктор цементируется на всю длину;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м по стволу.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты проектирования конструкции скважины

| Название колонны | Глубина спуска, м | | | | Интервал цементирования, м | | Внешний диаметр обсадной колонны, мм | Диаметр бурового долота на интервале, мм |
|--------------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------|--------------------------------------|--|
| | Расчетная по вертикали | Запроектированная по вертикали | Расчетная по стволу | Запроектированная по стволу | По вертикали | По стволу | | |
| Направление | 30 | 50 | 30 | 50 | 50 | 50 | 323,9 | 393,7 |
| Кондуктор | 883 | 900 | 917 | 934 | 917 | 934 | 244,5 | 295,3 |
| Эксплуатационная колонна | 3035 | 3035 | 3160 | 3160 | 2278 | 2375 | 168,3 | 215,9 |

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

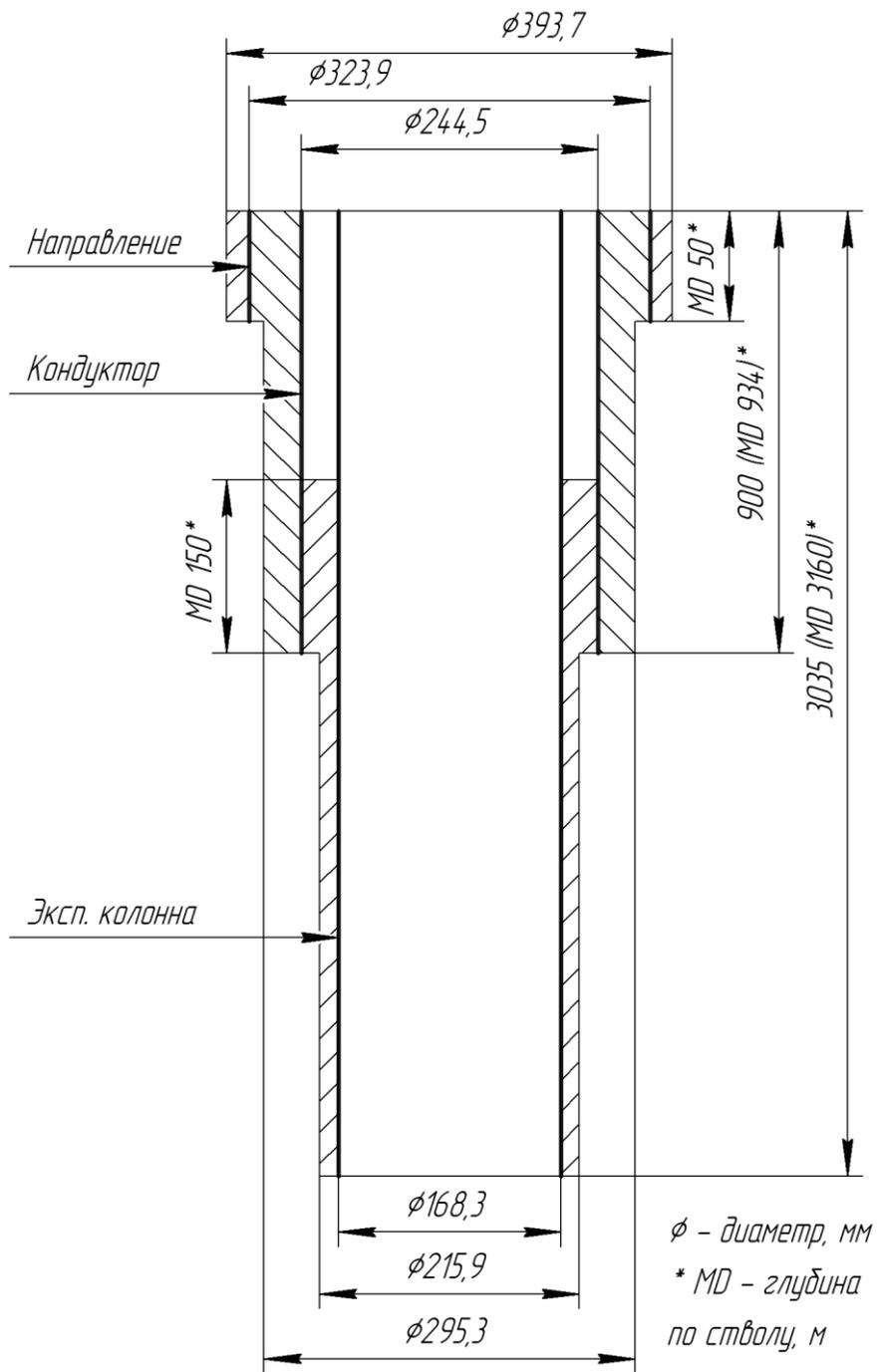


Рисунок 4 – Конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 12,67 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80х21 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-168х245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна) [2].

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Способы бурения по интервалам скважины

| Интервал, м | Обсадная колонна | Способ бурения |
|-------------|--------------------------|---|
| 0-50 | Направление | Роторный |
| 500-900 | Кондуктор | С применением ГЗД (винтовой забойных двигатель) |
| 900-3035 | Эксплуатационная колонна | С применением ГЗД (винтовой забойных двигатель) |

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны четыре долота: при бурении под направление и кондуктор, проектируется использование трехшарошечных долот, а при бурении под эксплуатационную колонну и хвостовик долота с резцами PDC, данный выбор является оптимальным с точки зрения технико-экономических показателей. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

| Интервал | | 0-50 | 50-900 | 900-3035 |
|--------------------------|-----------|-----------------------|------------------------|------------------|
| Шифр долота | | 393,7(15 1/2) GRDP217 | 295,3 (11 5/8) MTRP127 | 215,9 (9) MTR837 |
| Тип долота | | шарошечное | шарошечное | шарошечное |
| Диаметр долота, мм | | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Тип горных пород | | С | К | К |
| Присоединительная резьба | 3-152 | 3-76 | Ниппель 3-117 | Ниппель 3-117 |
| | 6 5/8 Reg | 2 7/8 Reg | Pin 4 1/2 Reg | Pin 4 1/2 Reg |
| Длина, м | | 0,415 | 0,33 | 0,273 |
| Масса, кг | | 170 | 90 | 43 |
| G, тс | 25 | 7 | 16-22 | 16-22 |
| | 40 | 15 | 26 | 26 |

| | | | | |
|-----------|-----|-----|--------|--------|
| n, об/мин | 180 | 200 | 90-240 | 90-240 |
| | 270 | 350 | 288 | 288 |

Для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы включаем в КНБК калибратор, который так же участвует в центрировании КНБК в скважине, что улучшает работу долота и забойного двигателя [11; 15].

\

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

| Интервал | 0-50 | 50-900 | 900-3035 |
|-------------------------|-------|--------|----------|
| Исходные данные | | | |
| α | 1 | 1 | 1 |
| $P_{ш}, \text{кг/см}^2$ | 2550 | 7140 | 7140 |
| $D_{д}, \text{см}$ | 44,45 | 34,92 | 22,86 |
| η | 1 | 1 | 1 |
| $\delta, \text{см}$ | 1,5 | 1,5 | 1,5 |

| | | | | | | |
|---|---------------------------|---------|-------|--------|----------------------------------|------|
| 2.3.4. частоты долота Для | q , кН/мм | 0,2 | 1,5 | 1,5 | Расчет вращения | |
| | $G_{пред}$, кН | 412 | 470 | 255 | | |
| | F , см ² | 33,3375 | 26,19 | 17,145 | | |
| | Результаты проектирования | | | | | всех |
| | G_1 , кН | 27 | 28 | 31 | | |
| | G_2 , кН | 59 | 118 | 111 | | |
| | G_3 , кН | 320 | 320 | 120 | | |
| $G_{проект}$, кН | 27 | 60 | 65-77 | | | |

интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (900-3035м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения целостности и работоспособности долот, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент.

В табл. 16 представлены данные о проектировании частоты вращения ПРИ по интервалам бурения скважины.

Таблица 16 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

| Интервал | | 0-50 | 50-900 | 900-3035 |
|-----------------|--------|--------|--------|----------|
| Исходные данные | | | | |
| $V_{л}$, м/с | | 2 | 0,8 | 0,8 |
| D_d | 0,4445 | 0,3492 | 0,2286 | 0,2223 |
| | 444,5 | 349,2 | 228,6 | 222,3 |
| τ , мс | | 8 | 3 | 3 |
| z | | 24 | 24 | 22 |

| | | | |
|------------------------------|-----|-----|-----|
| α | 0,8 | 0,3 | 0,3 |
| Результаты проектирования | | | |
| n_1 , об/мин | 86 | 44 | 67 |
| n_2 , об/мин | 203 | 542 | 591 |
| n_3 , об/мин | 742 | 710 | 465 |
| $n_{\text{проект}}$, об/мин | 86 | 40 | 67 |

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-195РС, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород, содержащихся в разрезе скважины. [10; 14].

В табл. 17 представлены данные о проектировании параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Таблица 17 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал | | 0-50 | 50-900 | 900-3035 |
|----------------------------------|----|--------|--------|----------|
| Исходные данные | | | | |
| D _д | м | 0,4445 | 0,3492 | 0,2286 |
| | мм | 444,5 | 349,2 | 228,6 |
| G _{ос} , кН | | - | 37,6 | 20,4 |
| Q, Н*м/кН | | - | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | |
| D _{зд} , мм | | - | 236 | 178 |
| M _р , Н*м | | - | 16495 | 6016 |
| M _о , Н*м | | - | 175 | 114 |
| M _{уд} , Н*м/кН | | - | 43 | 29 |

В таблице 18 представлены характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей по интервалам бурения скважины.

Таблица 18 – Технические характеристики запроектированных 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 |
|-----------|----------------|-------------------------|-------------|------------|-------------------------|---------------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| ДРУ-240 | 300-950 | 240 | 6,628 | 1960 | 30 | 90 | 18 | 150 |
| ДРУ-195 | 950-2780 | 195 | 5,33 | 890 | 30 | 140 | 12,8 | 118 |

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 19 и 20.

Таблица 19 - Проектирование расхода бурового раствора

| Интервал | 0-50 | 50-900 | 900-3035 |
|--|--------|--------|----------|
| Исходные данные | | | |
| $D_{дб}$, м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2223 |
| K | 0,65 | 0,65 | 0,5 |
| K_k | 1,3 | 1,25 | 1,25 |
| $V_{кр}$, м/с | 0,15 | 0,15 | 0,12 |
| V_m , м/с | 0,011 | 0,0083 | 0,0055 |
| $d_{бг}$, м | 0,140 | 0,140 | 0,140 |
| $d_{мах}$, м | 0,140 | 0,195 | 0,240 |
| $d_{нмах}$, м | 0,022 | 0,015 | 0,015 |
| n | 3 | 3 | 4 |
| $V_{кпмин}$, м/с | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| $V_{кпмах}$, м/с | 1,3 | 1,3 | 1,5 |
| $\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³ | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| ρ_p , г/см ³ | 1,15 | 1,15 | 1,15 |
| $\rho_{п}$, г/см ³ | 2,26 | 2,31 | 2,41 |
| Результаты проектирования | | | |
| Q_1 , м ³ /с | 0,079 | 0,044 | 0,019 |
| Q_2 , м ³ /с | 0,095 | 0,043 | 0,017 |
| Q_3 , м ³ /с | 0,185 | 0,072 | 0,005 |

| | | | |
|---|-------|--------|--------|
| $Q_4, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,071 | 0,035 | 0,016 |
| $Q_5, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,038 | 0,026 | 0,035 |
| $Q_6, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,030 | 0,030 |
| Дополнительные проверочные расчеты | | | |
| $Q_{\text{табл}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,03 | 0,03 |
| $\rho_{\text{табл}}, \text{ кг}/\text{м}^3$ | - | 1,1 | 1,1 |
| $\rho_{\text{бр}}, \text{ кг}/\text{м}^3$ | - | 1,121 | 1,076 |
| $M, \text{ Н}^*\text{м}$ | - | 4660 | 1757 |
| $M_{\text{табл}}, \text{ Н}^*\text{м}$ | - | 7200 | 6000 |
| m | - | 2 | 2 |
| n | - | 0,9 | 0,9 |
| $Q_{\text{н}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,0121 | 0,0072 |
| $Q_{\text{пров1}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,024 | 0,016 |
| $Q_{\text{пров2}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,021 | 0,012 |

Таблица 20 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

| Интервал | 0-50 | 50-900 | 900-3035 |
|--|-------------|-------------|-------------|
| Исходные данные | | | |
| $Q_1, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,113 | 0,029 | 0,015 |
| $Q_2, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,139 | 0,069 | 0,018 |
| $Q_3, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,234 | 0,103 | 0,032 |
| $Q_4, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,032 | 0,017 | 0,006 |
| $Q_5, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,005 | 0,004 | 0,003 |
| $Q_6, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,030 | 0,019 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | |
| $\Delta Q, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,139-0,234 | 0,069-0,103 | 0,019-0,032 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | | |
| $Q, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,082-0,103 | 0,023-0,032 |
| Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе) | | | |
| $Q_{\text{тн}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | - | 0,024 | 0,015 |
| $\rho_1, \text{ кг}/\text{м}^3$ | - | 1 | 1 |
| $\rho_{\text{бр}}, \text{ кг}/\text{м}^3$ | - | 1,16 | 1,16 |
| $M_{\text{тм}}, \text{ Н}*\text{м}$ | - | 22550 | 14570 |
| $M_{\text{тб}}, \text{ Н}*\text{м}$ | - | 481789 | 74908 |

2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Расчет компоновки буровой колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор буровых утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты буровой колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса [7]. Результаты расчета буровой колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 21-22.

В таблицах 22.1-22.4 приведены параметры компоновок низа буровой колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 21 - Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| УБТ | | | | |
|-----------------|---------------|-------------|----------|-----------|
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | УБТС2-178 | 178 | 88 | 13728 |
| 2 | УБСТ2-146 | 146 | 8 | 824 |
| Бурильные трубы | | | | |
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | ТБПК-114х10,9 | 114 | 3317,8 | 117550 |

Таблица 22 - Проектирование расчетов на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| Расчет на наружное избыточное давление | | | | | |
|--|----------|---|------------------------------------|------------------------------------|----------------------|
| P_n , кгс/мм ² | 3,70 | Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$) | | | |
| $P_{кр}$, кгс/мм ² | 6,24 | <u>Да</u> | | Нет | |
| $P_{кр} / P_n$ | 1,68 | | | | |
| Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя | | | | | |
| В вертикальном участке ствола | | | | | |
| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см ³ | $\gamma_{ст}$, гс/см ³ | Q _б , кгс |
| 1 | 29,5 | 2294 | 1,076 | 7,85 | 70287 |
| Σ | | | | | |
| Q _{кнбк} , кгс | 11842 | Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$) | | | |
| K | 1,15 | | | | |
| ΔP, кгс | 11,1 | <u>Да</u> | | Нет | |
| F _к , мм ² | 6218 | | | | |
| σ _т , кгс/мм ² | 32 | | | | |

| <i>В наклонном участке ствола</i> | | | | | |
|-----------------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------------------|------------------------------------|----------------------|
| Несекции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см ³ | $\gamma_{ст}$, гс/см ³ | Q _Б , кгс |
| 1 | 29,5 | 1100 | 1,076 | 7,85 | 28002 |
| | E, кгс/мм ² | I, м ⁴ | S, м | D _з , мм | D, мм |
| | 2*10 ⁶ | 2,17*10 ⁻⁵ | 8,4 | 162 | 127 |
| Ψ^+ / Ψ^- | 0,13/0,16 | | Q _р , кгс | 36005 | |
| α | 0,2 | | M _{иmax} | 73781 | |
| μ | 0,25 | | W, см ³ | 4001 | |
| R, м | 5440 | | [σ], кгс/мм ² | 27 | |
| Q _к , кгс | 55509 | | σ_3 , кгс/мм ² | 50 | |
| σ_p , кгс/мм ² | 32 | | | | |

Продолжение таблицы 22

| Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$ | | | | Да | Нет |
|--|----------|---|------------------------------------|------------------------------------|----------------------|
| Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб | | | | | |
| №секции | q, кгс/м | l, м | $\gamma_{бр}$, гс/см ³ | $\gamma_{ст}$, гс/см ³ | Q _Б , кгс |
| 1 | 29,5 | 2294 | 1,076 | 7,85 | 71074 |
| Q' _{тк} , кгс | 158300 | Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м | | 3395 | |
| Q _{кнБК} , кгс | 11842 | | | | |
| n | 1,45 | | | | |
| q _т , кгс/м | 29,5 | | | | |
| K _т | 1 | | | | |
| K | 1,15 | Максимальная длина секции бурильных труб, м | | 27800 | |
| n | 1,45 | | | | |
| F _к , мм ² | 9326,585 | | | | |
| σ_t , кгс/мм ² | 50 | | | | |

В таблицах 2.6.1.1, 2.6.1.2, 2.6.1.3 представлены данные о проектировании бурильной колонны в интервале бурения под направление, под кондуктор, под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.6.1.1 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

| УБТ | | | | |
|-----------------|----------|-------------|----------|-----------|
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | УБТ2-299 | 299 | 18 | 8811 |
| Бурильные трубы | | | | |
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| - | - | - | - | - |

Таблица 2.6.1.2 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

| УБТ | | | | |
|-----------------|---------------|-------------|----------|-----------|
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | УБТ2-229 | 229 | 128 | 27315,2 |
| 2 | УБТ2-178 | 178 | 8 | 1248 |
| 3 | УБТ2-146 | 146 | 8 | 824 |
| Бурильные трубы | | | | |
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | ТБПК-114x10,9 | 114 | 597 | 21154 |

Продолжение таблицы 2.6.1.2

| ТБТ | | | | |
|---------|--------------|-------------|----------|-----------|
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | ТБТ 127x76,2 | 127 | 132 | 8394,6 |

Таблица 2.6.1.3 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| УБТ | | | | |
|-----------------|---------------|-------------|----------|-----------|
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | УБТ2-178 | 178 | 88 | 13728 |
| 2 | УБТ2-146 | 146 | 8 | 824 |
| Бурильные трубы | | | | |
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | ТБПК-114x10,9 | 114 | 3317,8 | 117550 |
| ТБТ | | | | |
| №секции | Тип | Диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг |
| 1 | ТБТ 127x76,2 | 127 | 36 | 2289,6 |

Таблица 2.6.3.1 - КНБК для бурения под направление

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса, кг | Длина, м | Назначение |
|-------|-----------------------|----|-----------------------|-----------|----------|--|
| | от | до | | | | |
| 1 | 0 | 50 | 393,7(17 1/2) GRDP217 | 250 | 0,415 | Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления |
| | | | Переводник М-201/177 | 98,9 | 0,42 | |
| | | | УБТ2-299 | 8811 | 16 | |
| | | | Переводник П-133/177 | 48,9 | 0,536 | |
| | | | ТБПК-114x10,9 | 769 | 32,7 | |
| Σ | | | 9208,8 | 50,1 | | |

Таблица 2.6.3.2 - КНБК для бурения под кондуктор

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса | Длина, м | Назначение |
|-------|-----------------------|-----|------------------------|-------|----------|--|
| | от | до | | | | |
| 1 | 50 | 965 | 295,3 (13 3/4) MTRP837 | 140 | 0,33 | Бурение наклонно-направленного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора |
| | | | Переводник М-171/152 | 77,8 | 0,4 | |
| | | | КЛС-295,3 СТ | 400 | 1 | |
| | | | КОБ 178-3-147 | 45 | 0,41 | |
| | | | Переводник Н 152/147 | 70 | 0,3 | |
| | | | Двигатель ДРУ-240РС | 2247 | 8,57 | |
| | | | Переводник П 147/171 | 62,8 | 0,38 | |
| | | | ПК – 172 | 95 | 0,62 | |

Продолжение таблицы 2.6.3.2

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса | Длина, м | Назначение |
|-------|-----------------------|---------------|----------------------|---------|----------|--|
| | от | до | | | | |
| 1 | 50 | 965 | ЗТС-42КК | 700 | 18,6 | Бурение наклонно-направленного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора |
| | | | УБТ2-229 | 27315,2 | 128 | |
| | | | Переводник П 147/171 | 62,8 | 0,526 | |
| | | | УБТ2-178 | 1248 | 8 | |
| | | | Переводник П-121/147 | 52,9 | 0,524 | |
| | | | УБТ2-146 | 824 | 8 | |
| | | | Переводник П-133/121 | 36 | 0,37 | |
| | | | ТБТ 127х76,2 | 2289 | 36 | |
| | | | Ясс ЯМ-172Б | 640 | 5,12 | |
| | | | ТБТ 127х76,2 | 6105,6 | 96 | |
| | | ТБПК-114х10,9 | 16476 | 465 | | |
| Σ | | | 58888 | 965 | | |

Таблица 2.6.3.3 - КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса | Длина, м | Назначение |
|-------|-----------------------|---------|----------------------|-------|----------|------------|
| | от | до | | | | |
| 1 | 965 | 3159,67 | 215,9 (9) МТR837 | 43 | 0,273 | |
| | | | Переводник М-133/117 | 32 | 0,385 | |

Продолжение таблицы 2.6.3.3

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса | Длина, м | Назначение |
|-------|-----------------------|----|-------------------------|----------|----------|--|
| | от | до | | | | |
| | | | Калибратор КЛС-215,9 СТ | 60 | 1,1 | Бурение наклонно-направленного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском колонны |
| | | | Переводник П-121/117 | 38,4 | 0,486 | |
| | | | КОБ 146-3-121 | 40 | 0,35 | |
| | | | Переводник П-117/121 | 33,5 | 0,457 | |
| | | | ДРУ-195РС | 1368 | 7,4 | |
| | | | Переводник П-147/117 | 47,7 | 0,525 | |
| | | | ПК – 172 | 95 | 0,62 | |
| | | | ЗТС-42КК | 700 | 18,6 | |
| | | | УБТ2-178 | 13728 | 88 | |
| | | | Переводник П-121/147 | 52,9 | 0,524 | |
| | | | УБТ2-146 | 824 | 8 | |
| | | | Переводник П-133/121 | 36 | 0,37 | |
| | | | ТБТ 127х76,2 | 763,2 | 12 | |
| | | | Ясс ЯМ-172Б | 640 | 5,12 | |
| | | | ТБТ 127х76,2 | 1526,4 | 24 | |
| | | | ТБПК-114х10,9 | 110534,8 | 3119,8 | |
| | | | Σ | 130563,5 | 3159,67 | |

Измерение параметров в процессе бурения проектируется производить с помощью инклинометров.

В целях скорейшего предотвращения возможных прихватов инструмента в скважине, проектируется комплект аварийного оборудования, в том числе гидравлический ясс. Т.к. в конструкцию скважины включен хвостовик, проектируем второй комплект УБТ, БТ меньшего типоразмера [3; 18; 19].

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну – полимерглинистый, для бурения интервала.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 6 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 | ρ _{бр} , кг/м ³ | ρ _{гл} , кг/м ³ | K | d, м | |
| от | до | | | | | | | | | |
| 0 | 50 | 1,1 | 0,15 | 20 | 9,81 | 1120-1160 | 2400 | 1,5 | 0,015 | |
| 50 | 900 | 1,1 | 8,6 | 900 | 9,81 | 1120-1160 | 2600 | 1,5 | 0,008 | |
| 900 | 3035 | 1,05 | 25,9 | 2650 | 9,81 | 1160-1200 | 2600 | 1,5 | 0,003 | |
| Результаты проектирования | | | | | | | | | | |
| Интервал бурения (по стволу), м | | Плотность, г/см ³ | СНС ₁ , дПа | СНС ₁₀ , дПа | Условная вязкость, сек | Водоотдача, см ³ /30 мин | pH | Содержание песка, % | ДНС, Па | ПВ, мПа*с |
| от | до | | | | | | | | | |
| 0 | 50 | 1,16 | 20-45 | 120-168 | 40-50 | 8,2 | 8-10 | 2 | 30 | 10-20 |
| 50 | 900 | 1,16 | 18-28 | 50-92 | 35-45 | 8,2 | 8-10 | 2 | 35 | 10-20 |
| 900 | 3035 | 1,2 | 8-10 | 14-26 | 40-50 | 8 | 8-10 | 1 | 40 | 10-20 |

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 | 20 | Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , ИКД |
| 20 | 900 | Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, DRIL-FREE, КМЦ-300, Барит, Na ₂ CO ₃ |
| 900 | 3035 | Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na ₂ CO ₃ , DRIL-FREE, CaCO ₃ |

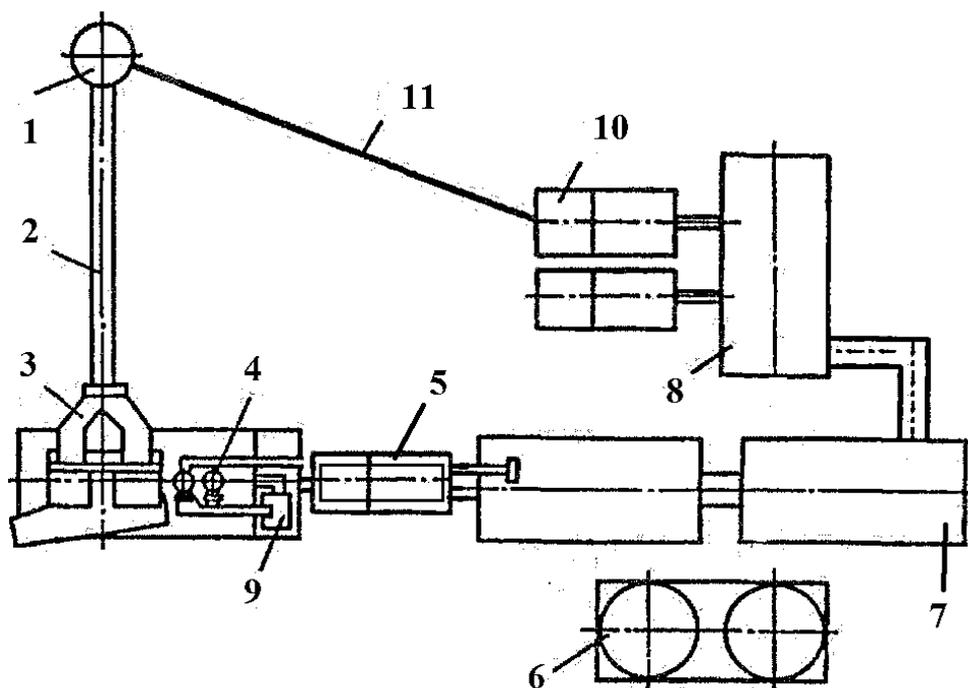


Рисунок 6– Схема очистки бурового раствора:1- устье скважины,2-желоб,3-вибросита MI Swaco Mongoose PT,4-гидроциклоны (песко-, ило-отделители) MI Swaco,5- центрифуга высокой комплектации GNLW,6-блок приготовления бурового раствора (гидроворонка, механический перемешиватель),7, 8- емкости для химической обработки,9- шламный насос,10- буровой насос УНБ-600,11- манифольд

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 [1].

Таблица 25 - Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

| Н (по стволу), м | d_d , м | К | $P_{пл}$, МПа | $P_{гд}$, МПа | $\rho_{п}$, кг/м ³ |
|----------------------|---------------------|----------------------|-------------------|-----------------|---------------------------------|
| 3159,67 | 0,2286 | 1,1 | 26,08 | 41,3 | 2600 |
| Q, м ³ /с | Тип бурового насоса | V _м , м/с | $\eta_{п}$, Па·с | $\tau_{г}$, Па | $\rho_{пж}$, кг/м ³ |
| 0,023 | УНБТ-1180L | 0,0042 | 0,02 | 22,9 | 1160 |
| КНБК | | | | | |
| Элемент | $d_{н}$, м | L, м | $d_{в}$, м | | |
| ДРУ-195PC | 0,195 | 7,4 | - | | |
| УБТС2-178 | 0,178 | 88 | 0,08 | | |
| УБТС2-146 | 0,146 | 8 | 0,068 | | |
| ТБТ 127x76,2 | 0,127 | 36 | 0,0762 | | |
| ТБПК-114x10,9 | 0,114 | 3317,8 | 0,0922 | | |

Таблица 26 - Оформление результатов проектирования гидравлической программы промывки скважины

| $\rho_{кр}$, кг/м ³ | φ | d_c , м | V _{кп} , м/с | $\Delta P_{зд}$, МПа | ΔP_o , МПа |
|---------------------------------|----------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1457,34 | 0,99 | 0,25146 | 0,58 | 4,89 | 0,10 |
| $\Delta P_{г}$, МПа | $\Delta P_{р}$, МПа | V _д , м/с | Φ , м ² | d, мм | |
| 0,34 | 15,48 | 155,21 | 0,00012 | 7,1 | |
| КНБК | | | | | |
| Кольцевое пространство | | | | | |
| Элемент | Рекр | Re кп | Skп | $\Delta P_{кп}$, МПа | $\Delta P_{мк}$, МПа |
| УБТС2-178 | 14257,31 | 23121,45 | 90,61 | 0,13 | - |
| УБТС2-146 | 20592,69 | 16105,65 | 172,84 | 0,01 | - |
| ТБТ 127x76,2 | 24510,57 | 13646,97 | 229,22 | 0,03 | 0,000031 |
| ТБПК-114x10,9 | 27247,96 | 12356,33 | 270,00 | 2,95 | 0,01 |
| ДРУ-195 | 11058,55 | 30083,27 | 55,65 | 0,01 | - |
| Внутри труб | | | | | |
| Элемент | Рекр | Re кп | λ | $\Delta P_{г}$, МПа | |
| УБТС2-178 | 15521,55 | 21231,27 | 0,03177 | 0,04 | |
| УБТС2-146 | 13215,49 | 24977,96 | 0,03197 | 0,01 | |
| ТБТ 127x76,2 | 14784,87 | 22290,05 | 0,03181 | 0,02 | |
| ТБПК-114x10,9 | 17923,63 | 18421,93 | 0,03176 | 0,79 | |

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 $\rho_{прод}$, кг/м ³ | 1000 | плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³ | 1100 |
| плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, кг/м ³ | 1500 | плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м ³ | 1900 |
| плотность нефти ρ_n , кг/м ³ | 866 | глубина скважины, м | 2880 |
| высота столба буферной жидкости h_1 , м | 750 | высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м | 150 |
| высота цементного стакана $h_{см}$, м | 10 | динамический уровень скважины h_0 , м | 1853 |

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

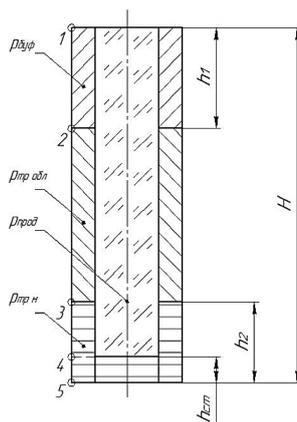


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 28 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 28 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

| Номер точки | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----------------------------------|---|-----|------|------|------|
| Глубина расположения точки, м | 0 | 757 | 2584 | 3025 | 3035 |
| Наружное избыточное давление, МПа | 0 | 0,7 | 7,9 | 11,5 | 11,5 |

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

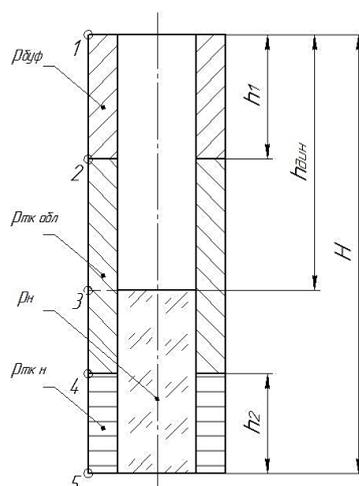


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Таблица 29– Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

| Номер точки | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----------------------------------|---|-----|------|------|------|
| Глубина расположения точки, м | 0 | 757 | 2023 | 2584 | 3035 |
| Наружное избыточное давление, МПа | 0 | 8,2 | 21,2 | 24 | 27,6 |

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 9.

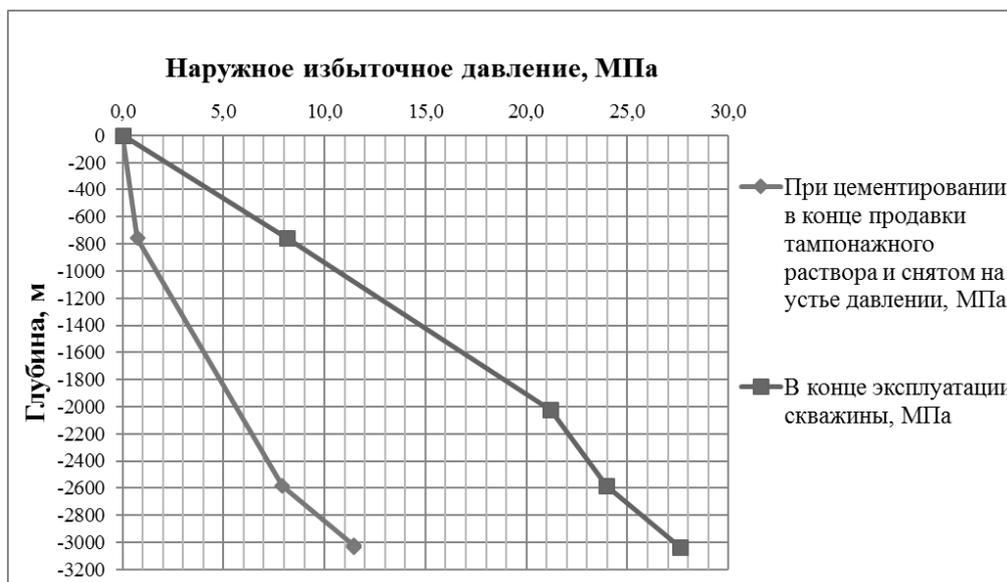


Рисунок 9 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 22,014 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

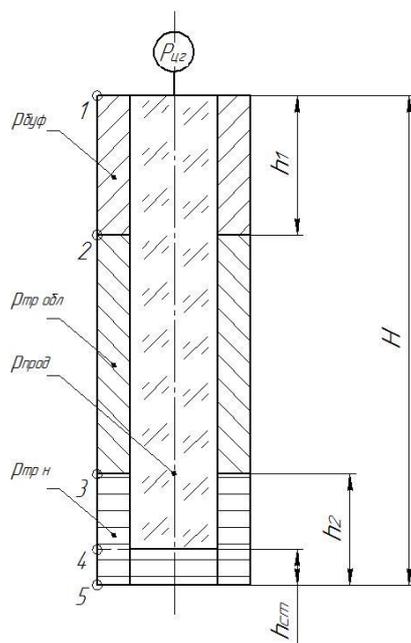


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

| Номер точки | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Глубина расположения точки, м | 0 | 757 | 2584 | 3025 | 3035 |
| Внутреннее избыточное давление, МПа | 21,58 | 20,83 | 13,67 | 10,12 | 10,12 |

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 11 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

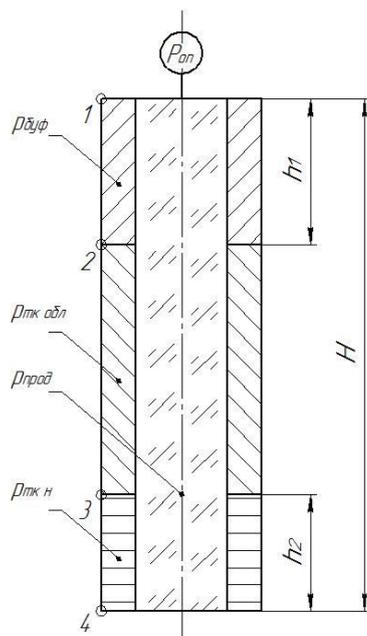


Рисунок 11 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 9,5 МПа.

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

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

| Номер точки | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------------------|-------|-------|------|-------|
| Глубина расположения точки, м | 0 | 757 | 2584 | 3035 |
| Внутреннее избыточное давление, МПа | 13,94 | 13,19 | 12,3 | 12,08 |

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 12.

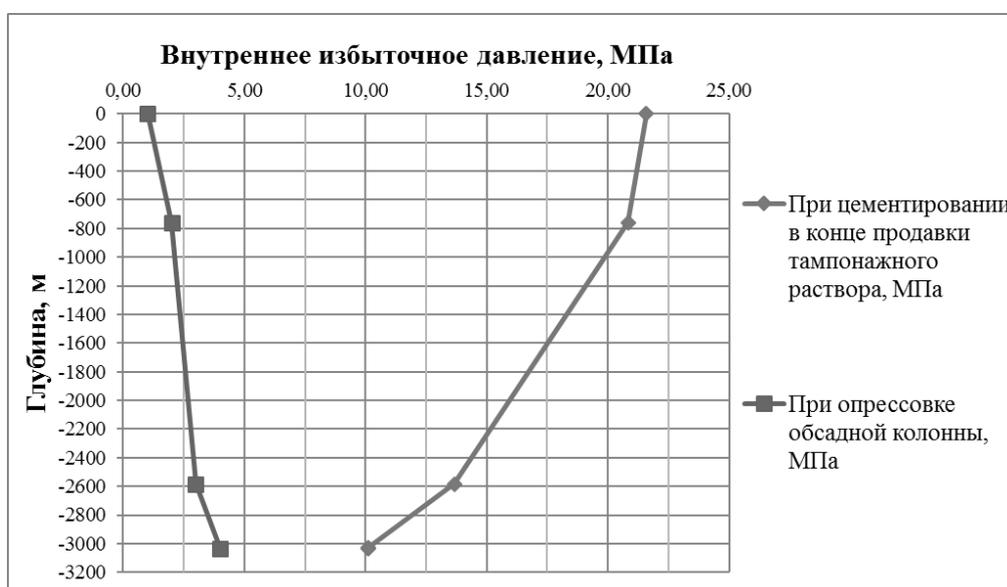


Рисунок 12– Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 32.

| № секций | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|----------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
| | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Д | 10,6 | 351 | 0,414 | 145,3 | 145,3 | 2809-3160 |
| 2 | Д | 8,9 | 747 | 0,354 | 264,4 | 409,8 | 2062-2809 |
| 3 | Д | 8,0 | 1688 | 0,316 | 533,3 | 943,1 | 374-2062 |
| 4 | Д | 8,9 | 276 | 0,354 | 97,7 | 1040,8 | 98-374 |
| 5 | Д | 10,6 | 98 | 0,414 | 40,7 | 1081,5 | 0-98 |

Таблица 31 – Характеристика обсадных колонн

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{сскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{зр}, \quad (3)$$

43,7 < 48,56 МПа. Условие (3) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

| Плотность тампонажного раствора, кг/м ³ | Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг | Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³ |
|--|---|---|
| Нормальный – 1820 | 10934,2 | 6,06 |
| Облегченный – 1400 | 24306,6 | 30,71 |
| Итого | 35240,8 | 36,77 |

2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Объем буферной и продавочной жидкости

| Наименование жидкости | Расчётный объём, м ³ |
|-----------------------|---------------------------------|
| Буферная | 18,8 |
| Продавочная | 58,6 |

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 13 приведена спроектированной технологическая схема с применением осреднительной емкости.

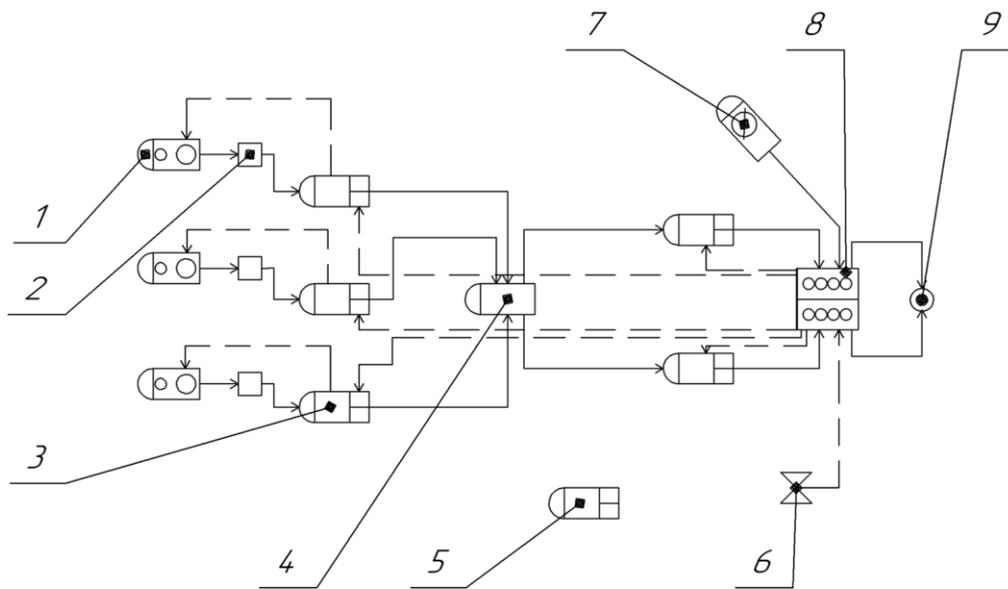


Рисунок 13 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 14.

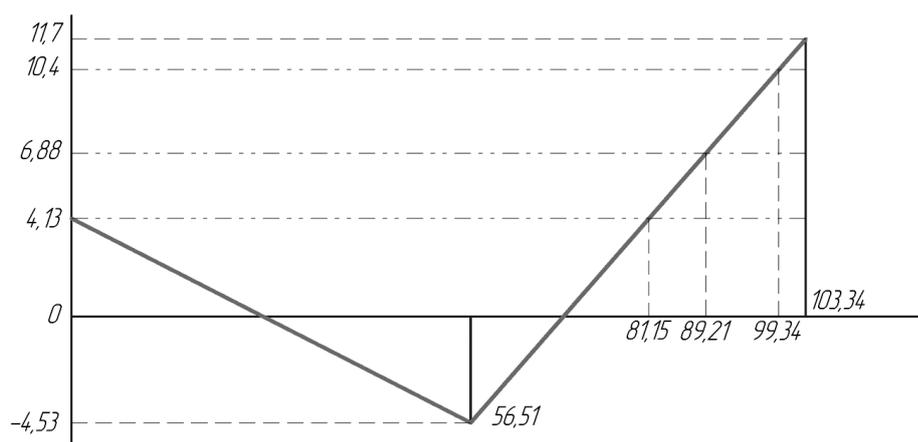


Рисунок 14 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 34 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 34 – Режимы работы цементировочных агрегатов

| Скорость агрегата | Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³ |
|-------------------|--|
| V | 81,15 |
| IV | 8,06 |
| III | 10,13 |
| II | 4,00 |

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цел}$ составляет

65мин .

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-178 с трапецидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД –Т178-ОТТМ;

- цементирующая головка типа ГЦУ-178/184;
- разделительные пробки ПРП-Ц-178/184;
- центраторы ЦЦ-1-178/222 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 35).

Таблица 35 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

| Интервал установки, м | Обозначение | Количество, шт. |
|-----------------------|-----------------|-----------------|
| 2695-2780 | ЦЦ - 1– 178/222 | 6 |
| 2455-2695 | ЦЦ - 1– 178/222 | 52 |
| 1739-2455 | ЦЦ - 1– 178/222 | 123 |
| 1237-1739 | ЦЦ - 1– 178/222 | 77 |

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать пулевой перфоратор ПБ-2 (рис.15). Интервал перфорации составляет 7,2 м. Поскольку мощность пласта составляет 70 м по вертикали, то требуется не менее десяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта [13; 14].

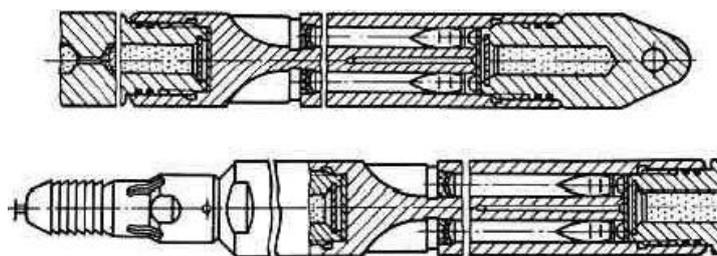


Рисунок 15 – Пулевой перфоратор

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи процесса свабирования, путем снижения гидростатического уровня жидкости.

Устройства для отбора жидкости называется сваб (поршень) (рис.16). Перемещаясь вниз, поршень пропускает через себя жидкость, при подъёме вверх - клапан закрывается, и весь столб жидкости, оказавшийся над ним, поднимается вместе с поршнем, а затем и выбрасывается из скважины на дневную поверхность. Упрощенная схема свабирования представлена на рисунке 17.

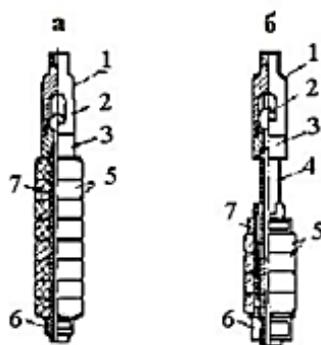


Рисунок 16 – Принципиальная конструкция сваба

а – сваб упрощенной конструкции, б – сваб с двойным проходным отверстием, 1- клапан тарельчатый, 2 – клапан шаровый, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – резиновая манжета, 6, 7 – гайки.

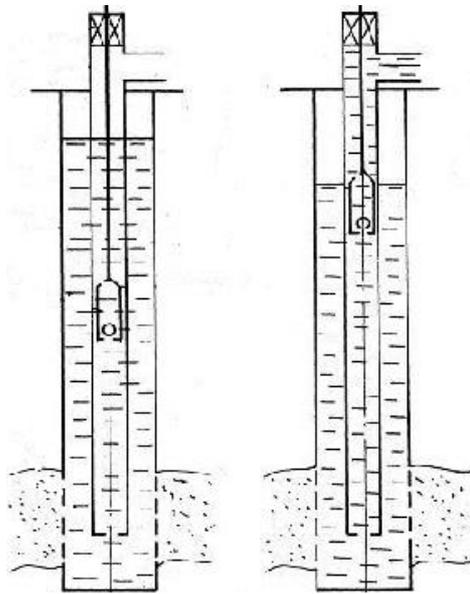


Рисунок 17 - Процесс свабирования скважины

Данный выбор вызова притока обусловлен тем, что в настоящее время свабирование является технологически простым, экономичным и наиболее экологически безопасным методом работы на скважине [13; 14; 15].

2.4.5. Выбор буровой установки

В таблице 36 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 36 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| Выбранная буровая установка | | | |
|--|-------------------|--|------|
| Максимальный вес буровой колонны, тс ($Q_{бк}$) | 137,6 | $[G_{кр}] / Q_{бк}$ | 1,45 |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$) | 140,5 | $[G_{кр}] / Q_{об}$ | 1,42 |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$) | 182,6 | $[G_{кр}] / Q_{пр}$ | 1,1 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$) | 200 | | |
| Расчет фундамента буровой установки | | | |
| Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{вלב}$) | 150 | $k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$) | 3,3 |
| Вес буровой колонны, т ($Q_{бк}$) | 137,6 | | |
| Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$) | 140,5 | | |
| Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$) | 1,3 | | |
| Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$) | 13,9 | | |
| Площадь опорной поверхности фундаментов, m^2 ($F_{бо}$) | 162 | | |
| Расчет режимов СПО | | | |
| Скорость | Количество свечей | Поднимаемый вес, кН | |
| 2 | 67 | 676 | |
| 3 | 58 | 585 | |
| 4 | 21 | 214 | |

Проектируется применения буровой установки БУ 3000/200 ЭУК.

III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

«Анализ возможности использования различных сочетаний материалов для рабочей пары ВЗД»

3.1. Актуальность проблемы

В настоящее время во всех отраслях машиностроения главной проблемой является качество продукции. В свою очередь одним из важнейших показателей качества является долговечность оборудования. Начиная с конца XX начала XXI веков широкое распространение получил способ бурения нефтяных и газовых скважин винтовыми забойными двигателями (ВЗД) (рис.18). Такое событие в первую очередь связано с развитием бурения наклонно - направленных и горизонтальных скважин, а также бурения боковых стволов. Кроме того, винтовыми забойными двигателями практически осуществляются все буровые работы в капитальном и подземном ремонте скважин. Винтовые забойные двигатели относятся к машинам гидростатического действия. По принципу действия ВЗД представляет собой планетарно-роторную гидравлическую машину объёмного типа с внутренним косозубым зацеплением. Применение ВЗД позволяет осуществить процесс бурения при реализации высокого момента и частоты вращения на выходном валу, мало изменяющихся при увеличении осевой нагрузки, что позволяет эффективно применять долота различных типов [21-23].

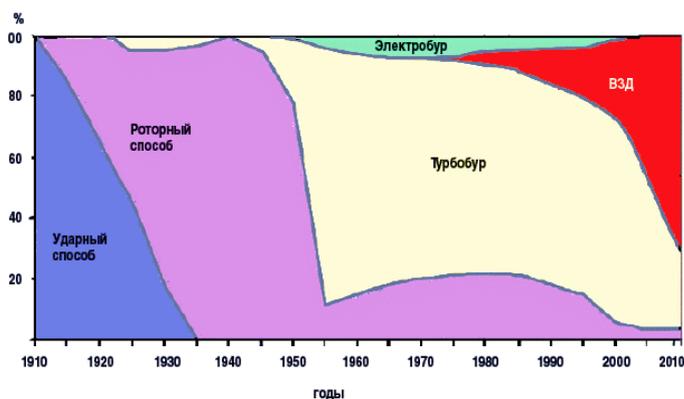


Рисунок 18 – Статистика применения способов бурения скважин

Наиболее важной задачей в совершенствовании ВЗД является повышение надежности и долговечности их рабочих органов, основным из которых является винтовая пара внутреннего зацепления, состоящая из металлического ротора и резинометаллического статора. Из анализа работы рабочей пары следует: резинометаллический статор является элементом, лимитирующим работоспособность двигателя, параметры резины ИРП-1226 не соответствуют специфическим требованиям бурового оборудования по комплексу прочностных и динамических свойств, а время работы составляет около 100 часов. Для увеличения ресурса работы статора необходимо исследовать возможность использования новых эластомерных композиционных материалов для его обкладки. Кроме того, в последние годы появилась необходимость изготовления ВЗД в термостойком исполнении для бурения горячих скважин. Изучение условий эксплуатации рабочей пары показывает, что она работает в весьма сложных условиях: при наличии в рабочей паре необходимого натяга - контактное давление 4-6 МПа, скорость скольжения 0,5-4,0 м/с, частота нагружения до 30 Гц, гидростатическое давление до 60 МПа. Поэтому к резиновой обкладке предъявляются высокие требования по прочности, абразивной износостойкости, усталостной выносливости и стойкости в среде нефтепродуктов.

В процессе эксплуатации статоров ВЗД И НВ происходит набухание резиновой обкладки под действием нефтепродуктов, в результате чего снижаются прочность, эластичность,

износостойкость, твёрдость, а также значительно изменяются масса и объем резины. Эластомеры для ВЗД используются стандартные, которые иногда быстро изнашиваются в некоторых скважинах, по той причине, что ИРП-1226 имеет средними характеристиками, но в некоторых скважинах, нужно уклон делать на определённые свойства. Так например Экспериментально доказано студентами ТПУ, что резина ИРП-1226, используемая для формирования обкладки статора винтового-забойного двигателя, при повышенных температурах изменяет свои физико-механические и упруго эластичные свойства, а при нагреве свыше 180°C, резина термически разрушается. А в скважинах Тюменской области наблюдаются скважины с высокими температурами. Также надо учитывать, что в некоторых скважинах у ВЗД недостаточная стойкость к различным средам нефтепродуктов и химических добавок бурового раствора, тем самым эластомер изнашивается быстрее срока службы, который регламентирует производитель.

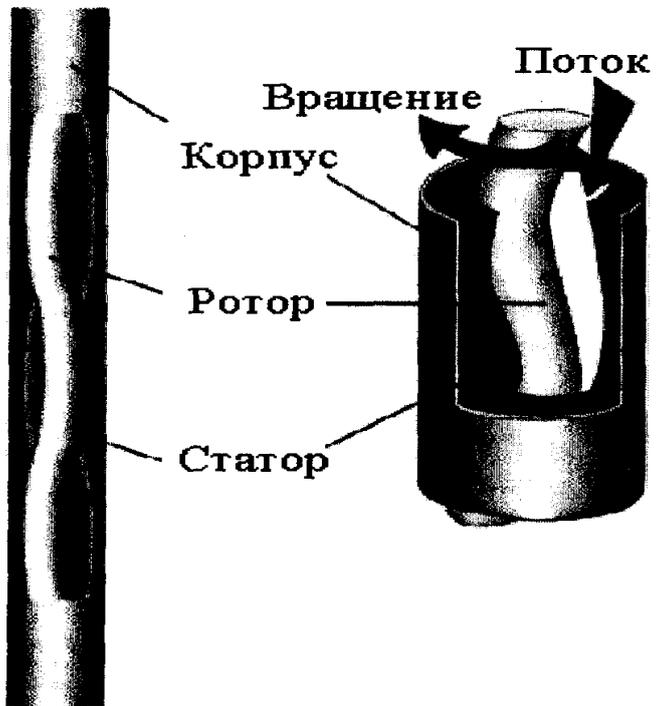


Рисунок 19 – Рабочая секция ВЗД

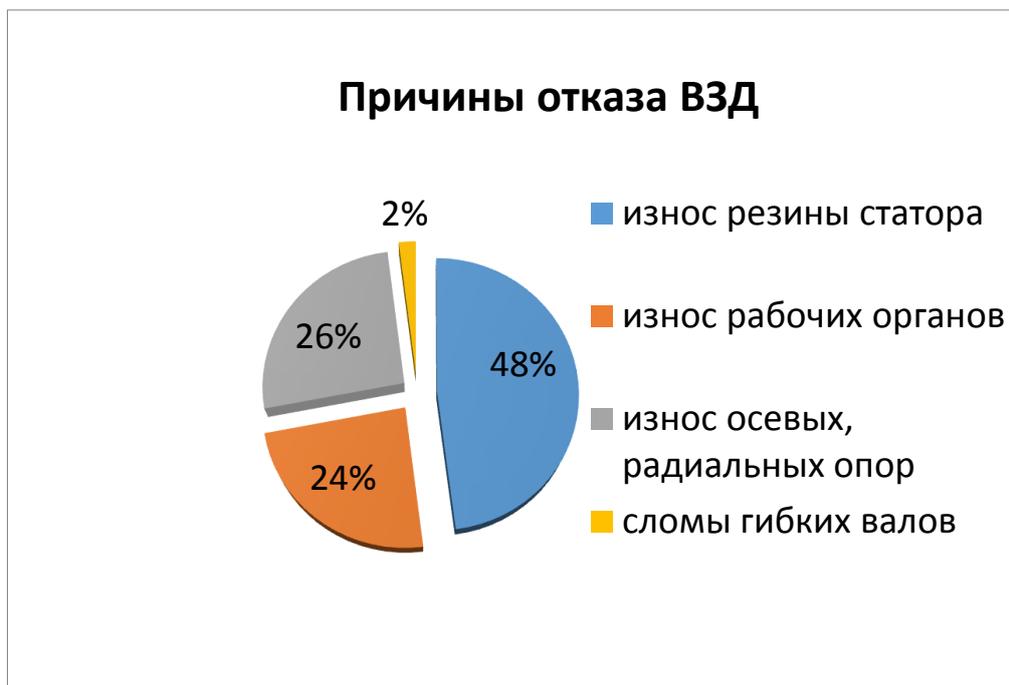


Рисунок 20 – Причины отказа ВЗД

Условием надежной эксплуатации отечественных ВЗД является необходимость использования промывочного агента с концентрацией абразивных частиц не более 1 % от объема. По результатам исследований, проведенных во ВНИИБТ, установлено, что увеличение содержания абразива в промывочном агенте на 50-70 % от рекомендуемого паспортного значения сокращает долговечность РО ВЗД в 2-3 раза . Проблема заключается в том, что системы очистки промывочного агента, которыми комплектуются отечественные буровые установки, не могут обеспечить такое качество очистки. Это связано как с техническими возможностями оборудования, так и с рецептурами некоторых промывочных агентов. В таких случаях буровая должна оснащаться дополнительными, как правило, импортными средствами очистки промывочного агента.

Стандартное оборудование очистки, используемое в настоящее время при бурении скважин не может обеспечить концентрацию абразивных частиц менее 3 %, а при бурении в пластах сложенных мелкофракционным песчаником эта величина достигает 8 - 10 %.

При ремонте скважин очистка промывочного агента часто осуществляется в прямках и желобах, т.к. эффективные отечественные очистные системы для КРС сегодня не выпускаются в промышленных масштабах, а импортные дорогостоящие (в связи с этим ремонтные предприятия их не закупают).

В процессе эксплуатации рабочие органы ВЗД подвергаются различным видам изнашивания: усталостному, фрикционному, гидроабразивному по закреп- ленному и незакрепленному абразиву, а также эрозионному и коррозионно-механическому при воздействии повышенных давлений и температур (рис. 2) [1, 2, 14, 16, 17]. Рис. 1. Сравнительная диаграмма причин выхода из строя ВЗД 80 Сложному характеру силового и контактного воздействия в рабочих органах ВЗД соответствует наиболее интенсивный износ и дальнейшее разрушение резинового элемента статора



Рисунок 21-износ поверхностей ротора и статора винтового забойного двигателя

3.2. Методика эксперимента

3.2.1. Средства и материалы для проведения экспериментов

Резиновые образцы изготавливались из того же материала, что и обкладка статора винтового забойного двигателя – резиновая смесь повышенной износостойкости ИРП-1226.

Для изготовления образцов использовался сверлильный станок Weiss Machinery WD14, данный вид станка обладает ступенчатой регулировкой частоты вращения шпинделя и максимальной частотой вращений 2580 об/мин и сверло по дереву диаметров 43 мм (рис 22.)

Стакан, который имитировал Статор ВЗД, и имитатор ротора(рис 23.)



Рисунок 22 – Сверлильный станок и сверло для изготовления образцов



Рисунок 23 – Имитатор ротора и имитатор статора

3.2.2. Условия проведения экспериментов и характеристики образцов

3.2.3. Порядок проведения эксперимента

Имея необходимые для проведения эксперимента жидкие среды в требуемом объеме, изготавливались резиновые образцы, диаметром до 43 мм и высотой до 11,5 мм с применением сверлильного станка и сверла цилиндрической формы. Для каждой исследуемой жидкой среды при заданной температурной точке изготавливалось 3 цилиндрических образца, также изготавливалось 3 цилиндрических образца диаметра 21мм. В стакан(имитатор статора) заливалась жидкая фаза, на исследуемые образцы наносились метки с номером позиции, для чистоты проведения эксперимента. Так же снимались начальные геометрические параметры образца с помощью электронного штангенциркуля. Результаты заносились в таблицу, составленную в соответствии с методикой эксперимента. Резиновые образцы, изготовленные из резиновой смеси повышенной износостойкости ИРП-1226. Далее проводили опыты по износу рабочей пары, устанавливая имитатор ротора на сверлильную установку, а имитатор статора закрепляли, в неподвижное состояние. После этого, задавая различные нагрузки на станке, начинали истирать образцы между собой, в различных средах, с различными смазками, имитируя работу рабочей пары ВЗД

3.3. Результаты эксперимента

Хочется отметить, что в результате проведения данной серии экспериментов было задействовано 30 резиновых образцов, при 3 различных нагрузках с использованием 2 различных сред буровых растворов, и используя 3 смазки.

При обработке результатов стало очевидно, что результаты эксперимента можно разделить на 3 типа неустойчивости эластомера: 1 – уменьшение размеров образцов, за счёт усталостного разрушения;

2 – образования термического разрушения, в следствии перегрева или большого коэффициента трения.

Первый ряд опытов проводилось в водной среде, без добавление каких либо смазок, с различными нагрузками. В опыте сравнивали износ контакта резины с резиной и резины с металлом, для определения износа эластомера. На графике(рис 24.) видно, что при низких нагрузках отличие износа не велика, в отличие от предельных нагрузок.

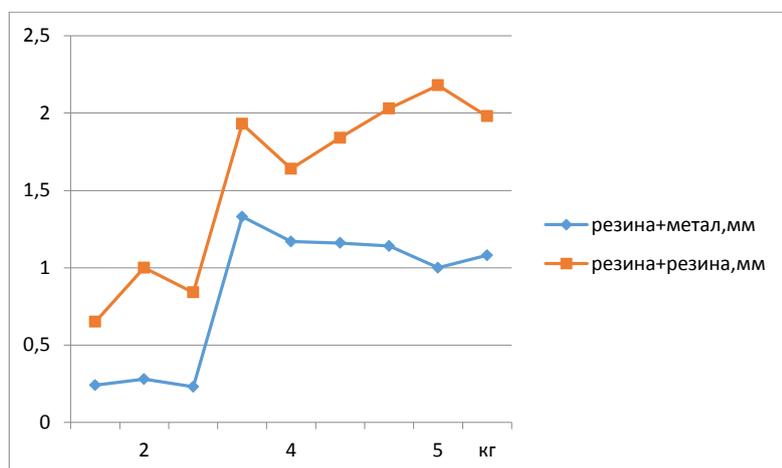


Рисунок 24 – график зависимости износа от нагрузки рабочих пар в водной среде

Далее было решено, найти предельную нагрузку при контакте резина + резина, для определения благоприятных условий работы данной рабочей пары. На графике(рис 25.) видно, что при нагрузке до 3,4 кг износ растёт прямолинейно, без резких скачков, по данной нагрузке резко увеличивается.

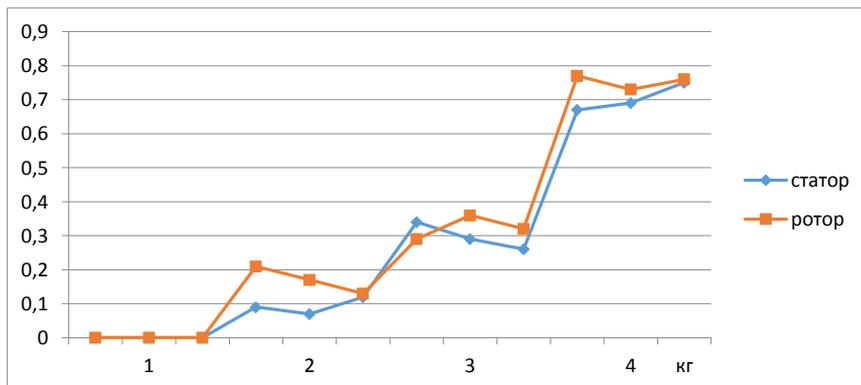


Рисунок 25 – график зависимости износа от нагрузки рабочей пары резина + резина

Следующий ряд опытов было посвящено, изучению влияния смазок, и для какой рабочей пары она более эффективна. Из графика (рис 26.) видно, что при добавлении смазки, для рабочей пары резина + резина, более эффективно влияет и по износу он становится близок к рабочей паре резина + металл.

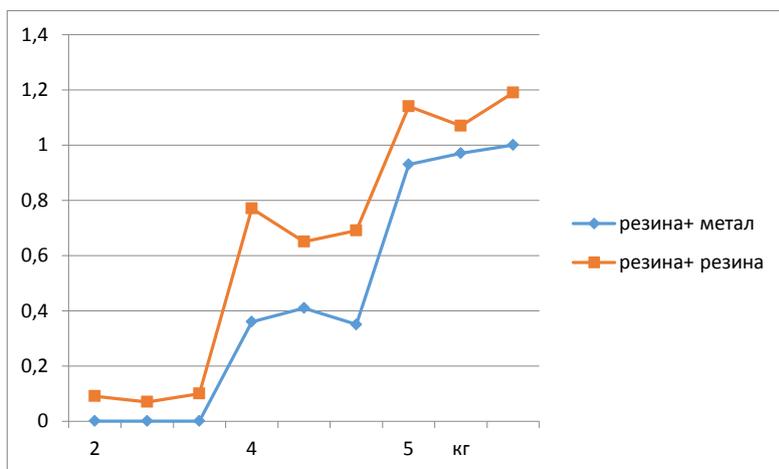


Рисунок 26 – график зависимости износа от нагрузки рабочей пары в водной среде с добавлением смазки

Данные опыты показали, что рабочая пара резина + резина, более эффективно использовать в режимах бурение с низкой подачей раствора, чтобы работу данной рабочей пары, было не на предельных для неё условий. В дальнейшем я планирую рассмотреть другие рабочие пары, и возможность изменения конструкции ВЗД, для облегчения ремонтных работ на буровой.

IV. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания» (СФ ЗАО «ССК»)

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Ямальский филиал АО «ССК»

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Компания «ССК» основана 1 февраля 2000г. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения. Компания «ССК» основана 1 февраля 2000г и за свою 16 летнюю Историю компания имеет:

- 5000 сотрудников;
- 1,5 млн метров проходки в год;
- 7% от общего объёма бурения в России;
- В своём штате компания имеет: 65 буровых установок, 85 подъёмных агрегатов, 18 флотов цементирования;
- Лидер по производительности труда в РФ среди буровых компаний.

В сентябре 2002 года в состав ССК вошло ООО ГРК «Эвенкия», к тому времени уже четыре года работающее в Красноярском крае. К 2006 году закончилось формирование Красноярского филиала. В зону ответственности

Красноярского филиала ССК попадает не только территория Красноярского края, но и Иркутская область, Якутия. Здесь также работают подразделения дочерних предприятий ССК- «Буровые растворы» и ЗАО «Управление цементирования скважин».

В Красноярском крае в последние годы геологоразведочные работы вновь набирают обороты. Высокие результаты показывают геологи при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Работами последних лет обусловлен значительный прирост запасов углеводородов, а современные методы геофизических и других исследований подтверждают уникальность месторождений Восточной Сибири.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Руснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на

месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам .

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Для определения общего времени строительства данной скважины необходимо построить нормативную карту. Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжение таблицы 1

| | | | |
|---|---|----------|----------------|
| | Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами | ч | 12,0 |
| | Ремонтные работы – 3,3% | ч | 3,1 |
| | Смена вахт – 1,25% | ч | 1,14 |
| | Итого | ч | 95,5 |
| 5 | Бурение интервала под эксплуатационную колонну: | ч | 16,67 |
| | СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания | | |
| | Бурение 934-3035 м | ч | 200,34 |
| | Промывка | ч | 3,0 |
| | Проработка ствола | ч | 9,7 |
| | ПЗР перед СПО | ч | 0,43 |
| | Крепление обсадной колонны: | | |
| | СПО обсадной колонны | ч | 20,4 |
| | Подготовительные работы и цементирование | ч | 4,1 |
| | ОЗЦ | ч | 24,0 |
| | ГИС | ч | 20,0 |
| | Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами | ч | 12,0 |
| | Ремонтные работы – 3,3% | ч | 9,42 |
| | Смена вахт – 1,25% | ч | 3,57 |
| | Итого | ч | 323,63 |
| | Итого на строительство скважины | ч | 467 |
| | Испытание скважины: | ч | 255,5 |
| | Всего по скважине: | ч | 2478,36 |

Таблица 5 - Сводный сметный расчет

| № | № сметного расчета | Наименование работ или затрат | Стоимость в ценах 1984 года всего, руб. |
|---|--------------------|--|---|
| | | | Прямые затраты |
| Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины | | | |
| 1 | 1.1 | Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач. | 78997 |
| 2 | 1.2 | Разборка трубопроводов, линий передач. | 2295 |
| 3 | 1.3 | Техническая рекультивация земель | 12192 |
| Итого по подготовительным работам | | | 93484 |
| Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования | | | |
| 4 | 2.1 | Строительство и монтаж | 177994 |
| 5 | 2.2 | Разборка и демонтаж | 11351 |
| 6 | 2.3 | Монтаж оборудования для испытания | 13905 |
| 7 | 2.4 | Демонтаж оборудования для испытания | 1674 |
| Итого по вышкостроению и монтажу | | | 204924 |
| Раздел III. Бурение и крепление | | | |
| 8 | 3.1 | Бурение скважины | 84000 |
| 9 | 3.2 | Крепление скважины | 76000 |
| Итого по бурению и креплению | | | 160000 |
| Раздел IV. Испытание скважин | | | |
| 10 | 4.1 | Испытание в процессе бурения | 7190,4 |
| 11 | 4.2 | Испытание объекта | 42595 |
| 12 | 4.3 | Оборудование устья скважины | 3418 |
| Итого по испытанию | | | 53203,4 |
| Раздел V. Промыслово-геофизические работы | | | |
| 13 | 5.1 | 11% от раздела III и IV | 63640 |
| Итого по промыслово-геофизическим работам | | | 63640 |
| Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время | | | |
| 14 | 6.1 | Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II | 16114 |
| 15 | 6.2 | Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV | 10250,5 |
| 16 | 6.3 | Эксплуатация теплофикационной котельной установки | 43910,05 |
| Итого по разделу VI | | | 70274,55 |
| ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV | | | 693654,5 |

Продолжение таблицы 5

| Раздел VII. Накладные расходы | | | |
|--|------|--|--------------------|
| 17 | 7.1 | Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV | 173413 |
| Итого по разделу VII | | | 173413 |
| Раздел VIII. Плановые накопления | | | |
| 18 | 8.1 | Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII | 39692 |
| Итого по разделу VIII | | | 39962 |
| ИТОГО с накладными и плановыми | | | 907029,5 |
| Раздел IX. Прочие работы и затраты | | | |
| 19 | 9.1 | Премияльные доплаты 24,5 % | 222222,1 |
| 20 | 9.2 | Надбавка за вахтовый метод работ 4,4% | 39909 |
| 21 | 9.3 | Северные льготы 2,98% | 27029 |
| 22 | 9.4 | Лабораторные работы 0,15% | 1360,5 |
| 23 | 9.5 | Авиатранспорт | 43447,36 |
| 24 | 9.6 | Транспортировка вахт | 9618,53 |
| 25 | 9.7 | Перевозка вахт до г.Томска | 18623,15 |
| 26 | 9.8 | Услуги связи на период строительства скважины | 4500,00 |
| 27 | 9.9 | Топографо-геодезические работы | 6200,00 |
| 28 | 9.10 | Бурение скважины на воду | 25000 |
| 29 | 9.11 | Услуги по отбору и транспортировке керна | 32632 |
| Итого прочих затрат и работ | | | 208319,5 |
| ИТОГО по разделам I-IX | | | 1115349 |
| Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы | | | |
| 30 | 10.1 | Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы | 26768 |
| ИТОГО | | | 1094117 |
| Подрядные работы | | | |
| Раздел XI. Авторский надзор | | | |
| 31 | 11.1 | Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X | 2284,3 |
| Итого по подрядным работам | | | 2284,3 |
| ВСЕГО ПО СМЕТЕ | | | 1096401,3 |
| С учетом коэффициента удорожания $k=160$ к ценам 1984 г. | | | 175424208 |
| НДС 18 % | | | 31576357,3 |
| ВСЕГО с учетом НДС | | | 207000565,3 |

Итого с учетом НДС полная стоимость на строительство скважины составила **207000565,3** руб.

V. Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной горизонтальной скважины на нефтяном месторождении (Томской области)

5. Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Томской области

5.1. Введение

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3035 м. на нефтяном месторождении Томской области. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

Реализация данного проекта планируется на территории Томской области в Парабельском районе. Климат на данной территории резко- континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Для данного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

Разрабатываемый технологический проект может быть применён в сервисных буровых компаниях, сфера деятельности которых направлена на строительство скважин, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин. Информация научно-исследовательской работы, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована заводами-изготовителями винтовых забойных двигателей.

5.2. Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отводится большое место производственной безопасности. Это связано с тем, что данная производственная отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 1 для дальнейшего анализа. Таблица 1 - Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины

| Источник фактора, наименование видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74) | | Нормативные документы |
|---|---|--|--|
| | Вредные | Опасные | |
| Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины | -Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; -Повышенный уровень шума на рабочем месте; -Повышенный уровень вибрации; -Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -Недостаточное освещение рабочей зоны; -Повреждения в результате контакта с насекомыми. | -Пожаро-взрывоопасность -Повышенное значение напряжения в электрической цепи -Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; | ГОСТ 12.1.005-88 [1] СанПиН 2.2.4.548-96 [2] ГОСТ 12.1.003-2014 [3] ГН 2.2.5.1313-03 [4] ГОСТ 12.2.003-91. [5] ГОСТ 12.2.062-81. [6] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [7] ГОСТ 12.1.012-2004. [8] |

5.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим более подробно ожидаемые факторы которые могут воздействовать на организм человека в процессе строительства скважины, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе бурения существует необходимость приготовления бурового раствора. Во время приготовления частицы сухих материалов могут попадать в различные органы и наносить вред организму. Так же при бурении скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению

рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием.

Количество вредных веществ содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [4]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Производственный шум - совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Источниками шума в процессе бурения являются различные механизмы которые имеют различные передачи, вращение шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности"[3].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [12].

Повышенный уровень вибрации

Вибрация — это механические колебания машин и механизмов, которые характеризуются такими параметрами, как частота, амплитуда, колебательная скорость, колебательное ускорение. Вибрацию порождают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе машин.

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом [8].

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [13].

С целью устранения вибрации на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. В качестве коллективных средств защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [14].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [9].

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- Создание укрытий рабочих мест
- Обеспечение работников тёплой спецодеждой
- Сокращение продолжительности рабочей смены
- Прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [14].

В комплект средств индивидуальной защиты отключены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, перчатки, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [11].

Недостаточное освещение рабочей зоны

Под освещением понимается процесс получения, распределения и использования световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [18]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [15] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

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

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [24].

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма;

Пожаровзрывоопасность

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неполюженном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности"[5]. Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культурной будки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

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

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

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Электрический ток — направленное, упорядоченное движение заряженных частиц. Иногда электрическим током называют также ток смещения, возникающий в результате изменения во времени электрического поля.

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)[20], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [21].

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- Применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и

покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [7].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе сооружения скважины возможны во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- ограждать вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения[4,14];

5.3. Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

5.3.1. Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»[22].

5.3.2. Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

Ц. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- Контроль за герметичностью амбара;
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.3.3. Литосфера

Отформатировано: Отступ: Слева: 1,5 см, без нумерации

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

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

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

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [23].

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового

оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.5.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в

установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;

- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил,

инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;

- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;

- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные,

каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;

- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

5.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлен технологический проект на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины глубиной 2880 метров на нефтяном месторождении (ХМАО). Работа состоит из таких основных частей как: 1. общая и геологическая часть, 2. технологическая часть, 3. специальная часть, 4. финансовый менеджмент и 5. часть, посвященная социальной ответственности при строительстве скважины.

В первой части представлены географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения скважины, а также параметры флюидоносности и зоны возможных осложнений.

Во второй части данной ВКР приведены основные технологические расчеты, необходимые для сооружения скважины: по проекту была выбрана наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком ствола, длина горизонтального участка по стволу 550 м., хвостовик не цементируемый, конструкция забоя смешанного типа, т.к. горные породы, слагающие интервал продуктивного пласта, являются неустойчивыми, проектируется спуск хвостовика-фильтра. Способ бурения преимущественно забойными двигателями, позволяющими в процессе бурения непрерывно «набирать угол», за исключением бурения под направления, где проектируется роторный способ бурения. В соответствии с профилем скважины, характеристиками горных пород, слагающих разрез скважины, выбраны оптимальные компоновки низа бурительных колонн. Также в данной части ВКР произведены расчет по заканчиванию скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины, требуемые составы и параметры тампонажной смеси, а также произведен расчет необходимого оборудования. В завершении данного раздела выбран пулевой способ перфорации продуктивного пласта и метод вызова притока – свабирование, т.к. данный метод в настоящее время является наиболее безопасным и простым.

В третьей части ВКР рассмотрен актуальный вопрос в области машиностроения «Исследование влияния температурного фактора на параметры резины эластомера в присутствии различных сред бурового раствора», выявлены особенности взаимодействия ИРП-1226 с агрессивными средами бурового раствора.

В финансовой части работы отражена структура, организационные формы бурового предприятия, рассчитана сметная стоимость сооружения скважины и другие технико-экономические характеристики.

Итоговой частью выпускной работы является «Социальная ответственность». Данный раздел посвящен технике безопасности на производственном объекте при сооружении скважины, охране окружающей среды и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Каждый пункт обоснован нормативными документами.

Список публикаций студента

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
4. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
5. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
6. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-679 с.
7. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-670 с.
9. Г.Д. Бредо. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1990.
10. Д.Ф. Болденко, Ф.Д. Болденко, А.Н. Гноевых. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.
11. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
12. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
13. В.И. Нифатов. Вскрытие продуктивных пластов при строительстве и ремонта скважин. Под ред. К.М. Тагирова. – М.: изд. ООО «ИРЦ Газпром», - 2002. – 61 с.
14. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
15. С.И. Грачев, М.С. Бахарев. Технология бурения скважин в Западной Сибири. Раздел 15. 40 с.
16. Добыча нефти и газа. 2016. Электронный ресурс. URL: <http://oilloom.ru/78-tehnika-i-tehnologii-stroitelstva-skvazhin/277-kratkaya-istoriya-bureniya-neftyanykh-i-gazovykh-skvazhin> (Дата обращения: 21.04.2016).
17. Лисичкин С.М., Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности, М.-Л., 1954
18. Регламент на сборку и эксплуатацию низа компоновок бурильных колонн и НКТ при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов, освоение и КРС. ООО «Пурнефтегаз-Бурение». Утв. гл. инженером С.А. Симаковым. 2002.
19. Проектирование скважин. Проектирование КНБК. Глава 2. Раздел 3. 13 с.
20. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. доктора технических наук Коротаева Юрия Арсеньевича. – Пермь, 2003. – 386 с.
21. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. Официальный сайт. URL: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovykh-zabojnykh-dvigatелеj.html>

22. (Дата обращения: 08.01.2016)
23. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovyerastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (Дата обращения: 12.02.2016)
24. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1> (Дата обращения: 15.02.2016)
25. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
26. Двойников М.В. Исследование износостойкости рабочих органов винтовых забойных двигателей. Бурение и нефть. -2009, №5. С. 15-19.
27. Голдобин Д.А. Разработка и исследование винтовых забойных двигателей с облегченными роторами и армированными статорами: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Голдобин Дмитрий Анатольевич. – Пермь, 2011. – 22
28. Основы финансового менеджмента: Учеб.пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.
29. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
30. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с
31. Организационная структура ЗАО «ССК». Электронный ресурс. URL: www.sibservis.com (Дата обращения: 23.03.2016)
32. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
33. Жуков, Виктор Ильич. Защита и безопасность в чрезвычайных ситуациях: учебное пособие / В. И. Жуков, Л. Н. Горбунова; Сибирский федеральный университет (СФУ). — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2014. — 392 с.: ил. — Высшее образование. Бакалавриат. — Библиогр.: с. 384-387.
34. ГОСГОРТЕХНАДЗОРРОССИИ. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ08-624-03). ПИО ОБТ. М.-2003
35. Беляков, Геннадий Иванович. Охрана труда и техника безопасности [Электронный ресурс] : учебник для прикладного бакалавриата / Г. И. Беляков. — 3-е изд., перераб. и доп. — Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). — Москва: Юрайт, 2016. — 1 Мультимедиа CD-ROM. — Бакалавр. Прикладной курс. —Электронные учебники издательства "Юрайт".
36. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
37. Спичак Ю.Н., Ткачев В.А., Кипко А.Э., Охрана окружающей среды и рациональное использование месторождений полезных ископаемых. – Учебник для горных техникумов – М.:Недра, 1993 г.
38. Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. - Монография/М., Недра, 1981, — 256 с.
39. ИПБОТ 028-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО) при помощи УПОП (устройство перемещения оборудования противовыбросового)

40. Анашкина А.Е., Грушевский М.Б. Превенторы. Методические указания к работам по дисциплине «Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин на суше», «Эксплуатация, ремонт и монтаж бурового оборудования». – Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2002