

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

| Тема работы |
|---|
| Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) |

УДК 622.143: 622.24: 622.323(571.121)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------|---------|------------|
| 225Б | Реус Павел Витальевич | | 15.06.2020 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД | Глотова В.Н. | к.т.н. | | 18.06.2020 |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|----------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ОНД | Бондарчук И.Б. | | | 18.06.2020 |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|--------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОСГН | Якимова Т.Б. | к.э.н. | | 17.06.2020 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|-------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ООД | Гуляев М.В. | | | 17.06.2020 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|----------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОГ | Ростовцев В.В. | к.г.-м.н. | | 19.06.2020 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 Уровень образования Специалитет
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

| |
|------------------|
| Дипломный проект |
|------------------|

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 21.03.2020 | 1. Геологическая и технологическая части | 60 |
| 01.05.2020 | 2. Специальная часть и графические приложения | 30 |
| 28.05.2020 | 3. Предварительная защита | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Глотова В.Н. | к.т.н. | | |

Консультант (при наличии)

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ОНД | Бондарчук И.Б. | | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОГ | Ростовцев В.В. | к.г.-м.н. | | |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ростовцев В.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|--------------------|
| Дипломного проекта |
|--------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------|
| 225Б | Реусу Павлу Витальевичу |

Тема работы:

| | |
|---|------------------------|
| Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | №148-6/с от 27.05.2020 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 15.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Геолого-технические условия бурения скважины на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | – Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; Обоснование конструкции скважины; Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и |

| | |
|---|---|
| | <p>обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины;</p> <p>– Углубление скважины. Выбор способа бурения, выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> |
| Перечень графического материала | <ol style="list-style-type: none"> 1. Геолого–технический наряд 2. Структурная карта и геологический разрез 3. КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 4. Схема расположения оборудования и привышечных сооружений буровой установки 5. Схема расположения оборудования по очистке бурового раствора 6. Оборудование обвязки устья скважины |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Якимова Татьяна Борисовна |
| Социальная ответственность | Гуляев Милий Всеволодович |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 27.01.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД | Глотова В.Н. | к.т.н | | 27.01.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------|---------|------------|
| 225Б | Реус Павел Витальевич | | 27.01.2020 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------|
| Группа | ФИО |
| 225Б | Реусу Павлу Витальевичу |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|--|
| Школа | ИШПР | Отделение (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Специалист | Направление/специальность | 21.05.03 Технология геологической разведки |

Тема ВКР:

| | |
|---|--|
| Технология и техника сооружения разведочно–эксплуатационной скважины на Восточно-Мессояхском НГКМ | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования и области его применения | Объектом исследования и рабочей зоной в процессе строительства скважины является Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение, ЯНАО. При производстве работ по строительству разведочно-эксплуатационной скважины, могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: | – Специальные правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. |
| 2. Производственная безопасность: | Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: 1. Превышение уровней вибрации и шума; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. Движущиеся машины и механизмы различного оборудования; 5. Электрический ток; 6. Пожаровзрывоопасность. |
| 3. Экологическая безопасность: | Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); гидросферу (сбросы); литосферу (отходы) 1. Нарушение поверхности стока; 2. Нарушение почвенно–растительного покрова; 3. Разлив горюче–смазочных материалов, грунтовок, смол и других материалов; 5. Захламление территории отходами производства. |
| 4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; |

| | |
|--|--|
| | <p>выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Возможность возникновения газонефтеводопроявлений;</p> |
|--|--|

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 27.01.2020 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин | Гуляев Милий Всеволодович | | | 27.01.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------|---------|------------|
| 225Б | Реус Павел Витальевич | | 27.01.2020 |

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

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------|
| Группа | ФИО |
| 225Б | Реусу Павлу Витальевичу |

| | | | |
|---------------------|-------------|------------------------------|--|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Специалист | Направление/специальность | 21.05.03 Технология геологической разведки |

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

| | |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Нормы расходования ресурсов согласно государственным единым сметным нормам и внутренним правилам организации |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | Общий налоговый режим: – ставка налога на прибыль 20 %; – страховые взносы 30%; – налог на добавленную стоимость 20% |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i> | Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ |
| 2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i> | Расчет затрат времени и труда по видам работ. Составление линейного графика выполнения работ |
| 3. <i>Составление бюджета инженерного проекта</i> | Расчет сметы на строительство скважины, расчет скоростей бурения на Восточно-Мессояхском НГКМ |

Перечень графического материала

1. *Нормативная карта*
2. *Линейно-календарный график работ*

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 27.01.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН | Якимова Т.Б. | К.Э.Н. | | 27.01.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-----------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 225Б | Реус Павел Витальевич | | 27.01.2020 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 151 страниц, 6 рисунков, 47 таблиц, 34 источника, 6 приложений.

Ключевые слова: Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение; нефть; БУ 5000/320 ДГУ-1; отбор керна; вибросито.

Объектом исследования является Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Цель работы: разработка технологии проведения работ на объекте; разведка месторождения; разработка организации и управления работ на объекте.

В процессе проектирования проводились: подбор технологии и техники для сооружения скважин в пределах данного объекта; проверочные расчеты бурового оборудования; расчеты режимных параметров бурения; анализы вредных и опасных факторов при проведении геологоразведочных работ и меры по их предупреждению; подбор вспомогательного оборудования и организации работ; сметно-финансовые расчеты.

В результате проектирования: дана полная геологическая характеристика объекта; спроектирована технология сооружения скважины, на основании расчетов было выбрано необходимое буровое оборудование для разведки данного месторождения; был произведен анализ всех вредных и опасных факторов при геологоразведочных работах в пределах данного объекта; произведены сметно-финансовые расчеты по данному объекту.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: в проекте предоставляется полное описание буровой установки БУ 5000/320 ДГУ-1 ее укомплектованность и технические характеристики. На основании технических характеристик бурового оборудования, определенных методик и расчетных формул, произведены проверочные расчеты бурового оборудования. Исходя из расчетов подобрали породоразрушающий инструмент.

Значимость работы: сооружение разведочно-эксплуатационной скважины на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении позволит подтвердить запасы и спроектировать бурение скважины для добычи нефти.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 13 |
| 1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 14 |
| 1.1 Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ . | 14 |
| 1.1.1 Рельеф..... | 14 |
| 1.1.2 Климат | 15 |
| 1.1.3 Растительный и животный мир | 16 |
| 1.1 Геологические условия бурения | 17 |
| 1.2.1 Стратиграфия..... | 17 |
| 1.2.2 Тектоника | 17 |
| 1.2.3 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины..... | 22 |
| 1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины | 27 |
| 1.4 Исследовательские работы..... | 32 |
| 1.4.2 Геофизические работы..... | 32 |
| 1.4.3. Отбор керна и шлама | 33 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ | 34 |
| 2.1 Выбор и обоснование способа бурения..... | 34 |
| 2.2 Обоснование профиля скважины..... | 35 |
| 2.3 Обоснование конструкции скважины | 37 |
| 2.4 Построение графика совмещенных давлений | 37 |
| 2.5 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска..... | 42 |
| 2.6 Технологическая оснастка обсадных колонн | 43 |
| 2.7 Выбор интервалов цементирования скважины | 45 |
| 2.8 Расчет диаметра обсадных колонн | 46 |
| 2.9 Оборудование устья скважины | 49 |
| 2.10 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород | 50 |
| 2.11 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента | 52 |
| 2.12 Расчет плотности бурового раствора..... | 53 |
| 2.13 Выбор и обоснования типа забойного двигателя..... | 58 |
| 2.14 Оборудование для отбора керна | 60 |
| 2.15 Способы и режимы бурения скважины..... | 61 |
| 2.16 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов. | 62 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 2.17 | Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..... | 72 |
| 2.15.1 | Выбор и объем бурового раствора | 72 |
| 2.15.2 | Тип и параметры бурового раствора..... | 73 |
| 2.16 | Расчет бурильных труб..... | 76 |
| 2.16.1 | Расчет запаса прочности бурильных труб сжатой части колонны | 76 |
| 2.16.2 | Расчет запаса прочности бурильных труб растянутой части колонны . | 80 |
| 2.16.3 | Расчет запаса прочности бурильных труб в нулевом сечении | 82 |
| 2.17 | Проверочный расчет мощности привода бурового насоса | 83 |
| 2.18 | Расчет талевой системы и нагрузки на мачту..... | 84 |
| 2.18.1 | Расчет и выбор талевой системы..... | 84 |
| 2.18.2 | Расчет усилий в ветвях талевой системы и нагрузки на мачту..... | 85 |
| 2.18.3 | Расчет талевого каната | 86 |
| 2.19 | Проверочный расчет мощности буровой установки | 89 |
| 2.20 | Выбор буровой установки | 90 |
| 2.21 | Выбор источника энергии..... | 92 |
| 2.22 | Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин | 94 |
| 2.23 | Мероприятия по безопасности строительства скважин в зонах распространения ММП..... | 95 |
| 2.24 | Ликвидация аварий..... | 99 |
| 2.25 | Монтаж и демонтаж буровой установки..... | 100 |
| 2.26 | Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры..... | 101 |
| 3 | СПЕЦРАЗДЕЛ. ОБЗОР И АНАЛИЗ ВИБРОСИТ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ | 103 |
| 4 | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ | 116 |
| 4.1 | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 117 |
| 4.1.1 | Общие положения о работе вахтовым методом | 117 |
| 4.1.2 | Ограничения на работы вахтовым методом..... | 117 |
| 4.1.3 | Продолжительность вахты | 118 |
| 4.1.4 | Учет рабочего времени при работе вахтовым методом | 118 |
| 4.2 | Производственная безопасность..... | 118 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 4.3 | Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды..... | 119 |
| 4.3.1 | Превышение уровней вибрации и шума..... | 119 |
| 4.3.2 | Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе..... | 121 |
| 4.3.3 | Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу..... | 123 |
| 4.3.4 | Движущиеся машины и механизмы различного оборудования..... | 124 |
| 4.3.5 | Электрический ток | 124 |
| 4.3.6 | Пожаровзрывоопасность | 126 |
| 4.4 | Экологическая безопасность | 127 |
| 4.5 | Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 128 |
| 5 | ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 134 |
| 5.1 | Расчет нормативной продолжительности строительства скважины ... | 134 |
| 5.2 | Расчёт сметной стоимости сооружения скважины..... | 140 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 142 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 143 |
| | Приложение А | 146 |
| | Приложение Б..... | 147 |
| | Приложение В..... | 148 |
| | Приложение Г | 149 |
| | Приложение Д..... | 150 |
| | Приложение Е..... | 151 |

ВВЕДЕНИЕ

При написании выпускной квалификационной работы были применены фондовые материалы ООО «Газпром бурение», литературные источники, а также нормативные документы. Проектом предусматривается сооружение разведочно-эксплуатационной скважины на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Цель строительства скважины: получение информации геологического строения продуктивного горизонта, его состава и начального дебита.

Выпускная квалификационная работа состоит из 5 частей:

- *Общая и геологическая часть*, рассматривается геолого-экономическая характеристика района работ, приведена подробная характеристика литолого-стратиграфического разреза по данному участку, здесь же представлены возможные осложнения и нефтегазоводоносность по разрезу скважины;
- *техническая часть*, приведены технические средства, технология, а также все расчеты необходимые для сооружения скважины;
- *специальная часть*, осуществляется обзор вибрационных сит для очистки бурового раствора, а также производится их анализ;
- *социальная ответственность*, рассмотрены вопросы охраны труда и техники безопасности;
- *организационно-экономическая часть*, представлены все необходимые экономические расчеты по сооружению скважины.

1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Восточно-Мессояхское месторождения находится в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова. Ближайшими населенными пунктами являются п. Антипаюта, п. Находка и п. Тазовский.

1.1.1 Рельеф

Морфологически описываемый район приурочен к Мессояхской низменности и представляет собой пологоволнистую и плоскую ступенчатую равнину, с большим количеством рек, озер и болот. Абсолютный максимум территории – 104 м, минимум – 20 м. Наиболее расчлененный рельеф наблюдается на южной границе месторождения. Для данной местности характерно большое количество ледовых холмов. В тектоническом плане Восточно-Мессояхское месторождения расположено на Среднемессояхском валу в пределах восточной половины Нижнемессояхского мегавала, который, в свою очередь, осложняет центральную часть Мессояхской гряды. Мессояхская гряда (или порог), представляющая собой систему мегавалов субширотного простирания, разделяет Надым-Тазовскую и Ямало-Гыданскую синеклизы и вместе с ними образует Ямало-Тазовскую мегасинеклизу, являющуюся крупнейшей и наиболее погруженной частью Западно-Сибирской плиты. Размеры Среднемессояхского вала составляют 30х110км, и предполагается, что именно с этой крупной структурой связаны все открытые и прогнозируемые залежи нефти и газа.

В соответствии с нефтегеологическим районированием Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции рассматриваемое месторождение расположено в пределах Мессояхского нефтегазоносного района Гыданской

нефтегазоносной области. Гидрографическая сеть района хорошо развита и имеет ряд своих особенностей. Многие реки представляют собой короткие протоки, соединяющие многочисленные озера. На всей территории преобладают малые и средние по размерам, неглубокие (0,7-1,5 м) озера термокарстового происхождения. Вследствие равнинности рельефа и близкого залегания к земной поверхности вечной мерзлоты реки имеют мелкие долины, неглубокие, извилистые русла и низкие берега. Основное питание рек территории осуществляется поверхностными водами снегового и дождевого происхождения.

1.1.2 Климат

Климат данного района резко континентальный. Большое влияние на формирование климата оказывают: непосредственная близость моря, повышающая температуру зимой и снижающая ее летом; защищенность с запада Уральскими горами, с востока – Восточно-Сибирскими, и при этом полная открытость территории с севера и юга из-за равнинно-плоского рельефа. Благодаря такому местоположению над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, в результате которой периодически происходит смена холодных и теплых воздушных масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду. Для данной территории ясно выражены муссонные ветры: зимой – с охлажденного материка на океан, летом – с океана на сушу. Зима начинается в октябре и продолжается до середины мая. С ноября до конца января стоит полярная ночь. Лето короткое, относительно теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и осенние ранние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Средняя многолетняя температура воздуха: января (самого холодного месяца) минус 26,7°С; июля (самого теплого месяца) – (плюс 13,4°С); среднегодовая – (минус 9,3°С); абсолютный минимум – (минус 60°С); абсолютный максимум – (плюс 32°С). Количество осадков за год – 350-400 мм. Большая часть осадков выпадает

в теплый период и составляет 250-300 мм (с апреля по октябрь). Число дней с осадками за год – 180-200. Из-за недостаточного количества тепла наблюдается избыточное увлажнение. Туманы наблюдаются в среднем 189 часов в год. Средняя годовая скорость ветра составляет 6,2 м/с. Преобладающее направление ветра – юго-западное. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/с – 52 дня, которые приходятся, в основном, на декабрь и январь. Снежный покров оказывает существенное влияние на формирование климата из-за большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество тепла, получаемое зимой от солнца, почти полностью отражается. Мощность толщ с отрицательной температурой достигает 400-450 м [1].

1.1.3 Растительный и животный мир

Район работ расположен в подзоне южных субарктических тундр. Растительный покров южно-тундровой зоны представляет собой сложное сочетание разных типов тундр, болот и фрагментов лугоподобной растительности. Широко распространены пятнисто-бугорковатые, бугорковатые и полигональные тундры. Характерные для этой подзоны кустарниковые тундры представлены ерниковыми и ивняково-ерниковыми сообществами. Болотная растительность представлена травяно-моховыми, валиковополигональными и бугристыми болотами с присутствием кустарников. В поймах рек распространены луговины, которые отличаются разреженностью и бедностью видового состава. Животный мир территории представлен зональным комплексом южной тундры. Ихтиофауна представлена такими видами рыб, как: чир, пелядь, язь, пыжьян, муксун, ряпушка, елец, окунь, ерш, щука. В пределах лицензионных участков имеются территории традиционного хозяйственного использования (оленоводство, рыболовство), которые принадлежат ГУП ЯНАО «Совхоз Антипаютинский» и СПК «Тазовский». На территории Восточно-Мессояхского месторождения находится Мессояхинский государственный биологический заказник регионального значения. По многочисленным научным

исследованиям на территории заказника, помимо млекопитающих, обнаружено 20 видов рыб и 100 разновидностей птиц. Есть среди них и очень редкие экземпляры, и виды, занесенные в Красную книгу России. Так же на территории заказника биологи обнаружили виды трав и насекомых, которым нет аналогов в мире. Есть захоронения мамонтов [1].

1.1 Геологические условия бурения

1.2.1 Стратиграфия

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважины

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Коэффициент кавернозности |
|----------------------|----------|-------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|
| от (верх) | до (низ) | название | индекс | |
| 0 | 160 | Четвертичные+Палеогеновые отложения | Q-P ₁₋₂ | 1,80 |
| 160 | 400 | Танамская свита | K _{2m} | 1,40 |
| 400 | 600 | Верхнечасельская подсвита | K _{2cp} | 1,40 |
| 600 | 720 | Нижнечасельская подсвита | K _{2m} - K _{2k} | 1,30 |
| 720 | 805 | Кузнецовская свита | K _{2t-cn} | 1,30 |
| 805 | 1720 | Покурская свита | K _{1a-al} -K _{2s} | 1,30 |
| 1720 | 2000 | Малохетская свита | K _{1g-br-a} | 1,30 |
| 2000 | 3300 | Суходудинская свита | K _{1v-g} | 1,20 |

Примечание: Значение коэффициента кавернозности необходим для расчета потребности цемента при креплении, химреагентов для обработки бурового раствора и при определении объемов отходов бурения. Коэффициент кавернозности рассчитан по фактическим замерам диаметров соседних скважин.

1.2.2 Тектоника

В тектоническом плане Восточно-Мессояхское месторождение расположено на Среднемессояхском валу в пределах восточной половины Нижнемессояхского мегавала, который, в свою очередь, осложняет центральную часть Мессояхской гряды. Размеры Среднемессояхского вала составляют 30x110 км, и предполагается, что именно с этой крупной структурой связаны все

открытые и прогнозируемые залежи нефти и газа. В пределах Гыданского по- ова, на территории которого расположен ВосточноМессяохский лицензионныйучасток, были выделены следующие крупные тектонические элементы: главный - восточная часть Ямало-Тазовской мегасинеклизы, в состав которой, согласно тектонической схеме под редакцией В.С.Суркова, (рисунок 1.1), входят: восточная часть Ямало-Гыданской синеклизы, сочленяющаяся с западной частью Усть-Енисейской синеклизы. На северо-востоке эти синеклизы сочленяются с Притаимырской гемиянтеклизой (моноклиналью), а на юге - с Мессояхской грядой, южный склон которой переходит в Надым-Тазовскую синеклизу. Эти элементы осложнены крупными гипсометрически замкнутыми поднятиями, разделенными глубокими депрессиями [1].

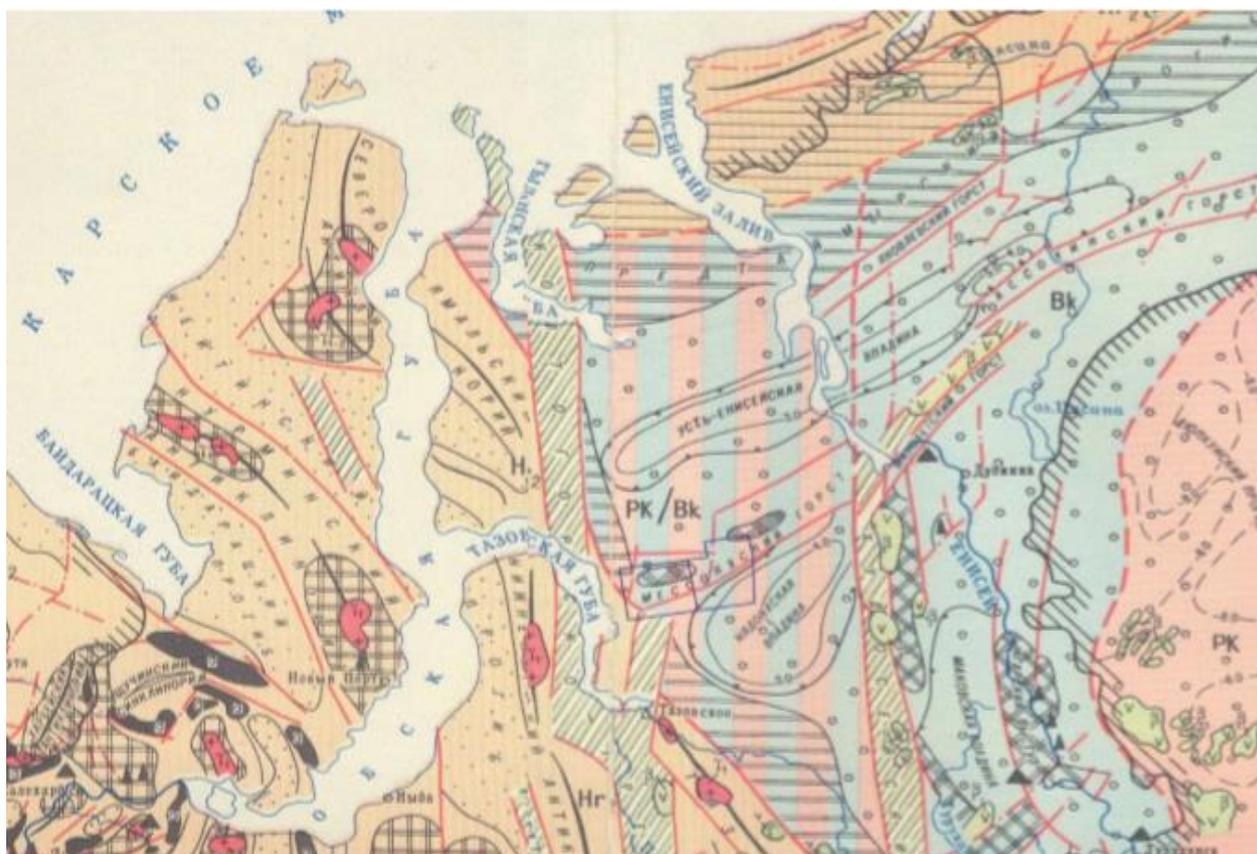


Рисунок 1.1 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и её обрамления

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Литологический разрез скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали, м | | Название свиты | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|--------------------------|----------|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | |
| Q-P ₁₋₂ | 0 | 600 | Четвертичные +палеогеновые отложения +танамская свита +верхнечасельская подсвита | Чередование глин, песков, супесей, суглинков, глины известковистые, кремнистые, прослоями опоковидные, с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, с включениями глауконита |
| K _{2m} - K _{2k} | 600 | 720 | Нижнечасельская подсвита | Переслаивание глин, печаников, алевролитов, включения зерен глауконита |
| K _{2t} -cn | 720 | 805 | Кузнецовская свита | Неравномерное переслаивание пропластков, пластов и пачек песчаника, глин и алевролитов |
| K _{1a} -al-K _{2s} | 805 | 1720 | Покурская свита | Чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами |
| K _{1g} -br-a | 1720 | 2000 | Малохетская свита | Чередование песчаных пластов с малопротяженными глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами |
| K _{1v} -g | 2000 | 3300 | Суходудинская свита | Переслаивание песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин |

Таблица 1.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Краткое название горной породы | Минеральная плотность, кг/м ³ | Пористость, % | Проницаемость, мДрси | Глинистость, % | Карбонатность, % | Сплошность породы | Категория твердости (твердость кгс/см ²) | Абразивность | Категория породы по промысловой классификации | Коэффициент Пуассона | Модуль Юнга Ех10 ⁴ МПа |
|---|--------------------------|------|--|---|---------------|----------------------|----------------|------------------|-------------------|---|---------------|---|----------------------|--------------------------------------|
| | от | до | | | | | | | | | | | | |
| Q – P ₁₋₂ | 0 | 600 | торфяники, пески, супеси, суглинки, глины | 1,92- 1,98 | - | - | 20- 80 | 0- 2 | - | - | II-III | мерзлые до 400 м, мягкие | - | - |
| K _{2m} – K _{2k} | 600 | 720 | аргелиты, глинистые алевролиты, опоки | 1,92- 1,94 | - | - | 90 | 1- 2 | - | 20- 75 | II-IV | мягкие | - | - |
| K _{2t} –cn | 720 | 805 | глины, глинистые алевролиты, опоки | 1,92- 1,94 | - | - | 90 | 1- 2 | - | 29- 184 | IV-VIII | мягкие, средние | - | - |
| K _{1a} -al – K _{2s} | 805 | 1720 | глина, песчаник, алевролиты | 1,97- 2,08 | - | - | 30 | 1- 5 | - | 29- 184 | IV-VIII | мягкие, средние | - | - |
| K _{1g} -br-a | 1720 | 2000 | песчаники, аргелиты, алевролиты | 1,97- 2,08 | - | - | 30 | 1- 5 | - | 29- 184 | IV-VIII | мягкие, средние | - | - |
| K _{1v} –g | 2000 | 3300 | глины, аргелиты, алевролиты | 1,97- 2,08 | - | - | 30 | 1- 5 | - | 14- 234 | IV, VI- IX | средние, твердые | - | - |

Таблица 1.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважин

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м | | Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая | Льдистость пород, % | Присутствие: да, нет | | | |
|---|---|----------|---|---------------------|--|----------|--|--------------------------|
| | от (верх) | до (низ) | | | избыт. льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д. | талико в | межмерзлотных напорных (защемленных вод) | пропластков газогидратов |
| Q – P ₁₋₂ | 0 | 80 | основной | 50 - 60 | да | да | нет | нет |
| | 80 | 400 | реликтовый | 20 - 30 | нет | нет | нет | нет |

1.2.3 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 1.5 – Нефтеносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Тип коллектора | Плотность, кг/м ³ | | Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с | Подвижность, д/сПз | Содержание серы, % | Содержание парафина % | Свободный дебит, м ³ /сут | Параметры растворенного газа | | | | | |
|---|-----------------------|----------|----------------|------------------------------|-----------------|--|--------------------|--------------------|-----------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|--------------------------------|--|-------------------------|--|
| | от (верх) | до (низ) | | В пластовых условиях | После дегазации | | | | | | Газовый фактор, м ³ /т | Содержание сероводорода, % | Содержание углекислого газа, % | Относительная по воздуху плотность газа, г/см ³ | Коэффициент сжимаемости | Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ² |
| ПК1-3 | 825 | 856 | поров. | 921 | 945 | 103,9 | 0,002 | 0,28 | 0,42 | <700 | 16,2 | н/обн. | - | 0,571 | н/д | 82 |
| ПК15 | 1387 | 1394 | поров. | 862 | 916 | 24,7 | 0,11 | н/д | н/д | <100 | 32,7 | н/обн. | - | 0,571 | н/д | 120 |
| ПК20 | 1593 | 1603 | поров. | 863 | 916 | 24,7 | 0,06 | 0,18 | 0,9 | <100 | 32,7 | н/обн. | - | 0,578 | н/д | 120 |
| ПК21 | 1669 | 1686 | поров. | 863 | 916 | 24,7 | 0,002 | 0,17 | 0,58 | <50 | 32,7 | н/обн. | - | 0,578 | н/д | 120 |
| ПК22 | 1715 | 1723 | поров. | 863 | 916 | 24,7 | 0,34 | 0,16 | 1,29 | <20 | 32,7 | н/обн. | 1,33 | 0,570 | н/д | 120 |
| МХ1 | 1790 | 1794 | поров. | 842 | 897 | 8,15 | 0,02 | 0,15 | 1,87 | <50 | 33,4 | н/обн. | 1,33 | 0,570 | н/д | 120 |
| БУ ₆ (1+2) | 2124 | 2136 | поров. | 766 | 851 | 2,42 | 0,001 | 0,12 | 3,28 | 10 | 58,1 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 109 |
| БУ7 | 2199 | 2210 | поров. | 772 | 851 | 2,42 | 0,001 | 0,1 | 5,61 | 10 | 57,6 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 120 |
| БУ8 | 2243 | 2254 | поров. | 759 | 830 | 1,73 | 0,01 | 0,13 | 3,47 | 10 | 44,2 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 82 |
| БУ9 | 2264 | 2268 | поров. | 764 | 830 | 1,73 | 0,002 | н/д | н/д | 10 | 43,8 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 82 |
| БУ10 ¹ | 2306 | 2314 | поров. | 759 | 830 | 1,73 | 0,02 | 0,13 | 3,47 | 10 | 44,2 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 233 |
| БУ10 ² | 2329 | 2338 | поров. | 759 | 830 | 1,73 | 0,008 | 0,13 | 3,47 | 10 | 44,2 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 82 |
| БУ12 ² | 2383 | 2392 | поров. | 764 | 830 | 1,73 | 0,001 | 0,13 | 3,47 | 10 | 43,8 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 82 |
| БУ13 ⁰ | 2414 | 2419 | поров. | 764 | 830 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 3,47 | 10 | 43,8 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 82 |
| БУ13 ¹ | 2429 | 2447 | поров. | 764 | 830 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 4,8 | 10 | 43,8 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 82 |
| БУ13 ² | 2467 | 2476 | поров. | 764 | 830 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 4,8 | 10 | 43,8 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 193 |
| БУ15 | 2570 | 2600 | поров. | 764 | 830 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 4,8 | 10 | 43,8 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 193 |
| БУ16 | 2605 | 2625 | поров. | 764 | 830 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 4,8 | 10 | 43,8 | н/обн. | 0,16 | 0,675 | н/д | 193 |

Окончание таблицы 1.5

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|------|------|--------|-----|-----|------|-------|-----|-----|----|-------|-------|------|-------|-----|-----|
| БУ18 | 3080 | 3110 | поров. | 682 | 821 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 4,8 | 10 | 43,8 | н/обн | 0,16 | 0,675 | н/д | 193 |
| БУ19 | 3170 | 3190 | поров. | 682 | 821 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 4,8 | 10 | 43,8 | н/обн | 0,16 | 0,675 | н/д | 193 |
| БУ22 | 3260 | 3280 | поров. | 682 | 821 | 1,73 | 0,001 | 0,2 | 4,8 | 32 | 213,5 | н/обн | 0,16 | 0,675 | н/д | 232 |

Таблица 1.6 – Газоносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали, м | | Тип коллектора | Состояние (газ, конденсат) | Содержание, % по объему | | Относительная по воздуху плотность газа | Свободный дебит, тыс, м ³ /сут |
|---|--------------------------|----------|-------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | H ₂ S | CO ₂ | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| K ₂ (Газсалинская пачка) | 690 | 720 | трещиновато-кавернозный | Газ | - | - | 0,579 | от 5 до 20 |

Таблица 1.7 – Водоносность

| Индекс стратиграфи ческого | Интервал по вертикали | | Тип коллектора | Плотность, кг/м ³ | Свободный дебит, м ³ /сут | Пластовое давление, кгс/см ² | Химический состав воды | | | | | | Степень минерализац ии, г/л | Тип воды по Сулину | Относятся к источнику питьевого водоснабжен ия (да, нет) |
|----------------------------------|-----------------------|------|-------------------|---------------------------------|---|---|------------------------|-------------------|--------------------|---------------------|------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------------|--|
| | от | до | | | | | анионы | | | катионы | | | | | |
| | | | | | | | Cl ⁻ | SO ⁻ 4 | HCO ⁻ 3 | Na ⁺ (K) | Mg ⁺⁺ | Ca ⁺⁺ | | | |
| Q | 0 | 80 | поров. | 1009 | 100-150 | 0-8 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 0,1-0,2 | ГКН | да |
| K2 | 856 | 880 | поров. | 1011 | 1-145 | 85,6-88 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 11-18 | ХК | нет |
| K2 – K2 | 1000 | 1300 | поров. | 1011 | 1-145 | 100-130 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 11-18 | ХК | нет |
| K1 | 1404 | 1422 | поров. | 1006 | 1-145 | 140-142 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 5-12 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 1624 | 1630 | поров. | 1007 | 1-145 | 162-163 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 5-12 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 1690 | 1695 | поров. | 1004 | 1-145 | 169-170 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 5-12 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 1723 | 1730 | поров. | 1004 | 1-145 | 172-173 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 5-12 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 1794 | 1800 | поров. | 1004 | 1,2-81 | 179-180 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 6-10 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 1917 | 1920 | поров. | 1006 | 1,2-81 | 192-193 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 6-10 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 1991 | 1995 | поров. | 1003 | 1,2-81 | 199-200 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 6-10 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 2075 | 2080 | поров. | 1003 | 1,2-81 | 208 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 6-10 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 2152 | 2157 | поров. | 1003 | 0,1-142 | 215-216 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 3-12 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 2255 | 2260 | поров. | 1001 | 0,1-142 | 226 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 3-12 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 2272 | 2275 | поров. | 1002 | 0,1-142 | 227-228 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 3-12 | ГКН-ХК | нет |
| K1 | 2395 | 2400 | поров. | 1003 | 0,1-142 | 240 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 3-12 | ГКН-ХК | нет |

Таблица 1.8 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Градиент давления | | | | | | | | | Температура в конце интервала | |
|---|-----------------------|----------|-------------------|----------|--------------------|---------------------|----------|--------------------|-----------|----------|-----|-------------------------------|-----|
| | | | пластового | | | гидро разрыва пород | | | горного | | | | |
| | от (верх) | до (низ) | МПа/м | | источник получения | МПа/м | | источник получения | МПа/м | | °С | источник получения | |
| | | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | | |
| Q - P1-2 | 0 | 600 | 0,00981 | 0,00981 | РФЗ | 0,0192 | 0,0192 | ПАЗ | 0,0222 | 0,0230 | ПСР | 21 | РФЗ |
| K _{2m} - K _{2k} | 600 | 720 | 0,00981 | 0,00981 | РФЗ | 0,0172 | 0,0172 | ПАЗ | 0,0230 | 0,0250 | ПСР | 24 | РФЗ |
| K _{2t} -cn | 720 | 805 | 0,00981 | 0,00981 | РФЗ | 0,0198 | 0,0198 | ПАЗ | 0,0250 | 0,0250 | ПСР | 29 | РФЗ |
| K _{1a} -al-K _{2s} | 805 | 1720 | 0,00981 | 0,00981 | РФЗ | 0,0194 | 0,0194 | ПАЗ | 0,0250 | 0,0250 | ПСР | 55 | РФЗ |
| K _{1g} -br-a | 1720 | 2000 | 0,00981 | 0,00981 | РФЗ | 0,0196 | 0,0196 | ПАЗ | 0,0250 | 0,0250 | ПСР | 69 | РФЗ |
| K _{1v} -g | 2000 | 2870 | 0,00981 | 0,00981 | РФЗ | 0,0196 | 0,0196 | ПАЗ | 0,0250 | 0,0250 | ПСР | 78 | РФЗ |
| K _{1v} -g | 2870 | 3260 | 0,0111 | 0,0111 | РФЗ | 0,0196 | 0,0196 | ПАЗ | 0,0250 | 0,0250 | ПСР | 83 | РФЗ |
| K _{1v} -g | 3260 | 3300 | 0,0172 | 0,0172 | РФЗ | 0,0196 | 0,0196 | ПАЗ | 0,0250 | 0,0250 | ПСР | 91 | РФЗ |

1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 1.9 – Прогноз возможных поглощений бурового раствора

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч | Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м | Имеется ли потеря циркуляции (да, нет) | Градиент давления поглощения, Мпа/м | | Условия возникновения |
|---|-----------------------|----------|--|--|--|-------------------------------------|--------------------------|--|
| | от (верх) | до (низ) | | | | При вскрытии | После изоляционных работ | |
| K _{2m} - K _{1a-al} -K _{2s} | 390 | 1100 | до 5 | н/д | нет | н/д | н/д | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости спуско-подъемных операций |
| K _{1a-al} -K _{2s} - K _{1v-g} | 1200 | 3300 | до 3 | н/д | нет | н/д | н/д | |

Таблица 10 – Прогноз возможных осыпей и обвалов стенок скважин

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Буровые растворы, применяющиеся ранее | | | Мероприятия по ликвидации последствий осложнения |
|---|-----------------------|----------|---------------------------------------|------------------------------|--|--|
| | от (верх) | до (низ) | Тип раствора | Плотность, кг/м ³ | Причины возникновения осложнения | |
| Q-P ₁₋₂ - K _{2m} | 0 | 390 | PBO | 1,16 | Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины. | Поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием недопущение длительных простоев необсаженного ствола скважины, проработка ствола скважины. |
| K _{2m} - K _{1g} - br-a | 390 | 1900 | PBO | 1,16 | | |
| K _{1g} -br-a- K _{1v} -g | 1900 | 3300 | PYU | 1,61/1,84 | | |

Таблица 11 – Прогноз возможных газонефтеводопроявлений

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ) | Длина столба газа при ликвидации газопроявления , м | Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³ | | Условия возникновения | Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.) |
|---|--------------------------|-------------|--|---|--|-----------|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | внутреннего | наружного | | |
| К ₂ (Газсалинская пачка) | 690 | 720 | Газ | - | - | - | Снижение давления в скважине ниже гидростатического. Пренебрежение к постоянному доливу во время подъема интсрумента. Несоблюдение параметров бурового раствора. | Увеличение объема раствора в приемных емкостях, увеличение водоотдачи бурового раствора, снижение плотности бурового раствора, перелив раствора на устье |
| ПК ₁₋₃ | 825 | 856 | Нефть | - | 921 | 945 | | |
| ПК ₁₅ | 1425 | 1394 | Нефть | - | 862 | 916 | | |
| ПК ₂₀ | 1593 | 1603 | Нефть | - | 863 | 916 | | |
| ПК ₂₁ | 1669 | 1686 | Нефть | - | 863 | 916 | | |
| ПК ₂₂ | 1710 | 1725 | Нефть | - | 863 | 916 | | |
| МХ ₁ | 1791 | 1796 | Нефть | - | 842 | 897 | | |
| БУ ₆ ⁽¹⁺²⁾ | 2125 | 2138 | Нефть | - | 766 | 851 | | |
| БУ ₇ | 2198 | 2211 | Нефть | - | 772 | 851 | | |
| БУ ₈ | 2245 | 2256 | Нефть | - | 759 | 830 | | |
| БУ ₉ | 2265 | 2269 | Нефть | - | 764 | 830 | | |
| БУ ₁₀ ¹ | 2308 | 2315 | Нефть | - | 759 | 830 | | |
| БУ ₁₀ ² | 2329 | 2339 | Нефть | - | 759 | 830 | | |
| БУ ₁₂ ² | 2383 | 2392 | Нефть | - | 764 | 830 | | |
| БУ ₁₃ ⁰ | 2414 | 2419 | Нефть | - | 764 | 830 | | |
| БУ ₁₃ ¹ | 2429 | 2447 | Нефть | - | 764 | 830 | | |
| БУ ₁₃ ² | 2467 | 2476 | Нефть | - | 764 | 830 | | |
| БУ ₁₅ | 2570 | 2600 | Нефть | - | 764 | 830 | | |
| БУ ₁₆ | 2605 | 2625 | Нефть | - | 764 | 830 | | |
| БУ ₁₈ | 3080 | 3110 | Нефть | - | 682 | 821 | | |
| БУ ₁₉ | 3170 | 3190 | Нефть | - | 682 | 821 | | |
| БУ ₂₂ | 3260 | 3280 | Нефть | - | 682 | 821 | | |
| Q | 0 | 80 | Вода | - | 1009 | 1009 | | |

Окончание таблицы 11

| | | | | | | | | |
|---------------------------------|------|------|------|---|------|------|--|--|
| К ₂ | 856 | 880 | Вода | - | 1011 | 1011 | | |
| К ₂ – К ₂ | 1000 | 1300 | Вода | - | 1011 | 1011 | | |
| К ₁ | 1404 | 1422 | Вода | - | 1006 | 1006 | | |
| К ₁ | 1624 | 1630 | Вода | - | 1007 | 1007 | | |
| К ₁ | 1690 | 1695 | Вода | - | 1004 | 1004 | | |
| К ₁ | 1723 | 1730 | Вода | - | 1004 | 1004 | | |
| К ₁ | 1794 | 1800 | Вода | - | 1004 | 1004 | | |
| К ₁ | 1917 | 1920 | Вода | - | 1006 | 1006 | | |
| К ₁ | 1991 | 1995 | Вода | - | 1003 | 1003 | | |

Таблица 12 – Прочие возможные осложнения

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал по вертикали | | Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование | Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения |
|---|-----------------------|----------|--|--|
| | от (верх) | до (низ) | | |
| Q-P1-2 | 0 | 400 | Деформация обсадных колонн | Влияние зоны многолетнемерзлых пород при длительных перерывах в строительстве скважины Чтобы предупредить осложнения необходимо качественное цементирование интервала многолетнемерзлых пород, отсутствие перерывов более 5-7 сут. при строительстве скважины, периодическое прокачивание бурового раствора при длительных простоях |
| Q-P ₁₋₂ - J ₂ bt | 400 | 3300 | Затяжки, посадки бурильного инструмента | Не оставлять инструмент без движения в свежепробуренном интервале более 5-10 мин., проработка интервалов осложнений |
| K _{1v} -g | 2050 | 2120 | Повышенное кавернообразование в интервале залегания «шоколадных» глин, большая вероятность возникновения прихватов при бурении на РВО. | Применение буровых растворов РУО. По возможности, прохождения интервала залегания «шоколадных» глин с максимальной механической скоростью. |

1.4 Исследовательские работы

1.4.2 Геофизические работы

Главной задачей стоит строительство качественных, долговечных и стабильных скважин. Все эти требования соблюдаются на всех стадиях строительства начиная от проектных работ и заканчивая спуском ЭЦН. В виду этого появляется необходимость контроля качества скважин во время их сооружения, этого помогает достичь широкий спектр геофизических исследований на каждом этапе сооружения. Применяемые методы и интервалы, на которых они используются представлены в таблице 12.

Таблица 13 – Геофизические исследования

| Наименование метода | Масштаб | Интервал по вертикали, (м) | | Интервал по стволу, (м) | |
|---|------------|----------------------------|------|-------------------------|------|
| | | от | до | от | до |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1. В открытом стволе | | | | | |
| Инклинометрия – кондуктор (LWD) | Каждые 10м | 100 | 675 | 100 | 675 |
| Инклинометрия - тех. колонна (LWD) | Каждые 10м | 675 | 1900 | 675 | 2345 |
| Инклинометрия - экспл. колонна(LWD) | Каждые 10м | 1900 | 3255 | 2345 | 4404 |
| Инклинометрия – хвостовик (LWD) | Каждые 10м | 3255 | 3272 | 4404 | 5404 |
| ГК, УЭС (5 зондов), профилометрия, Рзаб (LWD) | 1:200 | 1900 | 3255 | 2345 | 4404 |
| Прогноз АВПД (или АКШ в составе LWD) (На трубах) | 1:200 | 2000 | 3255 | 2488 | 4404 |
| ГК, ГГКп+имиджи, ННК, УЭС (5 зондов) профилометрия | 1:200 | 3255 | 3272 | 4404 | 5404 |
| 2. В колонне | | | | | |
| АКЦ, ЦМ (в кондукторе) | 1:500 | 0 | 675 | 0 | 675 |
| АКЦ, ЦМ (в тех/колонне) | 1:500 | 0 | 1900 | 0 | 2345 |
| АКЦ (на кабеле до глубины прохождения+АКЦ на трубах /жесткий кабель), СГДТ, РК(ГК+ННК-Т), МЛМ | 1:500 | 0 | 3255 | 0 | 4404 |

1.4.3. Отбор керна и шлама

Таблица 14 – Отбор керна и шлама

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал отбора керна, м | | Метраж отбора керна, м | Категория трудности отбора керна | Частота отбора шлама через, м |
|---|--------------------------|------|------------------------------|---|--|
| | от | до | | | |
| БУ ₁₈ | 3080 | 3110 | 30 | 2 | 5 |
| БУ ₁₉ | 3170 | 3190 | 20 | | |
| БУ ₂₂ | 3260 | 3280 | 20 | | |

2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1 Выбор и обоснование способа бурения

Выбор способа сооружения конструкции скважины является первым этапом в процессе проектирования конструкции скважины, так как на основании данного выбора рассчитывается конструкция скважины, производим выбор породоразрушающего инструмента, проектируем технологию бурения, определяется инструмент и оборудование для сооружения скважины, формируем базу производственного обеспечения. Опираясь на современный опыт работы при сооружении скважин на нефть и газ, можно сделать вывод, что при бурении глубоких скважин в основном применяют вращательный способ бурения с использованием винтовых забойных двигателей и ротора. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, которые учитываются при проектировании для конкретных условий.

Использование этого способа бурения позволит:

- использовать максимальный крутящий момент, определяемым расчетом ВЗД, и не зависящим от глубины скважины и механических свойств разбуриваемых пород;

- увеличить коэффициент передачи мощности от источника энергии к ПРИ больше, чем при роторном бурении;

- облегчить условия работы КБТ в скважине по сравнению с устьевым оборудованием

Недостатками данного способа бурения являются:

- ухудшение очистки ствола от шлама;

- увеличение вероятности прихвата инструмента;

- малая гидравлическая мощность, реализуемая в долоте за счет струйных насадок;

- исключение возможности регулирования частоты вращения породоразрушающего инструмента с целью оптимизации процесса бурения;

Исходя из вышесказанного о достоинствах и недостатках будет производиться вращательное бурение, реализуемое с помощью ротора и винтовых забойных двигателей. При прохождении интервала под направление и эксплуатационную колонну применим роторный способ бурения. Интервалы под кондуктор и техническую колонну бурятся совмещенным способом бурения (роторный и с использованием винтовых забойных двигателей).

2.2 Обоснование профиля скважины

Таблица 2.1 – Исходные данные профиля

| Интервал установки погружных насосов по вертикали, м | | Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов | | Зенитный угол, град | | |
|--|----------|--|---|--|--------------------------------|------------------------|
| От (верх) | До (низ) | Зенитный угол, град | Интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м | Максимально допустимый на интервале его увеличения | При входе в продуктивный пласт | |
| | | | | | Минимально допустимый | Максимально допустимый |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 3107 | 3155 | ≤48 | ≤0,03 | ≤93 | 87,0 | 89,0 |

Примечание:

1. Величина радиуса круга допуска для точки входа в кровлю продуктивного пласта составляет 50 м.
2. Фактический профиль скважины определяется с учетом минимизации риска пересечения стволов
3. В интервале «шоколадных» глин предусмотреть стабилизацию параметров кривизны с зенитным углом не более 48 градусов.

Таблица 2.2 – Типовой профиль скважины

| Глубина по стволу, м | Зенитный угол, град | Азимут магнитный, град | Глубина по вертикали, м | Гл. смещение к северу, м | Пространств. интенсивность, град/10 м | Интенсивность по зениту, град/10 м | Комментарий |
|----------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|-------------|
|----------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|-------------|

Окончание таблицы 2.2

| | | | | | | | |
|------|-------|---|------|------|-------|-------|----------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Устье |
| 600 | 0 | 0 | 600 | 0 | 0 | 0 | |
| 984 | 45,44 | 0 | 944 | 144 | 1,183 | 1,183 | |
| 3815 | 45,44 | 0 | 2931 | 2161 | 0 | 0 | |
| 4070 | 47,46 | 0 | 3107 | 2346 | 0,079 | 0,079 | Верх ГНО |
| 4141 | 47,46 | 0 | 3155 | 2398 | 0 | 0 | Низ ГНО |
| 4404 | 87,00 | 0 | 3255 | 2636 | 1,501 | 1,501 | T1 |
| 5404 | 91,00 | 0 | 3272 | 3636 | 0,040 | 0,040 | T2 |

Так как скважина горизонтальная и является разведочно-эксплуатационной целесообразно в качестве разведки бурить пилотный ствол. В пилотном стволе в интервале 3080-3280 предполагается отбор керна. После отбора керна пилотный ствол изолируется цементным мостом. Затем происходит срезка и бурение ствола под горизонт (для спуска колонны 178). После этого производится бурение горизонтально участка. Профиль пилотного ствола скважины приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типовой профиль пилотного ствола скважины

| Глубина по стволу, м | Зенитный угол, град | Азимут магнитный, град | Глубина по вертикали, м | Гл. смещение к северу, м | Пространств. интенсивность, град/10 м | Интенсивность по зениту, град/10 м |
|----------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| 0 | 0,00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 600 | 0,00 | 0 | 600 | 0 | 0 | 0 |
| 984,01 | 45,44 | 0 | 945 | 144,46 | 1,183 | 1,183 |
| 3814,46 | 45,44 | 0 | 2931 | 2161,20 | 0,000 | 0 |
| 4068,46 | 47,46 | 0 | 3106 | 2345,29 | 0,080 | 0,080 |
| 4140,94 | 47,46 | 0 | 3155 | 2398,69 | 0 | 0 |
| 4216,0 | 58,71 | 0 | 3200 | 2458,59 | 1,499 | 1,499 |
| 4333,70 | 60,00 | 0 | 3260 | 2559,86 | 0,110 | 0,110 |
| 4414,0 | 60,00 | 0 | 3300 | 2629,14 | 0 | 0 |

2.3 Обоснование конструкции скважины

Под конструкцией скважины понимают расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот для бурения под каждую колонну.

Исходя из проектных данных в конструкции скважины используются следующие типы обсадных колонн:

Направление служит для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями, а также для предотвращения размыва устья скважины;

Кондуктор – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн;

Эксплуатационная колонна – для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины. Колонна предназначена для извлечения пластового флюида на поверхность.

Техническая колонна – для крепления неустойчивых пород, разобщения зон осложнений, зон несовместимых по условиям бурения и водоносных горизонтов.

Глубину спуска промежуточных и кондукторных колонн рассчитывают с учётом предотвращения гидроразрыва пластов, устойчивости стенки ствола буровых скважин, разделения зон применения различных буровых агентов, а также с учетом наличия в разрезе зон осложнений.

2.4 Построение графика совмещенных давлений

На рисунке 2.1 представлен график совмещенных давлений, где показано изменение градиентов давления бурового раствора, градиентов пластового давления и давления гидроразрыва пласта с увеличением глубины скважины.

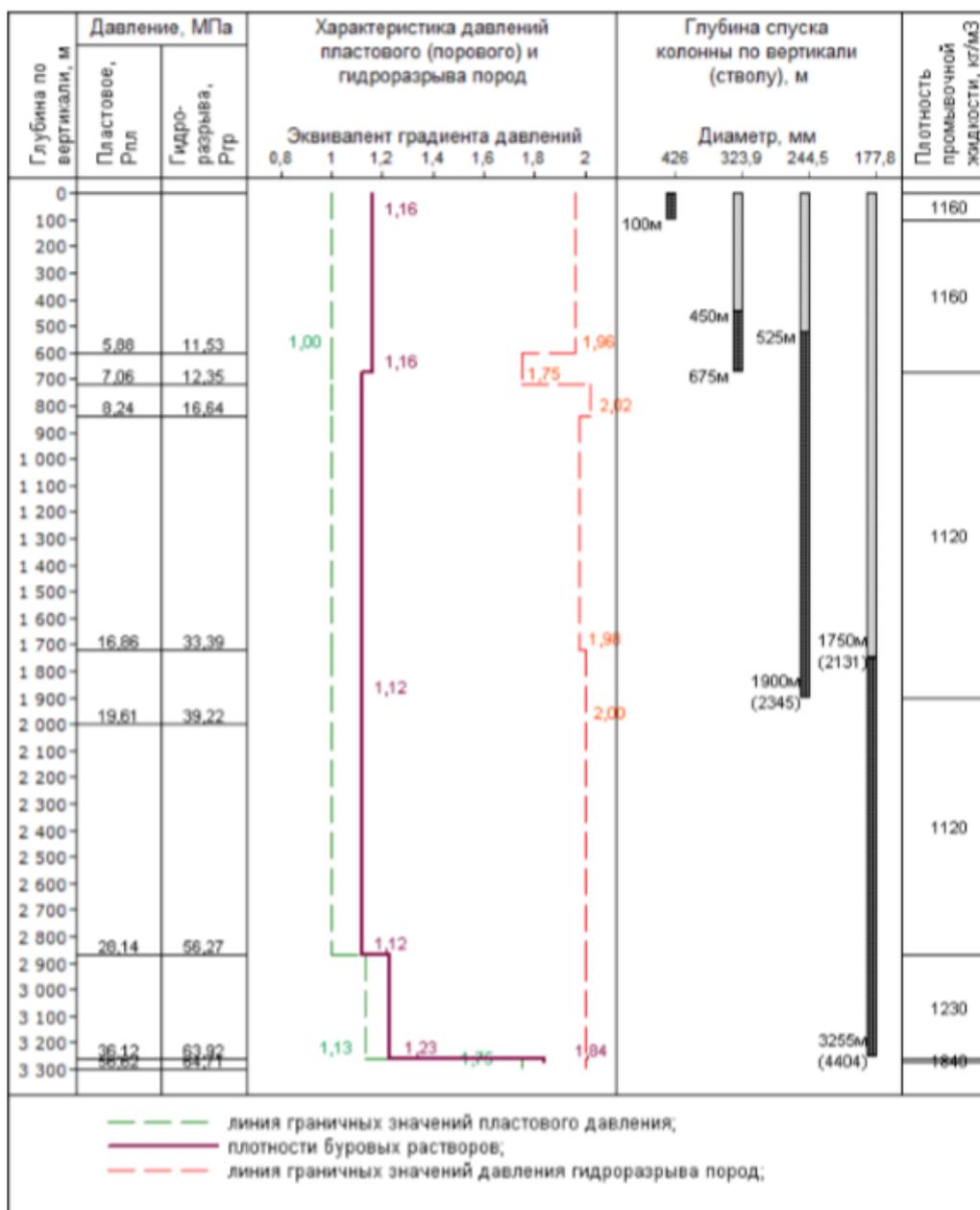


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений

Расчет и обоснование глубины спуска кондуктора

Минимально необходимая глубина спуска колонн определяется из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака в процессе ликвидации возможных нефтегазопроявлений. Внутренние давления при нефтепроявлении с учетом насыщения нефти газом и закрытии устья ПВО внутренние давления определяются по формулам:

$$P_{вZ} = \frac{P_{пл} - 10^{-6} \cdot (\ell_{кр} - H)}{e^S}; \text{ при } 0 \leq Z \leq H \quad (2.1)$$

$$H = P_{пл} - P_{нас} / 10^{-6} \gamma_{в} \quad (2.2)$$

где: H – высота замещения нефти газом (опорожнение) при закрытии ПВО;

$P_{пл}$ – пластовое давление;

$P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, МПа;

γ_v – удельный вес жидкостной смеси (принимается по удельному весу нефти), Н/м³;

$l_{кр}$ – кровля пласта, м;

$$S = \gamma \times 10^{-4}(H-Z)$$

Основные критерии выбора глубины спуска кондуктора:

- обеспечение совместимости условий бурения;
- перекрытие зоны неустойчивых отложений верхней части разреза;
- обеспечение дальнейшего безопасного углубления и вскрытия

нижележащих нефтенасыщенных пластов с установкой на колонну ПВО и предотвращение гидроразрыва пород у башмака при ликвидации флюидопроявлений и закрытом устье. При расчете устьевых внутренних давлений при нефтепроявлении с учетом насыщения нефти газом и закрытии устья по всем нефтенасыщенным пластам максимальное внутреннее давление возникает из пласта МХ₁: $l_{кр} = 1790$ м; $P_{пл} = 17,6$ МПа, $\bar{\gamma} = 0,57$; $P_{нас} = 11,8$ МПа; $\gamma_n = 842$ кг/м³ = $842 \cdot 9,81$ Н/м³ = 8260 Н/м³ (в пласте).

Глубина замещения нефти попутным газом (H) после закрытия устья определится по формуле при нефтепроявлении из пласта МХ₁:

$$H = L - \frac{P_{пл} - P_{нас}}{10^{-6} \gamma_n} = 1790 - (17,6 - 11,8) / 10^{-6} \cdot 8260 \approx 1087 \quad (2.3)$$

- максимальное внутреннее устьевое давление:

$$P_{ву} = \frac{[17,6 - 10^{-6} \cdot 8260 \cdot (1790 - 1087)]}{e^S} = \frac{11,79}{1,0638} \approx 11,05 \text{ МПа} \quad (2.4)$$

где: $S = 0,1 \cdot 0,57 \cdot 1087 \cdot 10^{-3} = 0,0619$; $e^S = 2,7180,0619 = 1,0638$.

Максимальное внутреннее давление у башмака кондуктора

На участке от устья до глубины H распределение давления допустимо принимать линейным, формула:

$$P_{вZ} = P_{ву} + \frac{P_{вн} - P_{ву}}{H} Z \quad (2.5)$$

$$P_{вз} = 11,05 + \frac{11,79 - 11,05}{1087} \cdot 675 = 11,45 \text{ МПа}$$

Давление гидроразрыва пород у башмака кондуктора будет:

$$P_{г-ва 675} = 0,0172 \cdot 675 = 11,61 \text{ МПа}$$

Запас прочности пород на гидроразрыв у башмака кондуктора составит:

$$\eta = \frac{11,61}{11,45} = 1,01$$

Выбранная глубина спуска кондуктора - 675 м (по вертикали) является достаточной и обеспечивает совместимость условий дальнейшего бурения скважины.

Расчет и обоснование глубины спуска технической колонны

Основные критерии выбора глубины спуска технической колонны:

- обеспечение совместимости условий бурения;
- перекрытие зоны неустойчивых отложений верхней части разреза;
- обеспечение дальнейшего безопасного углубления и вскрытия нижележащих нефтенасыщенных пластов и предотвращение гидроразрыва пород у башмака при ликвидации флюидопроявлений и закрытом устье.

При расчете устьевых внутренних давлений при нефтепроявлении с учетом насыщения нефти газом и закрытии устья по всем нефтенасыщенным пластам максимальное внутреннее давление возникает из пласта БУ₁₉: $l_{кр} = 3170$ м; $P_{пл} = 35,2$ МПа, $\bar{y} = 0,67$; $P_{нас} = 18,9$ МПа; $\gamma_H = 682 \text{ кг/м}^3 = 682 \cdot 9,81 \text{ Н/м}^3 = 6690 \text{ Н/м}^3$ (в пласте). Глубина замещения нефти попутным газом (H) после закрытия устья определится по формуле при нефтепроявлении из пласта БУ₁₉:

$$H = L - \frac{P_{пл} - P_{нас}}{10^{-6} \gamma_H} = 3170 - \frac{35,2 - 18,9}{10^{-6} \cdot 6690} \approx 733 \text{ м}$$

- максимальное внутреннее устьевое давление:

$$P_{ву} = \frac{[35,2 - 10^{-6} \cdot 6690 \cdot (3170 - 733)]}{e^S} = \frac{18,89}{1,0503} \approx 17,98 \text{ МПа}$$

где: $S = 0,1 \cdot 0,67 \cdot 733 \cdot 10^{-3} = 0,0491$; $e^S = 2,7180,0491 = 1,0503$.

Максимальное внутреннее давление у башмака технической колонны

Внутреннее давление у башмака технической колонны: при нефтепроявлении и закрытом устье (для газонасыщенного пласта) при H меньше Z , давление определится по формуле:

$$P_{в1900} = 35,2 - 10^{-6} \cdot 6690 \cdot (3170 - 1900) = 26,7 \text{ МПа}$$

Давление гидроразрыва пород у башмака технической колонны будет:

$$P_{г-ва1900} = 0,0196 \cdot 1900 = 37,24 \text{ МПа}$$

Запас прочности пород на гидроразрыв у башмака технической колонны составит:

$$\eta = \frac{37,24}{26,7} = 1,39$$

Выбранная глубина спуска технической колонны - 1900 м (по вертикали) является достаточной и обеспечивает совместимость условий дальнейшего бурения скважины.

Расчет и обоснование глубины спуска эксплуатационной колонны

При расчете устьевых внутренних давлений при нефтепроявлении с учетом насыщения нефти газом и закрытии устья по всем нефтенасыщенным пластам максимальное внутреннее давление возникает из пласта БУ₁₉: $l_{кр} = 3255$ м; $P_{пл} = 48,9$ МПа, $\bar{y} = 0,67$; $P_{нас} = 22,8$ МПа; $\gamma_n = 682 \text{ кг/м}^3 = 682 \cdot 9,81 \text{ Н/м}^3 = 6690 \text{ Н/м}^3$ (в пласте). Глубина замещения нефти попутным газом (H) после закрытия устья определится по формуле при нефтепроявлении из пласта БУ₂₂:

$$H = L - \frac{P_{пл} - P_{нас}}{10^{-6}} \cdot 6690 = 3255 - \frac{48,9 - 22,8}{10^{-6} \cdot 6690} = -646 \text{ м;}$$

Так как получено отрицательное значение H , расчет максимального внутреннего устьевого давления производим по формуле:

$$P_{ву} = P_{пл} - 10^{-6} \cdot \gamma_n \cdot L = 48,9 - 10^{-6} \cdot 6690 \cdot 3255 = 27,1 \text{ МПа}$$

Максимальное внутреннее давление у башмака эксплуатационной колонны

Внутреннее давление у башмака технической колонны: при нефтепроявлении и закрытом устье (для газонасыщенного пласта) при H меньше Z , давление определится по формуле:

$$P_{в1900} = 48,9 - 10^{-6} \cdot 6690 \cdot (3255 - 1900) = 39,8 \text{ Мпа}$$

Давление гидроразрыва пород у башмака эксплуатационной колонны будет:

$$P_{г-ва3255} = 0,0196 \cdot 3255 = 63,9 \text{ Мпа}$$

Запас прочности пород на гидроразрыв у башмака эксплуатационной колонны составит:

$$\eta = \frac{63,9}{39,8} = 1,61$$

Выбранная глубина спуска эксплуатационной колонны – 3255 м (по вертикали) является достаточной и обеспечивает совместимость условий дальнейшего бурения скважины.

2.5 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается на глубину 100 м с целью перекрытия зон поглощений и неустойчивых пород четвертичных отложений, предупреждения размыва устья и связанных с ним осложнений в виде осыпей и обвалов. Цементируется до устья. Башмак направления устанавливается ниже зоны ММП в устойчивых отложениях.

Кондуктор спускается на глубину 675 метров по вертикали (675 м по стволу) для перекрытия верхних многолетнемерзлых пород и часельских глин. Указанная глубина спуска кондуктора рассчитана из условий нахождения башмака колонны в плотных глинистых породах и недопущения гидроразрыва пород при ликвидации возможных водопроявлений. Перед спуском кондуктора ствол скважины шаблонируется компоновкой бурильного инструмента, использовавшейся при последнем долблении, а при необходимости прорабатывается. Параметры бурового раствора доводятся до проектных значений. Продолжительность промывки на забое – не менее двух циклов. Низ колонны оборудуется направляющим башмаком и обратным клапаном. В межколонном пространстве рекомендуется установить пружинные центраторы типа ПЦ.

Техническая колонна спускается на глубину 1900 метров по вертикали (2345 м по стволу). Глубина спуска промежуточной колонны должна уточняться в каждой конкретной скважине по результатам ГИС. Перед спуском ствол скважины шаблонируется, а при необходимости прорабатывается. Параметры бурового раствора доводятся до проектных значений. Продолжительность промывки на забое – не менее двух циклов. Колонна оборудуется башмаком, обратным клапаном, центраторами типа ПЦ.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3255 м по вертикали (4404 м по стволу). Оборудуется башмаком, обратным клапаном, центраторами типа ПЦ, центраторами-турболизаторами типа ЦТН (из полимерного низкофрикционного материала). Колонна центрируется в интервалах всех продуктивных пластов, а также в интервалах башмака кондуктора и спуска направления. Перед спуском колонны скважина шаблонируется компоновкой бурильного инструмента, использовавшейся при последнем добавлении, а при необходимости прорабатывается. Промежуточные промывки в интервале открытого ствола производятся через каждые 300 м. Интервалы промежуточных промывок уточняются в процессе бурения скважин и могут быть скорректированы. Продолжительность промежуточных промывок – не менее 0,5 цикла, на забое – не менее двух циклов.

Хвостовик оборудованный пакерующим устройством ПХН.1 114/178, устанавливается на 75 м по стволу выше башмака эксплуатационной колонны и не цементируется. Спускается в интервал от 3244 м до 3272 м по вертикали (от 4329 м до 5404 м по стволу).

2.6 Технологическая оснастка обсадных колонн

Направление комплектуется трубами с треугольной резьбой, оснащается следующими технологическими элементами:

- башмак БК-426;
- дроссельный обратный клапан ЦКОД 426-2;

- центраторы ЦЦ-4-426/508.

Кондуктор комплектуется трубами с резьбой ОТТМА, оснащается следующими технологическими элементами:

- башмак БК-324;
- дроссельный обратный клапан ЦКОД 324;
- центраторы ЦЦ-4-324/394;
- УЭЦС-245.

Техническая колонна комплектуется трубами с резьбой ОТТМА, оснащается следующими технологическими элементами:

- башмак БК-245;
- обратный клапан ЦКОД-245;
- центраторы ЦЦ-245/295-320-1;
- УЭЦС-245;
- пакер заколонный проходной ПГПМ1.245Б.

Эксплуатационная колонна комплектуется трубами с резьбой ОТТМА, оснащается следующими технологическими элементами:

- башмак БК-П 178;
- обратный клапан ЦКОД-178;
- ЦТН-178 (низкофрикционный);
- пакер заколонный проходной ПГП 178.

Хвостовик комплектуется фильтрами ФСТП 114 с резьбой ОТТМА, оснащается следующими технологическими элементами:

- БК-Вр 114;
- ПХН.1 114/178.

Общее необходимое число элементов оснастки колонн, а также интервалы их установок должны быть откорректированы перед спуском по результатам промыслово-геофизических исследований.

В таблице 2.4 представлена технологическая оснастка каждой обсадной колонны.

Таблица 2.4 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны | Элементы технологической оснастки колонны | | | | |
|--------------------------|---|--------------------|-----------------------|-------|----------------------|
| | Наименование | Масса элемента, кг | Интервал установки, м | | Количество элементов |
| | | | от | до | |
| Направление | БК-426 | 72,3 | - | 100 | 1 |
| | ЦКОД-426-2 | 160 | - | 90 | 1 |
| | ЦЦ-4-426/508 | 23 | 0 | 100 | 5 |
| Кондуктор | БК-324 | 48,2 | - | 675 | 1 |
| | ЦКОД-324 | 102,5 | - | 655 | 1 |
| | ЦЦ-4-324/394 | 18,5 | 0 | 675 | 7 |
| | УЭСЦ-324 | 15 | 67 | 67,3 | 1 |
| Техническая колонна | БК-245 | 27 | - | 2345 | 1 |
| | ЦКОД-245 | 50,8 | - | 2325 | 1 |
| | ПГПМ1.245Б | 501 | 710 | 715 | 1 |
| | ЦЦ-245/295 | 15 | 0 | 2345 | 34 |
| | УЭСЦ-245 | 14,5 | 770 | 770,3 | 1 |
| Эксплуатационная колонна | БК-П 178 | 24,5 | - | 4404 | 1 |
| | ЦКОД-178 | 24,5 | - | 4380 | 1 |
| | ЦТН-178 | 5 | 0 | 4404 | 54 |
| | ПП 178 | 250 | 4390 | 4394 | 1 |
| Хвостовик | БК-Вр 114 | 22,1 | - | 5404 | 1 |
| | ПХН.1 114/178 | 182 | 4329 | 4332 | 1 |

2.7 Выбор интервалов цементирования скважины

Направление цементируется в одну ступень одной порцией: первая порция – интервал 0-100 м по стволу (0-100 м по вертикали).

Кондуктор цементируется в одну ступень двумя порциями: первая порция – интервал 0-450 м по стволу (0-450 м по вертикали); вторая порция – интервал 450-675 м по стволу (450-675 м по вертикали).

Техническая колонна мм цементируется в одну ступень двумя порциями: первая порция – интервал 0-525 м по стволу (0-525 м по вертикали); вторая порция – интервал 525-2345 м по стволу (525-1900 м по вертикали).

Эксплуатационная колонна цементируется в одну ступень двумя порциями: первая порция – интервал 0-2131 м по стволу (0-1750 м по вертикали); вторая порция – интервал 2131-4404 м по стволу (1750-3255 м по вертикали)

2.8 Расчет диаметра обсадных колонн

Диаметр обсадных колонн и долот выбирают снизу-вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается исходя из ожидаемого суммарного дебита жидкости на разных стадиях эксплуатации, а также габаритных размеров оборудования, которое должно быть спущено в эксплуатационную колонну для обеспечения заданных дебитов жидкости, и глубины скважины. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен быть достаточен для того, чтобы выбранное оборудование можно было свободно спустить и установить на заданной глубине. А при необходимости в период эксплуатации скважины проводить подземный и капитальный ремонты, а также ловильные работы.

Диаметр эксплуатационной колонны оказывает большое влияние на стоимость скважины: чем он больше, тем выше стоимость. Поэтому стремятся уменьшить этот диаметр. При проектировании первых поисково-разведочных скважин на новой площади целесообразно ориентироваться на наименьший диаметр, при котором могут быть решены геологические задачи, обеспечено проведение геофизических исследований и опробование перспективных горизонтов. Диаметр эксплуатационных колонн для разведочных скважин на уже открытых месторождениях выбирают так же, как для эксплуатационных и нагнетательных скважин [3].

Диаметр эксплуатационной колонны выбираем по ожидаемому дебиту нефтяной скважины. Ожидаемый дебит скважины больше 170 т/сут, рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны определим из таблицы 2.5.

Таблица 2.5 – Рекомендуемые условные диаметры эксплуатационной колонны

| Нефтяная скважина | | Газовая скважина | |
|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Суммарный дебит, м3/сут | Ориентировочный диаметр, мм | Суммарный дебит, м3/сут | Ориентировочный диаметр, мм |
| <40 | 114,3 | <75 | 114,3 |
| 40-100 | 127,0; 139,7 | 75-250 | 114,3-146,1 |
| 100-150 | 139,7; 146,1 | 250-500 | 146,1-177,8 |
| 150-300 | 168,3; 177,8 | 500-1000 | 168,3-219,1 |
| >300 | 177,8; 193,7 | 1000-5000 | 219,1-273,1 |

Диаметр эксплуатационной колонны принимается равным 178 мм. Так как диаметр эксплуатационной колонны 178 мм, по ГОСТ 63280 внутренний диаметр будет равен 166. Исходя из типоразмерного ряда компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» выбираем ближайший подходящий диаметр долота для бурения ствола под хвостовик 155,6 мм. Выбираем диаметр колонны под хвостовик 114 мм.

Далее по диаметру эксплуатационной колонны рассчитываются последующие обсадные колонны

Диаметры долот будем использовать исходя из типоразмерного ряда компании ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Расчетный диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну определяется по формуле:

$$D_{д.р.} = d_{м.э} + \delta \quad (2.6)$$

$$D_{д.р.} = 194,5 + 20 = 214,5$$

где: $d_{м.э}$ – наружный диаметр соединительной муфты (по ГОСТ 63280, для $D_{э.к.} = 178$ мм, $d_{м.э} = 195$ мм); δ – разность диаметров ствола скважины и муфты (для $D_{э.к.} = 177,8$; $\delta = 20$ мм); Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров. Проектом принимается долото диаметром 220,7 мм. Установленный таким образом нормализованный диаметр долота позволяет рассчитать внутренний диаметр обсадной колонны, через которую это долото должно свободно пройти найдем по формуле, мм.

$$d_{в.н.} = D_{дн} + \Delta \quad (2.7)$$

где: Δ – радиальный зазор, необходимый для свободного прохода внутри данной колонны долота для бурения под следующую колонну, $\Delta = 5 \div 10$ мм (нижний предел для труб малого размера).

$$d_{в.н.} = 220,7 + 5 = 225,7 \text{ мм}$$

По известному внутреннему диаметру обсадной трубы нормализованный диаметр обсадной колонны и выявляется наибольшая допустимая толщина стенки трубы. Диаметр принимаем $d_{в.н.} = 244,5$ мм. При этом наружный диаметр соединительной муфты $d_{м.э} = 269,9$ мм, δ – зазор между стенкой скважины и муфтой обсадной трубы, 25 мм.

Расчетный диаметр долота для бурения под техническую колонну найдем из формулы, мм.

$$D_{д.р.} = d_{м.э} + \delta \quad (2.8)$$

$$D_{д.р.} = 269,9 + 25 = 294,3 \text{ мм}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр. Проектом принимается долото диаметром 295,3 мм.

Рассчитываем внутренний диаметр кондуктора по формуле, мм.

$$d_{в.н.} = D_{дн} + \Delta \quad (2.9)$$

$$d_{в.н.} = 295,3 + 8 = 303,3 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр долота для бурения под кондуктор найдем из формулы, мм.

$$D_{д.р.} = d_{м.э} + \delta \quad (2.10)$$

$$D_{д.р.} = 351 + 30 = 381 \text{ мм}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр. Проектом принимается долото диаметром 393,7 мм.

Рассчитываем внутренний диаметр направления по формуле, мм.

$$d_{в.н.} = D_{дн} + \Delta \quad (2.11)$$

$$d_{в.н.} = 393,7 + 10 = 403,7 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр долота для бурения под направление найдем из формулы, мм.

$$D_{д.р.} = d_{м.э} + \delta \quad (2.12)$$

$$D_{д.р.} = 451 + 35 = 486 \text{ мм}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр. Проектом принимается долото диаметром 490,0 мм.

Проведя расчеты по диаметрам обсадных колонн и долот составим таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Диаметр долот и обсадных колонн

| Данные расчета конструкции скважины | | | | |
|-------------------------------------|------------------|--------|-----------------------|------|
| | Диаметр, мм | | Интервал по стволу, м | |
| | обсадная колонна | долото | от | до |
| Направление | 426 | 490,0 | 0 | 100 |
| Кондуктор | 324 | 393,7 | 100 | 675 |
| Техническая колонна | 245 | 295,3 | 675 | 2345 |
| Эксплуатационная колонна | 178 | 220,7 | 2345 | 4404 |
| Хвостовик | 114 | 155,6 | 4404 | 5404 |

2.9 Оборудование устья скважины

Для управления скважиной при нефтегазопрооявлениях, герметизации затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, и других операций при бурении скважины предусматривается применение следующего оборудования устья скважины:

- Колонная головка: ОКК2-70-178x245x324ХЛ;
- Превенторная установка:
 - кондуктор ОП5-350/80x35;
 - промежуточная колонна ОП5-280/80x70;
 - эксплуатационная колонна ОП5-280/80x70;
- Фонтанная арматура: АФК6-80x70ХЛ;
- Малогабаритный превентор: ОП2-180/80x35.

В таблице 2.7 представлена спецификация устьевого и противовыбросового оборудования

Таблица 2.7 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования

| Обсадная колонна | Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО после установки, МПа | Название устьевого и противовыбросового оборудования | Допустимое рабочее давление, МПа | Масса, т | |
|--------------------------|---|--|----------------------------------|---------------------|---------------------|
| | | | | единицы | суммарная |
| Направление | Не оборудуется | | | | |
| Кондуктор | 13 | ОКК2-70-178x245x324ХЛ ОП5-350/80x35 | 70 70 | 1,78 16,9 | 1,78 18,7 |
| Тех. колонна | 20/30 | ОКК2-70-178x245x324ХЛ ОП5-280/80x70 | 70 70 | 1,78 12,3 | 1,78 14,1 |
| Эксплуатационная колонна | 30/38 | ОКК2-70-178x245x324ХЛ ОП5-280/80x70 АФК6-80x70ХЛ | 70 70 70 | 1,78 12,3 2,2 | 1,78 14,1 2,2 |

2.10 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Расчет осевой нагрузки производится для каждого типоразмера долота и каждой нормативной пачки, исходя из максимальной эффективности разрушения горной породы, учитывая ее твердость, удельную нагрузку на единицу диаметра долота, допустимой по паспорту долота. Осевая нагрузка на долото рассчитывается по формуле.

$$G_d = q_0 \cdot D_d \quad (2.13)$$

где q_0 – удельная нагрузка на 1 м диаметра долота для бурения в породах данной категории, кН/мм;

D_d – диаметр долота, мм.

Для долот PDC, удельные осевые нагрузки принимаются в пределах от 50 до 400 кГс/см. Большие значения берутся в более твердых породах.

Осевая нагрузка не должна превышать допустимую. Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_d не должна превышать 80% от предельной G_d , указанной в технической характеристике (паспорте) долота.

$$G_{\text{доп}} = 0,8 \cdot G_{\text{пред}}, \text{ Кн} \quad (2.14)$$

Интервал 0 – 100 м представлен мягкими горными породами. Так как бурение производится шарошечным долотом удельную осевую нагрузку принимаем $q_0 = 100$ кГс/см.

$$G_d = 100 \cdot 49,0 = 4900 \text{ кГс}$$

Для долота 490 GRD211 (R705) $G_{\text{доп}} = 15000$ кГс

Расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать 80% от допустимой по паспорту долота:

$$G_d < 0,8 \cdot G_{\text{доп}}, \text{ кН}$$

$$4900 \text{ кГс} < 0,8 \cdot 15000 \text{ кГс}$$

$$4900 \text{ кГс} < 12000 \text{ кГс}$$

Условие выполняется.

В интервале бурения под кондуктор (100 – 675 м) осевая нагрузка определяется по формуле.

$$G_d = 140 \cdot 39,37 = 5511,8 \text{ кГс}$$

Для долота БИТ 393,7 В 419 $G_{\text{доп}} = 13000$ кГс

$$G_d < 0,8 \cdot G_{\text{доп}}, \text{ кН}$$

$$5511,8 \text{ кГс} < 0,8 \cdot 13000 \text{ кГс}$$

$$5511,8 \text{ кГс} < 10400 \text{ кГс}$$

Условие выполняется.

Для бурения под техническую колонну на интервале 675 – 2345 м, $q_0 = 220$ кГс/см, так как в интервале представлены мягкие и средние по твердости породы, а также средней твердости с прослойками твердых. Тогда по формуле получим.

$$G_d = 220 \cdot 29,53 = 6496,6 \text{ кГс}$$

Для долота БИТ 295,3 ВТ 419 $G_{\text{доп}} = 13000$ кГс

$$G_d < 0,8 \cdot G_{\text{доп}}, \text{ кН}$$

$$6496,6 \text{ кГс} < 0,8 \cdot 13000 \text{ кГс}$$

$$6496,6 \text{ кГс} < 10400 \text{ кГс}$$

Условие выполняется.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 2345 – 4404 м, $q_0 = 300$ кГс/см, так как в интервале представлены породы средней твердости с прослойками твердых. Тогда по формуле получим:

$$G_d = 300 \cdot 22,07 = 6621 \text{ кГс}$$

Для долота БИТ 220,7 ВТ 613 $G_{доп} = 13000$ кГс

$$G_d < 0,8 \cdot G_{доп}, \text{ кН}$$

$$6621 \text{ кГс} < 0,8 \cdot 13000 \text{ кГс}$$

$$6621 \text{ кГс} < 10400 \text{ кГс}$$

Условие выполняется.

Для бурения под хвостовик на интервале 4404 – 5404 м, $q_0 = 300$ кГс/см, так как в интервале представлены породы средней твердости с прослойками твердых. Тогда по формуле получим:

$$G_d = 320 \cdot 15,56 = 4979,2 \text{ кГс}$$

Для долота 155,6 ViM 513 $G_{доп} = 13000$ кГс

$$G_d < 0,8 \cdot G_{доп}, \text{ кН}$$

$$4979,2 \text{ кГс} < 0,8 \cdot 13000 \text{ кГс}$$

$$4979,2 \text{ кГс} < 10400 \text{ кГс}$$

Исходя из расчетов принимаем диапазоны осевых нагрузок, приведенных в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Значения осевых нагрузок

| Интервал бурения, м | Осевая нагрузка, т |
|---------------------|--------------------|
| 0-100 | 15 |
| 100-675 | 10-15 |
| 675-2345 | 10-15 |
| 2345-4404 | 10-15 |
| 4404-5404 | 5-10 |

2.11 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения ведется по формуле:

$$n = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}} \text{ об/мин} \quad (2.15)$$

где $V_{\text{л}}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота м.

Для шарошечных долот типа М линейная скорость принимается 3 м/с, а для долот с резцами типа PDC 1,5 м/с.

Интервал (4404 – 5404 м):

$$n_1 = 19,1 \frac{1,5}{0,1556} = 184,1 \text{ об/мин}$$

Интервал (2345 – 4404 м):

$$n_2 = 19,1 \frac{1,5}{0,2207} = 129,8 \text{ об/мин}$$

Интервал (675 – 2345 м)

$$n_3 = 19,1 \frac{1,5}{0,2953} = 97 \text{ об/мин}$$

Интервал (100 – 675 м)

$$n_4 = 19,1 \frac{1,5}{0,3947} = 72,6 \text{ об/мин}$$

Интервал (0 – 100 м)

$$n_5 = 19,1 \frac{3}{0,490} = 116,9 \text{ об/мин}$$

Исходя из расчетов принимаем диапазоны частоты вращения ротора, представленных в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Диапазоны частоты вращения ротора

| Интервал бурения, м | Скорость вращения ротора, об/мин |
|---------------------|----------------------------------|
| 0-100 | 80-110 |
| 100-675 | 140-350 |
| 675-2345 | 140-350 |
| 2345-4404 | 100-200 |
| 4404-5404 | 100-200 |

2.12 Расчет плотности бурового раствора

В проекте тип раствора, его состав и такие параметры как фильтрация, СНС, содержание песка принимаются исходя из проектных данных компаний.

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при бурении скважины до глубины 1200 м превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия) должно составлять не менее 10 %, а ниже глубины 1200 м – 5%

Расчет плотности раствора, ведется исходя из необходимости предотвращения газонефтеводопроявления. Плотность раствора ρ определяется по формуле:

$$\rho = \frac{K_{\pi} P_{\text{пл}}}{g L_{\kappa}} \quad (2.16)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

L – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м;

K_{π} – коэффициент превышения. Числовые значения принимаются в зависимости от конечной глубины интервала бурения:

при $L < 1200$ м $K_{\pi} = 1,1$

при $L \geq 1200$ м $K_{\pi} = 1,05$

Значения пластового давления по интервалам:

- Кондуктор – 6,6 МПа
- Техническая колонна – 18,6 МПа
- Эксплуатационная колонна – 36,1 МПа
- Хвостовик – 56,2 МПа

Плотность раствора для бурения под направление:

$$\rho = \frac{1,1 \cdot 950000}{9,8 \cdot 100} = 1066 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под кондуктор:

$$\rho = \frac{1,1 \cdot 6600000}{9,8 \cdot 675} = 1098 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под тех. колонну:

$$\rho = \frac{1,1 \cdot 18600000}{9,8 \cdot 1900} = 1099 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под экс. колонну:

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 36100000}{9,8 \cdot 3255} = 1188 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под хвостовик:

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 56200000}{9,8 \cdot 3272} = 1840 \text{ кг/м}^3$$

Расчет требуемого расхода буровой жидкости

В зависимости от количества подаваемого в скважину бурового раствора, он должен удовлетворять следующим требованиям:

- выносить шлам на поверхность;
- должен не разрушать стенки скважины;

Расход раствора Q_1 при котором обеспечивается отчистка забоя и вынос шлама на поверхность, ведется по формуле:

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_M S_{заб} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p} \quad (2.17)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с.

$V_{кр} = 0,1-0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, т.е. для мягких пород.

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³; (Таблица 1.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины)

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³. Разность $\rho_{см} - \rho_p = 0,02$ г/см³;

$S_{заб}$ – площадь забоя (по ПРИ), м²,

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D^2 \quad (2.18)$$

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м².

$$S_{max} = 0,785(D_c^2 - d_{от}^2) \quad (2.19)$$

где $d_{от}$ – минимальный диаметр бурильных труб, м.

$$D_c = K_K D_d \quad (2.20)$$

где K_K – коэффициент каверзости (см таблица – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости пластов).

Максимальный расход раствора Q_2 , при котором не происходит, размыв стенок скважины, определяется по формуле:

$$Q_2 = S_{min} V_{кп\ max} \quad (2.21)$$

где $V_{кп\ max}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с,

- до 1000 м $V_{кп\ max} = 1,3$ м/с,

- более 1000 м $V_{кп\ max} = 1,5$ м/с;

S_{min} – минимальная площадь кольцевого пространства, м². Эта площадь рассчитывается в интервале нахождения забойного двигателя или бурильных труб при роторном бурении. Диаметр скважины принимается с учетом коэффициента каверзости.

Интервал 4404 – 5404:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,1556 = 0,122 \text{ м}^2$$

$$D_c = K_K D_d = 1,2 \cdot 0,1556 = 0,187 \text{ м}$$

$$S_{max} = 0,785(0,187^2 - 0,102^2) = 0,02 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,12 \cdot 0,02 + 0,0042 \cdot 0,122 \frac{2 - 1,84}{0,02} = 0,006 \text{ м}^3/\text{с} = 6 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,02 \cdot 1,5 = 0,029 \text{ м}^2/\text{с} = 29 \text{ л/с}$$

Интервал 2345 - 4404:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,2207 = 0,173 \text{ м}^2$$

$$D_c = K_K D_d = 1,2 \cdot 0,2207 = 0,265 \text{ м}$$

$$S_{max} = 0,785(0,265^2 - 0,127^2) = 0,042 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,13 \cdot 0,042 + 0,014 \cdot 0,173 \frac{2 - 1,16}{0,02} = 0,099 \text{ м}^3/\text{с} = 99 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,010 \cdot 1,5 = 0,015 \text{ м}^2/\text{с} = 15 \text{ л/с}$$

Интервал 675 – 2345:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,2953 = 0,232 \text{ м}^2$$

$$D_c = K_K D_d = 1,3 \cdot 0,2953 = 0,384 \text{ м}$$

$$S_{max} = 0,785(0,384^2 - 0,178^2) = 0,09 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,13 \cdot 0,09 + 0,014 \cdot 0,232 \frac{1,97 - 1,12}{0,02} = 0,150 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 150 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,04 \cdot 1,5 = 0,06 \text{ м}^2/\text{с} = 60 \text{ л/с}$$

Интервал 100 – 675:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,3937 = 0,309 \text{ м}^2$$

$$D_c = K_K D_d = 1,35 \cdot 0,3937 = 0,531 \text{ м}$$

$$S_{max} = 0,785(0,531^2 - 0,178^2) = 0,196 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \cdot 0,196 + 0,008 \cdot 0,309 \frac{1,94 - 1,16}{0,02} = 0,125 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 125 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,064 \cdot 1,3 = 0,08 \text{ м}^2/\text{с} = 80 \text{ л/с}$$

Интервал 0 – 100:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,490 = 0,385 \text{ м}^2$$

$$D_c = K_K D_d = 1,8 \cdot 0,490 = 0,882 \text{ м}$$

$$S_{max} = 0,785(0,882^2 - 0,229^2) = 0,57 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \cdot 0,57 + 0,008 \cdot 0,385 \frac{1,92 - 1,16}{0,02} = 0,203 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 203 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,093 \cdot 1,3 = 0,121 \text{ м}^2/\text{с} = 121 \text{ л/с}$$

Исходя из расчетов и данных из проектной документации по скважине принимаем диапазон значений расхода промывочной жидкости, указанный в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Расход промывочной жидкости

| Интервал бурения, м | Расход промывочной жидкости, л/с |
|---------------------|----------------------------------|
| 0 – 100 | 55 |
| 100 – 675 | 55 |
| 675 – 2345 | 55 |
| 2345 – 4404 | 36 |
| 4404 – 5404 | 13 |

2.13 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Исходя из полученных результатов производится выбор винтовых забойных двигателей компании ООО «Радиус-Сервис». Их технические характеристики приведены в таблицах 2.11 и 2.12 [8].

Бурение под направление в интервале 0-100 м производится без применения винтового забойного двигателя.

Интервал 100-675 м:

Таблица 2.11 – Технические характеристики ВЗД ДРУ-240 (5/6)

| | |
|---|----------------|
| Диаметр корпуса наружный, мм | 240 |
| Заходность рабочих органов, Z_p/Z_c | 5/6 |
| Длина активной части статора, мм | 5000 |
| Число шагов статора | 9,3 |
| Расход промывочной жидкости, л/с | 30-75 |
| Диаметры применяемых долот, мм | 285,8-660,4 |
| Момент силы на выходном валу, кг·м | 1810 |
| Частота вращения выходного вала, об/мин: | |
| - на режиме холостого хода | 140-350 |
| - на рабочем режиме | 50-270 |
| Максимально допустимый дифференциальный перепад давления, атм | 101 |
| Максимальная мощность, кВт | 522 |
| Допустимая осевая нагрузка, кг, не более | 40000 |
| Присоединительная резьба к долоту | 3-152 |
| Присоединительная резьба к бурильным трубам | 3-152 3-171 |
| Максимальный диаметр статора, мм | 245 |
| Длина двигателя, мм | 9570 |
| Масса, кг, не более | 2577 |

Интервал 675-2345 м:

Таблица 2.12 – Технические характеристики ВЗД ДРУ-210 (7/8)

| | |
|---|-------------|
| Диаметр корпуса наружный, мм | 210 |
| Заходность рабочих органов, Z_p/Z_c | 7/8 |
| Длина активной части статора, мм | 5000 |
| Число шагов статора | 6,9 |
| Расход промывочной жидкости, л/с | 30-57 |
| Диаметры применяемых долот, мм | 250,8-374,6 |
| Момент силы на выходном валу, кг·м | 1953 |
| Частота вращения выходного вала, об/мин: | |
| - на режиме холостого хода | 125-250 |
| - на рабочем режиме | 40-190 |
| Максимально допустимый дифференциальный перепад давления, атм | 112 |

Окончание таблицы 2.12

| | |
|---|-------|
| Максимальная мощность, кВт | 405 |
| Допустимая осевая нагрузка, кг, не более | 40000 |
| Присоединительная резьба к долоту | 3-152 |
| Присоединительная резьба к бурильным трубам | 3-152 |
| Максимальный диаметр статора, мм | 210 |
| Длина двигателя, мм | 8696 |
| Масса, кг, не более | 1589 |

При бурении под эксплуатационную колонну на интервале 2345-4404 применяется ДРУ-195(6/7) производства компании ООО «Радиус-Сервис», также используется при бурении под пилотный ствол. Технические характеристики ДРУ-195(6/7) представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – ДРУ-195(6/7)

| | |
|---|----------------|
| Диаметр корпуса наружный, мм | 195 |
| Длина активной части статора, мм | 3000 |
| Число шагов статора | 4,3 |
| Расход промывочной жидкости, л/с | 19-38 |
| Диаметры применяемых долот, мм | 215,9-269,9 |
| Момент силы на выходном валу, кг·м | 1486 |
| Частота вращения выходного вала, об/мин: | |
| - на режиме холостого хода | 125-250 |
| - на рабочем режиме | 85-200 |
| Максимально допустимый дифференциальный перепад давления, атм | 115 |
| Максимальная мощность, кВт | 333 |
| Допустимая осевая нагрузка, кг, не более | 30000 |
| Присоединительная резьба к долоту | 3-117 |
| Присоединительная резьба к бурильным трубам | 3-147 3-152 |
| Максимальный диаметр статора, мм | 195 |
| Длина двигателя, мм | 7400 |
| Масса, кг, не более | 1364 |

При бурении под хвостовик на интервале 4404-5404 используется роторная управляемая система (РУС) PowerDrive X6 475 производства компании Schlumberge. Разработана для полного контроля наклонно-направленного бурения при вращении бурильной колонны. Возможность автоматического удержания зенитного угла и функция эффективной передачи команд сводят к минимуму вмешательство инженера-технолога для управления траекторией скважины. Меньше времени тратится на взаимодействие с системой с

поверхности и больше времени уделяется на контроль за бурением, в результате, увеличение времени эффективного бурения за счет увеличения производительного времени нахождения КНБК на забое [9]. Техническая характеристика РУС PowerDrive X6 475 представлена в таблице 2.14.

Преимущества роторных управляемых систем:

- оптимизация параметров бурения
- непрерывное вращение бурильной колонны
- не снижается механическая скорость при направленном бурении
- меньше проработок ствола, возможность проработок вверх и вниз
- Увеличение общей скорости бурения

Таблица 2.14 – Техническая характеристика РУС PowerDrive X6 475

| | |
|---|-----------|
| Диаметр ствола, мм | 139,7-172 |
| Тип бурового раствора | РВО/РУО |
| Максимальная рабочая температура, °С | 150/175 |
| Максимальная пространственная интенсивность, %/30 м | 8 |
| Диапазон расхода, л/с | 6-24 |
| Максимальное давление на забое, МПа | 137/206 |
| Максимальная скорость вращения, об/мин | 220 |

2.14 Оборудование для отбора керна

Сформированный бурильной головкой керн попадает в керноприемное устройство, предохраняющее его от разрушения струей бурового раствора, вращения и вибрации корпуса, а также обеспечивающее отрыв керна от забоя и удержание его в процессе подъема инструмента.

Для получения керна применяем керноотборный снаряд УКР-172/100 «Кембрий». Комплекс хорошо применяется для бурения в трудноотбираемых породах, имеет невысокую стоимость и большую длину керноприема по сравнению с зарубежными аналогами [5]. Техническая характеристика керноотборного снаряда приведена в таблице 2.13.

Таблица 2.15 – Технические характеристики УКР-172/100

| Наружный диаметр корпуса, м | Длина устройства, мм | Диаметр керна, мм | Длина керноприема, мм | Резьба | | Масса в сборе, кг |
|-----------------------------|----------------------|-------------------|-----------------------|---------|--------|-------------------|
| | | | | верхняя | нижняя | |
| 172 | 15900 | 100 | 14315 | 3-121 | 3-150 | 1569 |

2.15 Способы и режимы бурения скважины

Таблица 2.16 – Способы, режимы бурения, проработки ствола скважины

| Интервал по вертикали, м | | Вид технологической операции | Способ бурения | Режим бурения | | |
|--------------------------|------|------------------------------|---------------------------------|--------------------|---------------------------|-----------------------------|
| от | до | | | Осевая нагрузка, т | Скорость вращения, об/мин | Расход бурового раствора, л |
| 0 | 100 | бурение | роторный | 15 | 80-110 | 55,0 |
| 0 | 100 | проработка | совмещенный (турбинно-роторный) | 1-2 | 140-350 | 55,0 |
| 100 | 675 | бурение | совмещенный (турбинно-роторный) | 10-15 | 140-350 | 55,0 |
| 100 | 675 | проработка | совмещенный (турбинно-роторный) | 1-2 | 140-350 | 55,0 |
| 675 | 2345 | бурение | совмещенный (турбинно-роторный) | 10-15 | 140-350 | 55,0 |
| 675 | 2345 | проработка | совмещенный (турбинно-роторный) | 1-2 | 140-350 | 55,0 |
| 2345 | 4404 | бурение | роторный | 10-15 | 100-200 | 36,0 |
| 4056 | 4163 | отбор керна | роторный | 2-3 | 80-120 | 36,0 |
| 4163 | 4334 | | | | | |
| 4334 | 4347 | | | | | |
| 2345 | 4404 | проработка | роторный | 1-2 | 100-200 | 36,0 |
| 4404 | 5404 | бурение | роторный | 3-8 | 100-200 | 13,0 |
| 4404 | 5404 | проработка | роторный | 0,5-2 | 100-200 | 13,0 |

2.16 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных

КОМПОНЕНТОВ

Расчет цементирования направления

Количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны определяется по формуле:

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot K_{\text{к}} \left((D_{\text{д}}^2 - d_{\text{н}}^2) H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 \cdot h_{\text{цс}} \right) \quad (2.22)$$

где $K_{\text{к}}$ – коэффициент кавернозности;

$D_{\text{д}}$ – диаметр скважины, м;

$d_{\text{н}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$H_{\text{ц}}$ – высота подъема цементного раствора, м;

$d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$h_{\text{цс}}$ – высота цементного стакана, м.

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,8 \left((0,490^2 - 0,426^2) \cdot 100 + 0,406^2 \cdot 10 \right) = 10,6 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

$$M_{\text{тс}} = K_{\text{ц}} \frac{\gamma_{\text{в}} \cdot \gamma_{\text{цр}} \cdot V_{\text{цц}}}{(\gamma_{\text{в}} + m)} \quad (2.23)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

m – водоцементное отношение;

$\gamma_{\text{цр}}$ – плотность цементного раствора, кг/м³;

$\gamma_{\text{сц}}$ – плотность сухого цемента, кг/м³.

$$M_{\text{тс}} = 1,8 \frac{1 \cdot 1,9 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 9,3 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м³.

$$V_{\text{в}} = \frac{K_{\text{в}} \cdot M_{\text{тс}} \cdot m}{\gamma_{\text{в}}} \quad (2.24)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий потери воды;

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \cdot 9,3 \cdot 0,5}{1} = 5,1 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot K_{\text{в}} \cdot d_{\text{в}}^2 (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}) \quad (2.25)$$

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1 \cdot 0,406^2 (100 - 10) = 12,9 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия.

$$P_1 \leq [P_1] \quad (2.26)$$

$$P_2 \leq [P_2] \quad (2.27)$$

$$P_3 \leq [P_3] \quad (2.28)$$

где P_1 [P_1] – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке 35 МПа;

P_2 [P_2] – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов. Для ЦА-320М, [P_2] = 32 МПа;

P_3 [P_3] – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, [P_3] = 31 МПа.

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}} \quad (2.29)$$

где $P_{\text{тр}}$ – гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа;

$P_{\text{зтр}}$ – гидравлическое сопротивление в колонне обсадных труб, МПа;

$\gamma_{\text{ц}}$ – плотность цементного раствора, кг/м³;

$\gamma_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$H_{\text{ц}}$ – высота подъема цементного раствора (по вертикали), м

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \gamma_{\text{р}} Q^2 l}{d_{\text{в}}^5} \quad (2.30)$$

где $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

Q – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{\text{min}} = 0,0027 \text{ м}^3/\text{с}$)

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \gamma_{ц} Q^2 H_{ц}}{(D-d_{н})^3 (D+d_{н})^2} \quad (2.31)$$

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1160 \cdot 0,0027^2 \cdot 100}{0,406^5} = 2,20 \cdot 10^{-6} \text{ МПа}$$

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1900 \cdot 0,0027^2 \cdot 100}{(0,490 - 0,426)^3 (0,490 + 0,426)^2} = 1,3 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(100 - 10)(1900 - 1160)}{10^5} + 2,20 \cdot 10^{-6} + 1,3 \cdot 10^{-4} = 0,67 \text{ МПа}$$

По данным расчета можно сделать вывод что, условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_3 = \frac{H_{ц} \cdot \gamma_{ц}}{10^5} \quad (2.32)$$

$$P_3 = \frac{100 \cdot 1900}{10^5} = 1,9 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5\text{м/с}$), рассчитываем по формуле:

$$Q_{ц} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(D^2 - d^2) \quad (2.33)$$

$$Q_{ц} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(0,490^2 - 0,426^2) = 0,0230 \text{ м}^3/\text{с}$$

Плановая производительность агрегата $q_{т} = 16 \text{ л/с}$. Тогда число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_c = \frac{M_{тс}}{M_c} \quad (2.34)$$

где M_c – вместимость СМН, т.

$$n_c = \frac{9,3}{20} = 0,465$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному.

Подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q = q_T n_c \quad (2.35)$$

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора.

$$t_3 = \frac{V_{ц}}{60Q_{ц}} \quad (2.36)$$

$$t_3 = \frac{10,6}{60 \cdot 0,0230} = 7,7 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{пр} = \frac{V_{прод}}{60Q} \quad (2.37)$$

$$t_{пр} = \frac{12,9}{60 \cdot 0,016} = 13,4 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{ц} = t_{пр} + t_3 + 15$$

$$t_{ц} = 13,4 + 7,7 + 15 = 36,1 \text{ мин}$$

Расчет цементирования кондуктора

Количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны определяется по формуле:

$$V_{ц} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,35((0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 675 + 0,305^2 \cdot 10) = 36,8 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

$$M_{тс} = 1,35 \frac{1 \cdot 1,9 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 7 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м³.

$$V_{в} = \frac{1,1 \cdot 7 \cdot 0,5}{1} = 3,8 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{прод} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1 \cdot 0,305^2(675 - 10) = 53,4 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия.

$$P_1 \leq [P_1]$$

$$P_2 \leq [P_2]$$

$$P_3 \leq [P_3]$$

где P_1 $[P_1]$ – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке 35 МПа;

P_2 $[P_2]$ – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов. Для ЦА-320М, $[P_2] = 32$ МПа;

P_3 $[P_3]$ – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, $[P_3] = 31$ МПа.

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \gamma_p Q^2 l}{d_B^5}$$

где d_B – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

Q – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{\text{min}} = 0,0027$ м³/с)

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1160 \cdot 0,0027^2 \cdot 675}{0,305^5} = 6,25 \cdot 10^{-5} \text{ Мпа}$$

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1900 \cdot 0,0027^2 \cdot 675}{(0,3937 - 0,324)^3 (0,3937 + 0,324)^2} = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ Мпа}$$

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_1 = \frac{(675 - 10)(1900 - 1160)}{10^5} + 6,25 \cdot 10^{-5} + 1,5 \cdot 10^{-3} = 4,92 \text{ МПа}$$

По данным расчета можно сделать вывод что, условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_3 = \frac{675 \cdot 1900}{10^5} = 12,8 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5\text{м/с}$), рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(0,3937^2 - 0,324^2) = 0,0196 \text{ м}^3/\text{с}$$

Плановая производительность агрегата $q_{\text{т}} = 16 \text{ л/с}$. Тогда число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_{\text{с}} = \frac{7}{20} = 0,35$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному.

Подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора.

$$t_3 = \frac{36,8}{60 \cdot 0,0196} = 31,2 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{\text{пр}} = \frac{50,6}{60 \cdot 0,016} = 55,6 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{\text{ц}} = 55,6 + 31,2 + 15 = 101,9 \text{ мин}$$

Расчет цементирования технической колонны

Количество тампонажного раствора для цементирования: определяется по формуле:

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,3((0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 2345 + 0,227^2 \cdot 10) = 65,6 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

$$M_{\text{тс}} = 1,3 \frac{1 \cdot 1,9 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 6,7 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м³.

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \cdot 6,7 \cdot 0,5}{1} = 3,7 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1 \cdot 0,227^2 (2345 - 10) = 104 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия.

$$P_1 \leq [P_1]$$

$$P_2 \leq [P_2]$$

$$P_3 \leq [P_3]$$

где P_1 $[P_1]$ – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке 35 МПа;

P_2 $[P_2]$ – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов. Для ЦА-320М, $[P_2] = 32$ МПа;

P_3 $[P_3]$ – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, $[P_3] = 56,1$ МПа.

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1900 \cdot 0,0027^2 \cdot 1900}{(0,2953 - 0,245)^3 (0,2953 + 0,245)^2} = 2 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}$$

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1120 \cdot 0,0027^2 \cdot 1900}{0,227^5} = 7,41 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$$

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_1 = \frac{(1900 - 10)(1900 - 1120)}{10^5} + 7,41 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-2} = 14,8 \text{ МПа}$$

По данным расчета можно сделать вывод что, условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{1900 \cdot 1900}{10^5} = 36,1 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5\text{м/с}$), рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(0,2953^2 - 0,245^2) = 0,0107 \text{ м}^3/\text{с}$$

Число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_{\text{с}} = \frac{6,7}{20} = 0,34$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному.

Подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{65,6}{60 \cdot 0,0107} = 102,4 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{\text{пр}} = \frac{104}{60 \cdot 0,016} = 108,3 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{\text{ц}} = 108,3 + 102,4 + 15 = 225,8 \text{ мин}$$

Расчет цементирования эксплуатационной колонны

Количество тампонажного раствора для цементирования:

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,2 \cdot ((0,2207^2 - 0,178^2) \cdot 4404 + 0,157^2 \cdot 10) = 70,9 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

$$M_{\text{тс}} = 1,2 \frac{1 \cdot 1,9 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 6,2 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м³.

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \cdot 5,8 \cdot 0,5}{1} = 3,4 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1 \cdot 0,174^2 (4404 - 10) = 93,9 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1]$$

$$P_2 \leq [P_2]$$

$$P_3 \leq [P_3]$$

где P_1 [P_1] – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке 35 МПа;

P_2 [P_2] – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов. Для ЦА-320М, [P_2] = 32 МПа;

P_3 [P_3] – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, [P_3] = 63,8 МПа.

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1900 \cdot 0,0027^2 \cdot 3255}{(0,2207 - 0,178)^3 (0,2207 + 0,178)^2} = 10,5 \text{ МПа}$$

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1053 \cdot 0,0027^2 \cdot 3359}{0,174^5} = 8,76 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$$

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования, МПа.

$$P_1 = \frac{(3255 - 10)(1900 - 1230)}{10^5} + 8,76 \cdot 10^{-3} + 10,5 = 21,9 \text{ МПа}$$

Условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{3255 \cdot 1900}{10^5} = 61,8 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5\text{м/с}$), рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(0,2207^2 - 0,178^2) = 0,0067 \text{ м}^3/\text{с}$$

Число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_{\text{с}} = \frac{6,2}{20} = 0,31$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному.

Подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{70,9}{60 \cdot 0,0067} = 176,7 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{\text{пр}} = \frac{93,9}{60 \cdot 0,016} = 97,8 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{\text{ц}} = 97,8 + 176,7 + 15 = 289,5 \text{ мин}$$

2.17 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

2.15.1 Выбор и объем бурового раствора

При бурении нефтяных и газовых скважин буровой раствор имеет, важнейшую роль для безаварийной и оптимальной работы. Буровой раствор предназначен для: выноса шлама с забоя через кольцевое пространство; охлаждение породаразрушающего инструмента; уменьшение трения и вибрации буровой колонны; крепление стенок скважины; препятствие поглощению бурового раствора; создание гидростатического давления для предотвращения ГНВП. Для расчета необходимого объема бурового раствора, рассчитаем объем скважины, м³.

$$V = \frac{\pi}{4} D^2 H \quad (2.38)$$

где D – диаметр скважины, м;

H – длина скважины, м.

Объем скважины V_c определяется как сумма объемов каждой ступени открытого ствола скважины, м³.

$$V_c = V_H + V_K + V_T + V_Э + V_X \quad (2.39)$$

где V_H – объем открытого ствола скважины под направление

V_K – под кондуктор;

V_T – техническую колонну;

$V_Э$ – эксплуатационную колонну;

V_X – хвостовик

$$V_H = 0,785 \cdot 0,490^2 \cdot 100 = 18,8 \text{ м}^3$$

$$V_K = 0,785 \cdot 0,3973^2 \cdot 675 = 83,6 \text{ м}^3$$

$$V_T = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 2345 = 160,5 \text{ м}^3$$

$$V_Э = 0,785 \cdot 0,2207^2 \cdot 4404 = 168,4 \text{ м}^3$$

$$V_X = 0,785 \cdot 0,1556^2 \cdot 5404 = 102,7 \text{ м}^3$$

$$V_c = 18,8 + 83,6 + 160,5 + 168,4 + 102,7 = 534 \text{ м}^3$$

Рассчитываем объем бурового раствора, м³.

$$V_{БР} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_c \quad (2.40)$$

где V_1 – объем приемных емкостей, $V_1=40$ м³;

V_2 – объем циркуляционной желобной системы, $V_2=7$ м³;

V_3 – объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м³;

K_3 – коэффициент запаса, бурового раствора, $K_3=2$;

V_c – объем скважины, м³.

Требуемый объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м³;

$$V_3 = n_1L_1 + n_2L_2 + n_3L_3 + n_4L_4 + n_5L_5 \quad (2.41)$$

где n_1, n_2, n_3, n_4, n_5 – нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки, в зависимости от вида обсадной колонны, под которую ведется бурение (Таблица 2.17).

L_1, L_2, L_3, L_4, L_5 – длина интервала одного диаметра, м;

Таблица 2.17 – Нормы расхода бурового раствора

| Вид ОК | Норма расхода |
|--------------------------|---------------|
| Направление | 2,83 |
| Кондуктор | 2,54 |
| Техническая колонна | 0,87 |
| Эксплуатационная колонна | 0,32 |
| Хвостовик | 0,44 |

Тогда

$$\begin{aligned} V_3 &= 2,83 \cdot 100 + 2,54 \cdot 675 + 0,87 \cdot 2345 + 0,32 \cdot 4404 + 0,44 \cdot 5404 \\ &= 7825 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

$$V_{БР} = 40 + 7 + 7825 + 2 \cdot 534 = 8940 \text{ м}^3$$

2.15.2 Тип и параметры бурового раствора

Таблица 2.18 – Типы и параметры буровых растворов

| Тип БР | Интервал по стволу, м | | Плотность, кг/м ³ | Условная вязкость, с | Водоотдача, см ³ /30 мин | Пластическая вязкость | ДНС, дПа | СНС, дПа | | Толщина корки, мм | Песка, % | рН |
|--------------------------|-----------------------|------|------------------------------|----------------------|-------------------------------------|-----------------------|----------|----------|--------|-------------------|----------|-----|
| | от | до | | | | | | 1 мин | 10 мин | | | |
| Направление | | | | | | | | | | | | |
| Полимер-глинистый | 0 | 100 | 1160 | 120-150 | 8-10 | 11-16 | 72/120 | 24-64 | 48-72 | <2 | 3 | 7-8 |
| Кондуктор | | | | | | | | | | | | |
| Полимер-глинистый | 100 | 675 | 1160 | 120-150 | 8-10 | 11-16 | 72/120 | 24-64 | 48-72 | <1 | 3 | 7-8 |
| Техническая колонна | | | | | | | | | | | | |
| Полимер-глинистый | 674 | 2345 | 1120 | 60-70 | <8 | 13-18 | 78/130 | 28-70 | 52-78 | <1 | 2 | 8-9 |
| Эксплуатационная колонна | | | | | | | | | | | | |
| Полимер-глинистый | 2345 | 3727 | 1120 | 50-70 | <8 | 11-16 | 72/120 | 24-62 | 48-72 | <1 | <1 | 8-9 |
| РУО | 3727 | 4404 | 1230 | - | - | 18-22 | 67/95 | 48-57 | 77-86 | <0,5 | <0,7 | 8-9 |
| Хвостовик | | | | | | | | | | | | |
| РУО | 4404 | 5404 | 1840 | 50-70 | <5 | 11-16 | 72/120 | 24-62 | 48-72 | <0,5 | <0,7 | 8-9 |

Таблица 2.19 – Суммарная потребность бурового раствора на скважину

| Название компонента бурового раствора | Потребность компонентов бурового раствора, т | | | | | Суммарная на скважину, т |
|---------------------------------------|--|--------|--------|--------|--------|--------------------------|
| | Номер колонн | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| На водной основе | | | | | | |
| Вода техническая | 85,34 | 246,30 | 354,39 | 222,84 | 125,13 | 1034,00 |
| Caustic Soda | 0,48 | 1,39 | 2,29 | 1,23 | 0,89 | 6,28 |
| Bentonite | 24,96 | 72,03 | 82,51 | 43,94 | 32,04 | 255,48 |
| Benex | 0,10 | 0,28 | 0,46 | 0,25 | 0,36 | 1,45 |
| NaCl | 0,67 | 1,94 | 3,21 | 1,15 | - | 6,97 |
| Polypac R | 0,58 | 1,66 | 2,75 | 0,99 | - | 5,98 |
| SAPP | 0,19 | 0,55 | 0,92 | 0,49 | 0,36 | 2,51 |
| Soda Ash | - | - | - | 0,16 | 0,36 | 0,52 |
| Barite | - | - | - | 11,76 | 167,32 | 179,08 |
| M-I Pac R | - | - | - | 0,48 | 1,07 | 1,55 |
| На углеводородной основе | | | | | | |
| REASYN | - | - | - | 213,2 | 96,12 | 309,32 |
| VG-PLUS | - | - | - | 3,16 | 1,42 | 4,58 |
| Ca(OH)2 | - | - | - | 8,69 | 3,92 | 12,61 |
| SUREMUL PLUS | - | - | - | 7,90 | 3,56 | 11,46 |
| NaCl 26,5% | - | - | - | 92,78 | 41,83 | 134,61 |
| RHEFLAT PLUS | - | - | - | 8,69 | 3,92 | 12,61 |
| Barite | - | - | - | 118,68 | 176,75 | 295,43 |

2.16 Расчет бурильных труб

2.16.1 Расчет запаса прочности бурильных труб сжатой части

КОЛОННЫ

Запас прочности бурильных труб для любого сечения сжатой части определяется по формуле:

$$n_{\text{сж}} = \frac{[\sigma_{\text{T}}]}{\sigma_{\Sigma\text{с}}} \geq 1,7 \quad (2.42)$$

где $[\sigma_{\text{T}}]$ – предел текучести материала БТ, кгс/см²;

$\sigma_{\Sigma\text{с}}$ – суммарное напряжение от одновременного действия сил сжатия, изгиба и кручения:

$$\sigma_{\Sigma\text{с}} = \sqrt{(\sigma_{\text{сж}} + \sigma_{\text{изг}})^2 + 4\tau_{\text{кр}}^2} \quad (2.43)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – напряжение сжатия, кгс/см²;

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{\varphi P_{\text{сж}}}{F} \quad (2.44)$$

где φ - коэффициент, учитывающий уменьшение поперечного сечения трубы в месте нарезки резьбы (для труб муфтово-замкового соединения $\varphi = 1$);

$P_{\text{сж}}$ - усилие сжатия в рассматриваемом сечении, кгс (в сечении бурильных труб у забоя $P_{\text{сж}} = G_{\text{ос}}$).

Если рассматриваемое сечение находится у забоя, то $z = L_0$, где L_0 - расстояние от нулевого сечения до забоя, м:

$$L_0 = \frac{G_0}{q(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}})} \quad (2.45)$$

где q - средняя масса 1 м бурильных труб, кг/м. (Для ТБТ и ТБКП 73,5 и 34,3 кг/м соответственно);

$\gamma_{\text{ж}}$ – удельный вес промывочной жидкости, г/см³;

$\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес металла бурильных труб, г/см³ (удельный вес стали 7,85 г/см³);

z – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, м

$$L_0 = \frac{6621}{73,5(1 - \frac{1,05}{7,85})} = 104 \text{ м}$$

Площадь сечения бурильных труб F , (см²):

$$F = \frac{\pi}{4} (d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2) \quad (2.46)$$

где $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр бурильных труб, см;

$d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр бурильных труб, см.

$$F = \frac{\pi}{4} (12,7^2 - 7,62^2) = 81 \text{ см}^2$$

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{1 \cdot 6621}{81} = 81,7 \text{ кгс/см}^2$$

Напряжение изгиба $\sigma_{\text{изг}}$ (кгс/см²) вызывается потерей устойчивости колонны и определяется:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 EJf}{l^2 W_{\text{изг}}} \quad (2.47)$$

где EJ – жесткость бурильных труб кгс/см²;

E – модуль продольной упругости ($E=2 \cdot 10^6$ кгс/см² – для стали);

J – экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см⁴;

$$J = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4) \quad (2.48)$$

$$J = \frac{\pi}{64} (12,7^4 - 7,62^4) = 1111 \text{ см}^4$$

f – стрела прогиба БТ в рассматриваемом сечении, см,

$$f = 0,5(D - d_{\text{н}}) \quad (2.49)$$

$$f = 0,5(17,8 - 12,7) = 2,55 \text{ см}$$

где D – внутренний диаметр обсадной трубы, см;

$W_{\text{изг}}$ – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при изгибе, см³,

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4}{d_{\text{н}}} \quad (2.50)$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{12,7^4 - 7,62^4}{12,7} = 174,9 \text{ см}^3$$

l – длина полуволны прогиба бурильных труб, см,

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{-0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}} \quad (2.51)$$

где ω – угловая скорость вращения, c^{-1} :

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} \quad (2.52)$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 100}{30} = 10,5 \text{ c}^{-1}$$

где n - частота оборотов в минуту бурильных труб;

$g = 9,82 \text{ м/с}^2$ - ускорение силы тяжести.

$$l = \frac{10}{10,5} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot 104 + \sqrt{0,25 \cdot 104^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 10,5^2}{10^3 \cdot 73,5 \cdot 9,8}}} = 618,2 \text{ см}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 2,55}{618,2^2 \cdot 174,9} = 835,5 \text{ кгс/см}^2$$

Напряжение кручения $\tau_{\text{кр}}$ (в кгс/см²) определяется по формуле:

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}} \quad (2.53)$$

где $W_{\text{кр}}$ - полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при кручении, см².

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4}{d_{\text{н}}} \quad (2.54)$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{3,14}{16} \cdot \frac{12,7^4 - 7,62^4}{12,7} = 349,9 \text{ см}^2$$

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения, и на вращение породоразрушающего инструмента с разрушением горных пород, кгс·см;

$$M_{\text{кр}} = \frac{94700 \cdot N}{n} \quad (2.55)$$

где N - мощность на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения, и на работу породоразрушающего инструмента, кВт;

n – частота вращения, об/мин.

$$N = N'_{\text{тр}} + N_3 \quad (2.56)$$

где $N'_{\text{тр}}$ - мощность на вращение части колонны бурильных труб, кВт;

N_3 - мощность на работу породоразрушающего инструмента, кВт.

$\theta_{\text{ср}}$ – средний зенитный угол скважины, (45 градусов).

Затраты мощности на вращение всей колонны бурильных труб $N_{\text{тр}}$ при частотах вращения до 500 об/мин:

$$N'_{\text{тр}} = K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 \left[2,5 \cdot 10^{-8} (0,9 + 0,02\delta) \frac{Dq}{(EJ)^{0,16}} \cdot n^{1,85} \cdot L_{\text{СКВ}}^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \sin \theta_{\text{ср}}) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot \delta \cdot n \cdot G_{\text{ос}} \right] \quad (2.57)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий влияние смазывающей способности и антивибрационного действия промывочной жидкости на затраты мощности ($K_1=1,1$ – применение растворов нормальной плотности);

K_2 – коэффициент, учитывающий влияние состояния стенок скважины на затраты мощности ($K_2=1$ – для нормального геологического разреза);

K_3 – коэффициент, учитывающий влияние типа соединений бурильных труб на затраты мощности ($K_3=1,3$ – для муфтово-замкового соединения);

K_4 – коэффициент, учитывающий влияние кривизны бурильных труб на затраты мощности ($K_4=1,5$ – для бурильных труб муфтово-замкового соединения заводского изготовления);

K_5 – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб на трение труб о стенки скважины ($K_5=1$ – для стальных бурильных труб);

δ – зазор, между стенками скважины и бурильными трубами, принимается равным f ;

E – модуль продольной упругости бурильных труб, кгс/см² (2×10^6 – для стальных труб);

$L_{\text{СКВ}}$ – длина буровой колонны, м, $L = 4404$ м;

q – средняя масса 1 м бурильных труб, кг/м;

J – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴;

$\theta_{\text{ср}}$ – средний зенитный угол скважины, град;

G – осевая нагрузка, даН;

D – наружный диаметр ПРИ, мм.

$$N'_{\text{тр}} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1 \left[2,5 \cdot 10^{-8} (0,9 + 0,02 \cdot 33,75) \frac{220,7 \cdot 73,5}{(2 \cdot 10^6 \cdot 1111)^{0,16}} \cdot 100^{1,85} \cdot 4404^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \sin 45) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 25,5 \cdot 100 \cdot 64925,5 \right] = 217 \text{ кВт}$$

Забойная мощность N_3 определяется:

$$N_3 = 1,02 \cdot 10^{-6} \cdot \mu_k \cdot D \cdot G_{\text{ос}} \cdot n \quad (2.58)$$

где μ_k – комплексный коэффициент сопротивления; для долот диаметром 76 мм и более = 0,17;

D – диаметр долота, мм;

$G_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, даН;

$$N_3 = 1,02 \cdot 10^{-6} \cdot 0,17 \cdot 220,7 \cdot 64925,5 \cdot 100 = 248,5 \text{ кВт}$$

$$N = 217 + 248,5 = 465,5 \text{ кВт}$$

$$M_{\text{кр}} = \frac{94700 \cdot 465,5}{100} = 440771,5 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{440771}{350} = 1259,7 \text{ кгс/см}^2$$

$$\sigma_{\Sigma c} = \sqrt{(81,7 + 835,5)^2 + 4 \cdot 1259,7^2} = 2681,2 \text{ кгс/см}^2$$

$$n_{\text{сж}} = \frac{6500}{2681,2} = 2,4 \geq 1,7$$

2.16.2 Расчет запаса прочности бурильных труб растянутой части

КОЛОННЫ

Запас прочности n_p растянутой части бурильной колонны определяется:

$$n_p = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma p}} \geq 1,4 \quad (2.59)$$

где $\sigma_{\Sigma p}$ – суммарное напряжение, кгс/см². По третьей теории прочности

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{\text{изг}})^2 + 4\tau_{\text{кр}}^2} \leq [\sigma_T] \quad (2.60)$$

где σ_p – напряжение растяжения, кгс/см²; определяется по тем же формулам, что и напряжение сжатия, но с корректировкой на изменение направления усилия

$$\sigma_p = \frac{\varphi P_p}{F} \quad (2.61)$$

где P_p , - усилие растяжения в рассматриваемом сечении, кгс; значение P_p , как и для случая сжатой части колонны, определится (в кгс):

$$P_p = qz \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right) (\cos \theta_{\text{ср}} - f_{\text{тр}} \sin \theta_{\text{ср}}) \quad (2.62)$$

где $f_{\text{тр}}$ – коэффициент трения буровой колонны о лежащую стенку скважины ($f_{\text{тр}}=0,3$ при бурении кристаллических пород с малым содержанием кварца);

z – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, м.

Для сечения у устья скважины определяется:

$$z = L_{\text{СКВ}} - L_0 \quad (2.63)$$

$$L_0 = \frac{6621}{34,3(1 - \frac{1,05}{7,85})} = 222,8 \text{ м}$$

$$z = 4404 - 222,8 = 4181,2 \text{ м}$$

$$P_p = 34,3 \cdot 4181,2 \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) (\cos 45 - 0,3 \sin 45) = 33548,7 \text{ кгс}$$

$$\sigma_p = \frac{1 \cdot 33548,7}{81} = 414 \text{ кгс/см}^2$$

При расчете длина полуволны прогиба бурильных труб l в подкоренном выражении значение $(0,5 \cdot z)$ принимается со знаком «плюс»:

$$l = \frac{10}{10,5} \cdot \sqrt{0,5 \cdot 4181 + \sqrt{0,25 \cdot 4181^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 8,4^2}{10^3 \cdot 34,3 \cdot 9,8}}} = 512,9 \text{ см}$$

Напряжение изгиба $\sigma_{\text{изг}}$ (кгс/см²) определяется:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 2,55}{512,9^2 \cdot 174,9} = 1214 \text{ кгс/см}^2$$

Напряжение кручения $\tau_{\text{кр}}$ (в кгс/см²) определяется:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_{кр}} \quad (2.64)$$

$$N'_{тр} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,5$$

$$\cdot 1 \left[2,5 \cdot 10^{-8} (0,9 + 0,02 \cdot 25,5) \frac{220,7 \cdot 34,3}{(2 \cdot 10^6 \cdot 1111)^{0,16}} \cdot 100^{1,85} \right.$$

$$\left. \cdot 4404^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \sin 45) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 25,5 \cdot 100 \cdot 64925,5 \right]$$

$$= 139 \text{ кВт}$$

$$N = 139 + 248 = 387,6 \text{ кВт},$$

$$M_{кр} = \frac{94700 \cdot 387,6}{100} = 367057,7 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$\tau_{кр} = \frac{367057,7}{350} = 1049,1 \text{ кгс/см}^2$$

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(499 + 1286)^2 + 4 \cdot 1250^2} = 26555,6 \leq [\sigma_T]$$

$$n_p = \frac{6500}{2655,6} = 2,4 \geq 1,4$$

Условия прочности соблюдены

2.16.3 Расчет запаса прочности бурильных труб в нулевом сечении

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \geq 1,3 \quad (2.65)$$

где n_σ и n_τ – запас прочности по нормальным и касательным напряжениям, соответственно.

$$n_\sigma = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{изг} k_y} \geq 1,3 \quad (2.66)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала бурильных труб при изгибе с симметричным циклом, кгс/см²; $[\sigma_{-1}] = 0,41[\sigma_T]$;

k_y – коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузки, $k_y = 1,5$

$\sigma_{изг}$ – напряжение изгиба

Напряжение изгиба $\sigma_{изг}$ определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 EJf}{l^2 W_{\text{изг}}} \quad (2.67)$$

Для нулевого сечения $z = 0$ формула для определения длины полуволны запишется:

$$l = \frac{10}{10,5} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 10,5^2}{10^3 \cdot 34,3 \cdot 9,8}} = 27,9 \text{ см}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 2,55}{31^2 \cdot 174,9} = 411069,2 \text{ кгс/см}^2$$

$$n_{\sigma} = \frac{0,41[\sigma_T]}{411069,2 \cdot 1,5} = 2,8 \geq 1,3$$

Запас прочности n_{τ} , определяется по формуле:

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{\text{кр}}} \geq 1,3 \quad (2.68)$$

где $[\tau]$ - допустимое напряжение при кручении, кгс/см² (1900 кгс/см²).

Напряжение кручения $\tau_{\text{кр}}$ в нулевом сечении принимается равной, как для растянутой части колонны:

$$n_{\tau} = \frac{1900}{1049,1} = 1,8 \geq 1,3$$

$$n_0 = \frac{2,8 \cdot 1,8}{\sqrt{2,8^2 + 1,8^2}} = 1,5 \geq 1,3$$

Условия прочности выполняются.

2.17 Проверочный расчет мощности привода бурового насоса

Необходимая мощность электродвигателя для привода насоса $N_{\text{н}}$ (кВт) определяется по формуле:

$$N_{\text{н}} = 0,2 \cdot Q \cdot H \quad (2.69)$$

где Q – производительность насоса, л/с;

H – давление на выкиде насоса, МПа;

$$N_{\text{н}} = 0,2 \cdot Q \cdot H = 0,2 \cdot 46 \cdot 32 = 294,4$$

Мощность двигателя насоса по техническим характеристикам равна 294 кВт.

2.18 Расчет талевой системы и нагрузки на мачту

2.18.1 Расчет и выбор талевой системы

Исходными данными для определения конструкции талевой системы являются максимальная нагрузка на крюке и грузоподъемность лебёдки.

Число рабочих ветвей талевой системы:

$$m = \frac{Q_{кр\Sigma}}{Q_{л} \cdot \eta} \quad (2.70)$$

где $Q_{кр\Sigma}$ – нагрузка на крюк при подъеме колонны с конечной глубины в период разгона с учетом прихвата и сил трения о стенки скважины, кгс;

$Q_{л}$ – номинальное тяговое усилие лебедки при минимальной скорости навивки каната на барабан, кгс;

η – КПД талевой системы.

$$Q_{кр\Sigma} = Q_{кр.д} + G_{д} \quad (2.71)$$

где $Q_{кр.д}$ – вес бурового снаряда с учетом динамических сил, кГс;

$G_{д}$ – вес подвижного груза с учетом динамических сил, кГс.

$$Q_{кр.д} = Q_{кр} \left(1 - \frac{v}{gt}\right) \quad (2.72)$$

где $Q_{кр}$ – чистый вес бурового снаряда, кГс;

V – max скорость подъема элеватора, $V = 2$ м/с;

t – время разгона элеватора, $t = 1,8$ с.

$$Q_{кр} = \alpha_1 \alpha_2 q L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cos \theta_{ср} (1 + f \cdot tg \theta_{ср}) \quad (2.73)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий ниппельное соединение БТ, $\alpha_1 = 1$;

α_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $\alpha_2 = 1,4$;

q – вес 1 метра труб, $q = 32,1$ кГс ;

$\gamma_{м}$ – удельный вес металла, $\gamma_{м} = 7,85$ Гс/см³;

f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$G_{д} = G \left(1 - \frac{v}{gt}\right) \quad (2.74)$$

где G – вес подвижного груза, кГс.

$$G = m_{п} + m_{тб} \quad (2.75)$$

где m_{Π} – масса вертлюга, кГс;

$m_{т6}$ – масса талевого блока, кГс.

$$G = 3020 + 6700 = 9720 \text{ кГс}$$

$$Q_{кр\Sigma} = \left[\alpha_1 \alpha_2 q L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) (\cos \theta_{ср} + f_{тр} \sin \theta_{ср}) + G \right] \left(1 + \frac{V_{кр1}}{gt} \right) \quad (2.76)$$

$$Q_{кр} = \left[1 \cdot 1,4 \cdot 31,9 \cdot 5404 \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) + 9720 \right] \left(1 + \frac{2}{9,8 \cdot 1,8} \right) = 243588 \text{ кгс}$$

$$\frac{Q_{кр\Sigma}}{Q_{л}} = \frac{243588}{42000} = 5,8$$

КПД талевой системы рассчитываем по формуле.

$$\eta_{тс} = \frac{\eta(1-\eta^{u_{тс}})}{u_{тс}(1-\eta)} \quad (2.77)$$

где η – к.п.д. одного шкива $\eta = 0,85$;

$u_{тс}$ – количество ветвей талевой системы.

$$\eta_{тс} = \frac{0,85(1 - 0,85^6)}{6(1 - 0,85)} = 0,6$$

Число рабочих ветвей:

$$m = \frac{5,8}{0,6} = 9,6$$

Принимаем число рабочих струн $m=10$.

На основании произведенных расчетов предусматривается применение талевой системы ТС 5х6.

2.18.2 Расчет усилий в ветвях талевой системы и нагрузки на мачту

Для талевой системы с концом каната закреплённом на кронблоке имеем.

$$Q_0 = Q_{кр} + G + P_{л} + P_{м} \quad (2.78)$$

где G – вес подвижного груза, $G=9720$ кГс;

$P_{л}$ – усилие в лебедочном конце каната, кГс;

$Q_{кр}$ – полный вес бурового снаряда в статическом состоянии;

$P_{м}$ – усилие в «мертвом конце каната».

$$Q_{кр} = \alpha_1 q L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \quad (2.79)$$

$$Q_{кр} = 1 \cdot 31,9 \cdot 5404 \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) = 86325 \text{ кгс}$$

Для всех схем талевой системы усилие в любой ветви определяется по формуле:

$$P = \frac{Q_{кр} + G}{m} \quad (2.80)$$

Для лебедочного конца каната:

$$P = \frac{149287 + 9720}{10} = 15901 \text{ кгс}$$

Для неподвижного (мертвого) конца каната:

$$P_{м} = \frac{P_{л}}{\beta^{11}} = \frac{15901}{1,04^{11}}$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta=1,04$.

$$Q_0 = 149287 + 9720 + 15901 + 10325 = 185233,3 \text{ кгс}$$

Рассчитанная нагрузка на вышку не превышает ее грузоподъемность.

2.18.3 Расчет талевого каната

Расчет и выбор талевого каната производятся по статическому разрывному усилию каната, определяемому по формуле:

$$R_{к} \geq \kappa P_{л.маx} \text{ кгс} \quad (2.81)$$

где $R_{к}$ – запас прочности талевого каната по технике безопасности, $R_{к} = 2,5$

$P_{л.маx}$ – максимальное усилие лебедки на минимальной скорости навивки каната на барабан с учетом возможной перегрузки двигателя.

$$P_{л.маx} = \frac{102 N_0 \lambda \eta}{V_{min}} = \frac{102 \cdot 886 \cdot 1,2 \cdot 0,85}{0,25} = 368717,8 \text{ кгс}$$

где λ – коэффициент перегрузки двигателя, $\lambda = 1,2$

N_0 – номинальная мощность двигателя 886 кВт

V_{\min} – скорость подъема талевого блока, 0,25 м/с

η – КПД передачи от вала двигателя до барабана лебедки, $\eta = 0,85$

$$R_k = 2,5 \cdot 368717,8 \text{ кгс}$$

$$R_k = 921794,4 \text{ кгс}$$

Для $R_k = 921794,4$ выбираем грузовой канат с временным сопротивлением разрыву 1960 МПа, нераскручивающиеся, крестовой свивки типа ЛК-РО (в соответствии с ГОСТ 13840-88). Диаметр каната 32 мм.

Расчет мощности двигателя, потребной для промывки скважины

Мощность, необходимая для привода бурового насоса вычисляется по формуле, кВт.

$$N_H = \frac{k_M Q_H P_H}{\eta_H \eta} \quad (2.82)$$

где k_M – коэффициент запаса мощности, $k_M = 1,15$;

Q_H – количество подаваемого раствора в скважину (подача насоса), м³/с;

P_H – давление нагнетания, Па;

η_H – КПД передач от двигателя до насоса, $\eta_H = 0,8$;

η – КПД насоса, $\eta = 0,85$.

$$N_H = \frac{1,15 \cdot 0,06 \cdot 32000000}{0,8 \cdot 0,85} = 2489,4 \text{ кВт}$$

Исходя из расчётов принимаются 2 насоса производства Уралмаш трехпоршневые УНБТ-950 (рисунок 2.1) [10].

Технические характеристики насосов приведены в таблице 2.20 и 2.21.

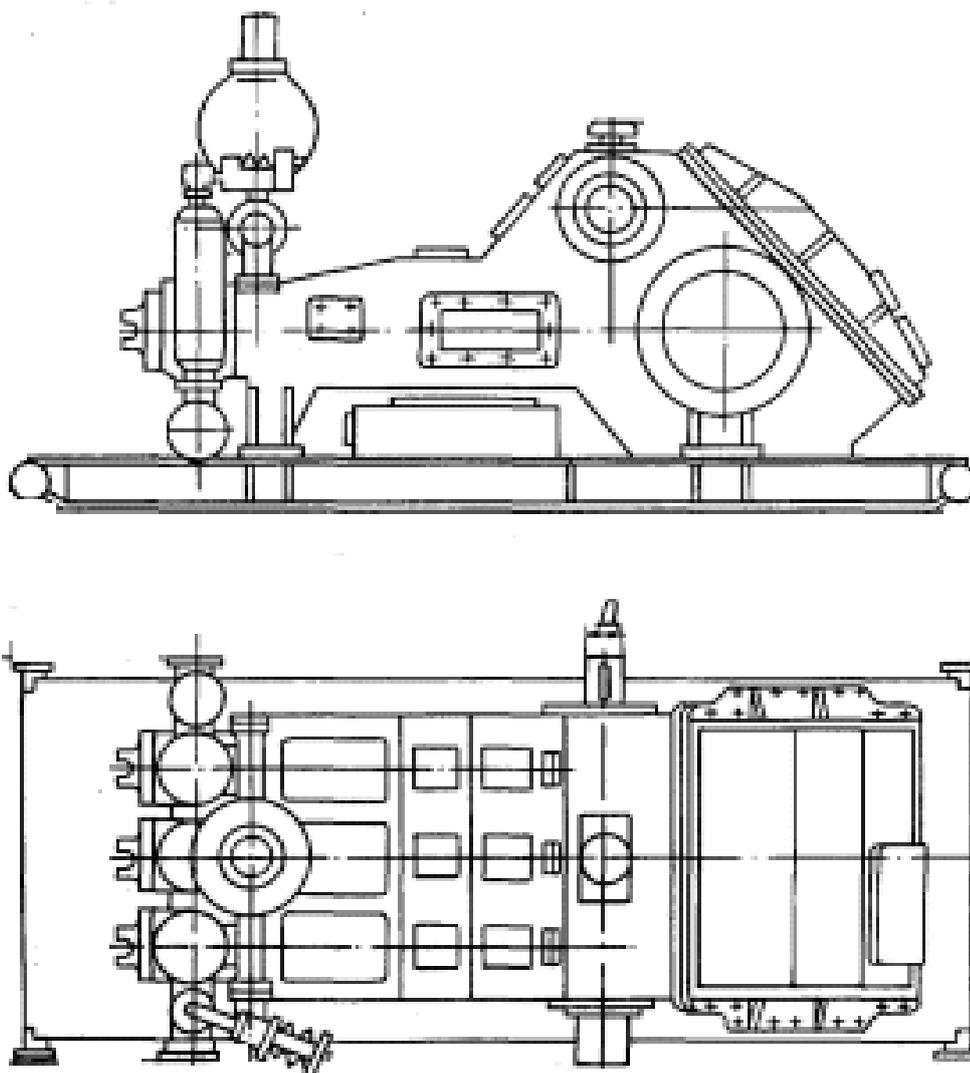


Рисунок 2.2 – Буровой насос УНБТ-950

Таблиц 2.20 – Техническая характеристика УНБТ-950

| Параметры | Значение |
|--|-------------|
| Мощность насоса, кВт | 950 |
| Число цилиндров, шт. | 3 |
| Номинальная частота ходов поршня в мин: | 125 |
| Подача насоса (max), дм ³ /с | 46 |
| Давление на выходе насоса (max), МПа | 32 |
| Давление на входе в насос (min), МПа | 0,2 |
| Исполнение гидравлической части | Прямоточное |
| Пневмокомпенсатор | ПК 70-320 |
| Степень неравномерности давления выходе из насоса, %, не более | 5 |
| Масса насоса без шкива, пневмокомпенсатора и крана, кг | 23050 |

Таблица 2.21 – Характеристика подачи насоса УНБТ-950

| Диаметр поршня, мм | Предельное давление на выходе из насоса, МПа | Подача идеальная (л/с) при частоте двойных ходов в минуту | | | | | | | |
|--------------------|--|---|------|-------|------|-------|-------|------|-------|
| | | 125 | 115 | 100 | 85 | 75 | 50 | 25 | 1 |
| 180 | 19,0 | 46 | 42,3 | 36,8 | 31,3 | 27,6 | 18,4 | 9,2 | 0,368 |
| 170 | 21,0 | 41 | 37,7 | 32,8 | 27,9 | 24,6 | 16,4 | 8,2 | 0,328 |
| 160 | 24,0 | 36,4 | 33,5 | 29,12 | 24,7 | 21,84 | 14,56 | 7,28 | 0,291 |
| 150 | 27,5 | 31,9 | 29,3 | 25,52 | 21,7 | 19,14 | 12,76 | 6,38 | 0,255 |
| 140 | 32,0 | 27,8 | 25,5 | 22,24 | 18,9 | 16,68 | 11,12 | 5,56 | 0,22 |
| Мощность в кВт | | 950 | 874 | 760 | 646 | 570 | 380 | 190 | 7,60 |

2.19 Проверочный расчет мощности буровой установки

Знание затрат мощности необходимо при выборе двигателя станка, определении состояния бурильной колонны, при оптимизации конструкции скважины и колонны бурильных труб, расчете допустимых режимных параметров.

Мощность на холостое вращение рассчитывается в зависимости большого числа факторов, таких как: режим бурения, интервала бурения, диаметра и конструкции скважины, вида бурового раствора и пород.

Суммарная мощность определяется по формуле:

$$N_B = N_{x.v.} + N_{заб} + N_{доп} \quad (2.83)$$

где $N_{x.v.}$ – мощность на холостое вращение бурильной колонны, кВт;

$N_{заб}$ – мощность на разрушение забоя, кВт.

$N_{доп}$ – дополнительные затраты мощности, кВт.

Определяем затрачиваемую мощность на холостое вращение бурильной колонны.

$$N_{x.v.} = 55,8 \cdot 10^{-4} K_1 K_2 K_3 (1 + 0,44 \cos \beta (0,9 + 20 \delta)) K_4 q d n^{1,83} L_{скв}^{0,75} \quad (2.84)$$

$$N_{x.v.} = 55,8 \cdot 10^{-4} \cdot 1,3 \cdot 0,4 \cdot 1,5 (1 + 0,44 \cos 0 (0,9 + 20 \cdot 0,0465)) \cdot 1 \cdot 31,9 \cdot 1,2^{1,83} 5404^{0,75} = 59 \text{ кВт}$$

При бурении с долотом рассчитываем мощность, затрачиваемую на забое по формуле, кВт.

$$N_{заб} = 10^{-3} \mu P n D \quad (2.85)$$

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \cdot 0,4 \cdot 4979,2 \cdot 100 \cdot 0,1556 = 31 \text{ кВт}$$

где μ – коэффициент, характеризующий трение породоразрушающего инструмента о породу;

P – осевая нагрузка на долото, кГс;

n – частота вращения долота, об/мин;

D – диаметр долота, мм.

Значение дополнительных затрат мощности на вращение буровой колонны определяем по формуле, кВт.

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-3} \cdot \delta P n \quad (2.86)$$

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-3} \cdot 0,046 \cdot 4979,2 \cdot 100 = 56,1 \text{ кВт}$$

Общая мощность на бурение, кВт.

$$N_{\text{б}} = 219,5 + 31 + 56,1 = 306,6 \text{ кВт}$$

2.20 Выбор буровой установки

Исходя из условий бурения и проделанных расчетов принимаем буровую установку БУ 5000/320 ДГУ-1 (рисунок 2.2). Буровая установка УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ-1 предназначена для бурения скважин на нефть и газ, имеет современный дизель-гидравлический привод, обеспечивающий плавное регулирование параметров основных рабочих органов. Оборудование состоит из следующих основных частей: вышечного блока, лебедочного блока, приводного блока, приемного механизированного моста со стеллажами, насосного блока, блока оборудования циркуляционной системы (ЦС). Схема расположения бурового оборудования и привышечных сооружений буровой установки приведена в приложении В. Технические характеристики БУ 5000/320 ДГУ-1 приведены в таблице 2.22 [10].

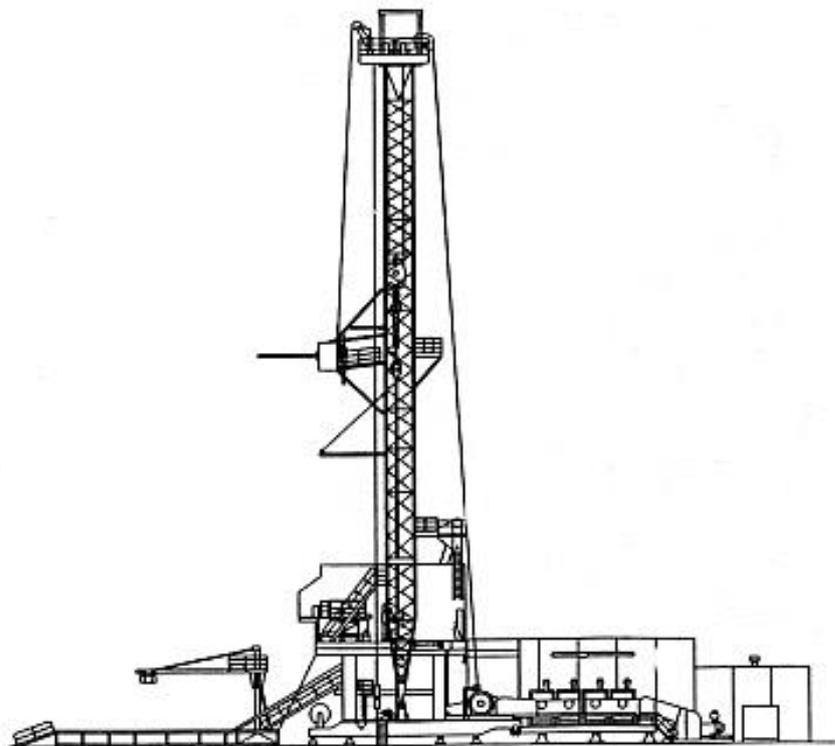
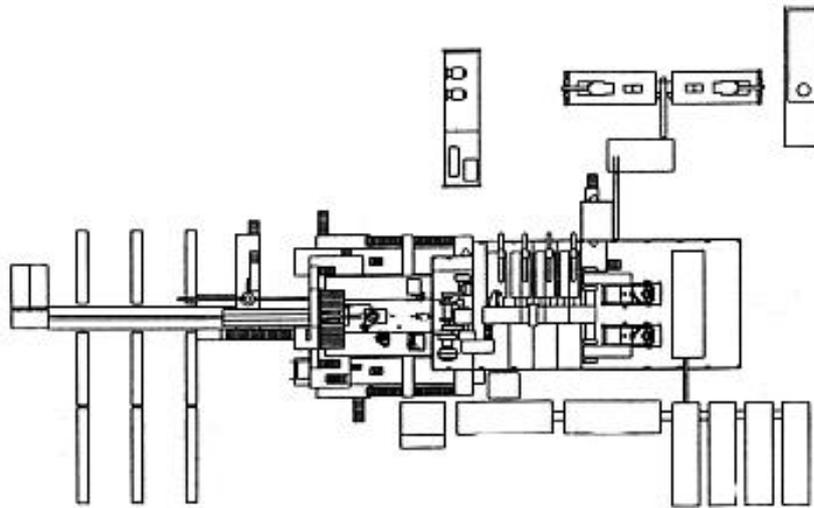


Рисунок 2.3 – Общий вид БУ 5000/320 ДГУ-1

Таблица 2.22 – Техническая характеристика БУ 5000/320 ДГУ-1

| | |
|--|-----------------------|
| Допускаемая нагрузка на крюке (по ГОСТ 16293), тс | 320 |
| Максимальная статическая нагрузка на крюке (по А.Р.І.), тс | 385 |
| Условная глубина бурения (БТ-114 мм), м | 5000 |
| Длина бурильной свечи, м | 25-27 |
| Тип привода | дизель-гидравлический |
| Вышка ВМА 45-320 | |

Окончание таблицы 2.20

| | |
|---|-------------------|
| Тип | мачта 2-х опорная |
| Высота вышки, м | 44,8 |
| Основание | |
| Тип | сборно-модульное |
| Высота основания (отметка пола буровой), м | 8 |
| Талевая система | |
| Диаметр талевого каната, мм | 35 |
| Число струн талевой системы (оснастка) | 10 (5x6) |
| Лебедка ЛБУ 37-1100Д | |
| Расчетная мощность на входном валу, кВт | 1100 |
| Вертлюг УВ-320 МА | |
| Грузоподъемность, тс (кН) | 320 (3200) |
| Динамическая грузоподъемность (по А.Р.І.), тс | 200 |
| Ротор Р-700 | |
| Расчетная мощность привода ротора, кВт | 234 |
| Диаметр отверстия в столе ротора, мм | 700 |
| Допускаемая статическая нагрузка, тс | 500 |
| Насос УНБТ-950 А | |
| Мощность насоса, кВт | 950 |
| Максимальная подача, л/с | 46 |
| Максимальное давление (на выходе), МПа | 32 |
| Циркуляционная система | |
| Общий полезный объем, м ³ | 270 |
| Количество ступеней очистки | 4 |

2.21 Выбор источника энергии

Строительство скважин осуществляется с использованием буровой установки БУ 5000/320 ДГУ-1, работающей от четырех силовых агрегатов типа СА-10-1, мощностью 375 кВт. Для выработки необходимого количества электроэнергии используются: при строительном-монтажных работах – электростанция ДЭС АСДА-200 – 1 шт.; при бурении – дизель-гидравлический

привод от четырех силовых агрегатов типа СА-10-1, мощностью 375 кВт; при консервации (ликвидации) с АПР-60/80 – АСДА-200 – 1шт. Основным источником электроснабжения жизнедеятельности буровой бригады, а также других сопутствующих работ будет ДЭС 400 кВт (ДЭС - 400 кВт резервная).

Силовой агрегат СА10-1 предназначен для привода буровых установок. На буровой установке для одновременной работы на общую трансмиссию могут применяться два — четыре агрегата СА10-1 с последующей раздачей мощности на различные исполнительные механизмы. Технические характеристики агрегата приведены в таблице 2.23.

Силовой агрегат оборудован системой дистанционного управления ДАУР-6М1 с пультами управления и системой, аварийно-предупредительной сигнализации и защиты.

Таблица 2.23 – Техническая характеристика силового агрегата СА10-1

| Техническая характеристика | |
|--|-------|
| Мощность полная, кВт | 375 |
| Частота вращения, мин-1 | 11200 |
| Удельный расход топлива, г/кВт-ч: | |
| на полной мощности | 257 |
| при стандартной мощности дизеля и КПД гидротрансформатора 0,88 | 227 |
| масла на угар | 1,7 |
| Степень автоматизации по ГОСТ 14228—80 | 1 |
| Назначенный ресурс, тыс. ч: | |
| до переборки дизеля | 8 |
| до капитального ремонта | 30 |
| Масса (сухая), кг | 8500 |
| Габаритные размеры, мм: | |
| длина | 4250 |
| ширина | 1500 |
| высота | 2855 |

2.22 Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин

При сооружении нефтяных и газовых скважины возникает множество аварий по техническим или геологическим причинам.

Самыми распространенными авариями в бурении являются: обрывы бурильной колонны, прихваты бурильной колонны, прижег инструмента на забое, а также оставление металла на забое. Каждый вид этой аварии может поставить брак на скважине.

Самый эффективный способ по ликвидации аварий при сооружении скважины, это соблюдение оптимальных технологических и технических норм при выполнении работ.

Для предупреждения обрывов бурильной колонны соблюдаем расчетный предел крутящего момента, при прихватах бурильной колонны не превышаем натяжение лебедки свыше предела напряжения растяжения бурильных труб и их соединений.

Перед спуском бурильных колонн производим шаблонирование, дефектоскопию и отбраковку поврежденных резьбовых соединений. Для предупреждения прихватов бурильной колонны производим наблюдение за поглощением промывочной жидкости, во избежание дифференциального прихвата бурильной колонны. Также производим замеры реологических свойств бурового раствора, для продуктивного выноса шлама из скважины и образование глинистой корки на стенках скважины. При вспомогательных операциях не оставляем снаряд на забое или не прекращаем циркуляцию бурового раствора в скважине.

Прижег инструмента может испортить скважину, а данную аварию достаточно сложно ликвидировать и не всегда предоставляется возможным.

Для того, чтобы предупредить данную аварию необходимо следить за герметизацией буровой колонны и циркуляцией бурового раствора в скважине, а также за количеством подачи промывочной жидкости.

2.23 Мероприятия по безопасности строительства скважин в зонах распространения ММП

Особенности строительства скважин в зонах распространения ММП заключаются в обеспечении надежности скважины, обусловленной наличием отрицательных температур массива пород и постоянным изменением их физических свойств под влиянием внешних воздействий.

Основными факторами по предупреждению осложнений при проводке скважин, является:

- соблюдение расстояний между устьями скважин – более расчетных минимально допустимых
- строгое соблюдение свойств и параметров бурового раствора
- технологии бурения скважины и крепление скважины обеспечивающих снижение кавернообразования, предотвращение деформации и приустьевым провалом грунта, предотвращение межколонных проявлений.

Мероприятия при бурении ММП на растворах с положительными температурами:

1.Основной особенностью проходки ММП на растворах с положительной температурой является интенсивное разрушение стенок скважин в интервалах залегания льдистых осадочных образований. При бурении под кондуктор используется глинистый буровой раствор с повышенной плотностью и структурно-реологическими характеристиками, и невысоким значением фильтрации. Оптимальное содержание коллоидного компонента в буровом растворе, при котором наблюдается минимальное разрушение мерзлых пород, является наличие 7,5% твердой фазы глинистого материала с коллоидностью 0,66.

При использовании других глинистых материалов следует изменять их концентрацию в буровом растворе обратно пропорционально их коллоидности.

2. Поддержание заданных параметров бурового раствора осуществляется регулированием количества глинистой фазы в растворе и постоянной его химической обработкой в соответствии с регламентами буровых растворов.

При очистке из глинистого раствора выносятся глинистый материал в количестве до 7% объема шлама. При бурении ММП необходимо постоянно восполнять убыль глинистого материала в растворе.

3. При проходке ММП для сохранения промерзшего слоя грунта подаваемый в скважину технологический буровой раствор должен иметь температуру не выше +7 °С. В зимний период года охлаждение бурового раствора может осуществляться за счет естественного холода, в летнее же время для охлаждения до заданной температуры необходима холодильная система. В качестве одного из вариантов предлагается применение установки на базе вихревой трубы (конструкторское бюро ЧКЗ-ЮГСОН, г. Екатеринбург).

Принцип функционирования установки заключается в следующем: буровой раствор, подготовленный в глиномешалке, подается в промежуточную емкость. Из нее, с помощью центробежного насоса, раствор подается в теплообменник и охлаждается. Охлажденный раствор сливается в накопительный резервуар (амбар) и хранится там до закачки в скважину. Охлаждение осуществляется за счет подачи в теплообменник холодного воздуха, получаемого с помощью вихревой трубы.

Требования к выбору конструкции и профиля скважин для районов распространения ММП:

1. Конструкция скважины должна обеспечить надежную сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла строительства и эксплуатации за счет применения технических средств и технологических решений, в зависимости от литологического состава, глубины залегания и температуры ММП.

2. При двухслойном залегании ММП кондуктором перекрывается верхний приповерхностный слой мерзлых пород. При монолитном залегании кондуктором перекрывается только часть пород, склонных к разрушению под действием циркулирующей жидкости. При наличии только погребенной (реликтовой) мерзлоты необходимость и глубина спуска направления принимаются в соответствии с опытом строительства подобных скважин в Западной Сибири.

Мероприятия по технологии бурения в разрезе ММП:

1. Качественное состояние ствола скважины обеспечивается комплексом мероприятий, направленных на сокращение продолжительности контакта промывочной жидкости с мерзлыми породами и строгим поддержании заданных параметров раствора при бурении данного интервала, то есть: правильным выбором технологии, обеспечивающей достижение максимальных скоростей бурения; сокращением продолжительности работ, не связанных с углублением скважин.

С целью сокращения продолжительности работ, не связанных с углублением забоя, забуривание скважины нужно начинать после подготовки оборудования к работе при обеспечении буровой материалами, трубами и инструментом для проходки ММП.

2. Для уменьшения интенсивности кавернообразования необходимо при заданных параметрах бурового раствора обеспечить, в интервале залегания ММП, увеличение механической скорости бурения до 50 м/час.

3. В случае невозможности достижения заданной скорости бурения и при увеличении фактического диаметра ствола скважины более чем в 1,2 раза сверх номинального, применять последовательное вскрытие мерзлых пород долотами уменьшенного и номинального диаметра.

4. Бурение под кондуктор осуществлять по возможности роторным способом с промывкой скважины одним насосом, бурение под кондуктор осуществлять турбинным способом с производительностью буровых насосов обеспечивающей достаточную величину вращающего момента ($M_{вр}$) на валу

гидравлического забойного двигателя для поддержания необходимой механической скорости бурения.

5. Для контроля состояния ствола скважины в интервале ММП, необходимо по окончании бурения под кондуктор и кондуктор, поведение в открытом стволе промыслового геофизических исследований (кавернометрия, термометрия).

Мероприятия по технологии крепления скважины обсадными колоннами для районов распространения ММП:

1. Основной особенностью крепления скважин в разрезе ММП, являются неблагоприятные условия для гидратации цементного раствора из-за низких температур массива пород. Для предотвращения замерзания тампонажного раствора в скважине и ускорения процесса гидратации необходим начальный разогрев системы (тампонажный раствор и продавочная жидкость) и ввод химических реагентов, снижающих температуру замерзания жидкой фазы цементного раствора и ускоряющих процесс затвердевания.

2. Прочностные характеристики обсадных труб, расположенных в зоне мерзлых пород выбираются из условия сохранения целостности и герметичности колонн, исходя из геокриологической и литологической характеристики разреза ММП, в соответствии с действующими регламентирующими документами.

3. В интервале ММП кондуктор оборудуется пружинными центраторами через 40-50м. Типоразмер центраторов, в соответствии с регламентом по креплению скважин.

4. Для обеспечения надежности простаивающих скважин необходимо применять незамерзающие буферные жидкости, также незамерзающие жидкости следует применять для опрессовки межколонных пространств и колонн. При использовании в качестве буферных и опрессовочных жидкостей солевых растворов, концентрация их в растворе должна обеспечить незамерзаемость солевых растворов в случае оставления их в скважине и выбирается в зависимости от минимальной температуры ММП.

5. В случае если уровень поднятого до устья тампонажного раствора при цементировании направления и кондуктора опускается, производить заполнение заколонного пространства цементным раствором с устья.

2.24 Ликвидация аварий

Для ликвидации аварий применяют технические и технологические мероприятия. К таким методам можно отнести:

1. При подъеме инструмента и фиксируя увеличение веса на крюке, можно сделать вывод, что в скважине произошел прихват. В данной ситуации не прекращая циркуляцию производим расхаживание буровой колонны.

2. При неэффективности расхаживания производим установку кислотных и нефтяных ванн. При нефтяной ванне в раствор добавляем 1.5% сульфанола, для эффективности.

3. Производим проворачивание буровой колонны с максимальным крутящим моментом, перед этим производим взрыв шнуровой торпеды для страгивания снаряда (встряхивания колонны).

4. Производим отворот труб левым вращением. Перед ликвидацией обрыва бурильной колонны, сперва определяем вид обрыва бурильной колонны. Для этого необходимо произвести спуск печати, которая позволит определить вид обрыва. После определения вида и глубины обрыва выбираем ловильный инструмент.

Основной вид аварийного инструмента для предотвращения обрыва бурильной колонны:

- Метчики
- Колокола
- Труболовки внутреннего захвата
- Овершоты

Метчики представляют собой резбонарезной инструмент для нарезания внутренней резьбы в утолщенной части труб и соединительных

элементах, например, в замках или исправления имеющейся, но нарушенной резьбы в муфтовых частях.

Колокола представляют собой резьбонарезной инструмент трубчатой конструкции, предназначенный для нарезания новой или исправления имеющейся наружной резьбы на поверхности труб. Колокола выпускаются двух основных типов: «К» предназначен для соединения с верхним торцом аварийной трубы; «КС» (колокола сквозные) предназначен для нарезания наружной резьбы и соединения с ближайшим от торца утолщением (муфтой, замком и т.п.).

Труболовки внутреннего захвата предназначены для извлечения из скважины бурильных труб. Труболовки внутреннего захвата выпускаются трех типов: ТВ – неосвобождающиеся, ТВМ 1 – освобождающиеся, ТВР – распорного типа.

Извлечение аварийной бурильной колонны (длиной до 400 м) путём захвата её верхнего конца под замок производится овершотом. Овершот состоит из корпуса, внутри которого установлены пружинные пластины, захватывающие замок бурильной трубы. Полностью пропустив замок, пластины устанавливаются своими верхними торцами против опорного торца замка, что обеспечивает захват трубы при подъёме овершота [13].

2.25 Монтаж и демонтаж буровой установки

Демонтаж бурового оборудования осуществляется после полного проведения буровых работ. Монтаж производится после перевозки бурового оборудования на подготовленную площадку. Предусматривается расчистка площадок под буровые работы. Для перевозки буровой установки между проектными скважинами на профилях и между профилями, а также проезда технологического транспорта производится строительство грунтовых дорог. Работы проводятся бульдозерами, экскаваторами, и самосвалами.

Перевозка буровой установки осуществляется транспортировкой отдельных блоков буровой установки, и отдельной транспортировкой основного бурового оборудования на специализированных большегрузных платформах, силами бригад. Подвод электроэнергии осуществляется путем протягивания промышленных электросетей к щитку буровой установки. Расстановка вспомогательного бурового оборудования осуществляется в непосредственной близости с буровой установкой (ДЭС, ВШН и т.д).

Основные мероприятия по оснащению отопления, освещения, устройства грозозащиты, заземления и расположения и состава противопожарного инвентаря производится вышкомонтажными и пусконаладочными бригадами, а также другими специализированными подразделениями.

2.26 Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры

Высокие показатели и прогресс при сооружении скважин зависят во многом от оперативного контроля за процессом бурения с помощью контрольно-измерительной аппаратуры.

Буровая установка оснащена панелью управления, на которой отображаются все параметры бурения, а также осуществляется управление всеми узлами буровой установки.

Панель управления включает в себя следующие элементы:

- уровень ПЖ в рабочих емкостях/промежуточных;
- индикатор веса БК;
- индикатор нагрузки на долото;
- индикатор давления насоса;
- индикатор расхода ПЖ на выходе с манифольда и на входе с желоба;
- индикатор количества свечей, спущенных в скважину;

- индикатор частоты вращения;
- индикатор вращающего момента ротора;
- индикатор скорости подъема элеватора.

Управление буровым оборудованием осуществляется:

- пульт управления буровой лебедки;
- пультом управления вспомогательной лебедки;
- пультом управления АКБ;
- пультом управления клиньев;
- пульт управления ВШН.

3 СПЕЦРАЗДЕЛ. ОБЗОР И АНАЛИЗ ВИБРОСИТ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Вибросито является первым в многоступенчатой системе, самым заметным и наиболее распространенным средством очистки бурового раствора. На сегодняшний день все современные буровые комплексы оснащены виброситами, количество которых на одном виброочистном станке может достигать 5 и более единиц.

Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является также механическим процессом, в котором происходит отделение частиц определенного размера с помощью просеивающего устройства. Важными факторами, которые определяют глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита это: основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, 3 – вибратор, 4 – сетка, 5 - вибрирующая сетка, 6 - амортизаторы (рисунок 3.1), Вибрирующие рамы располагаются в наклонной или горизонтальной плоскости.

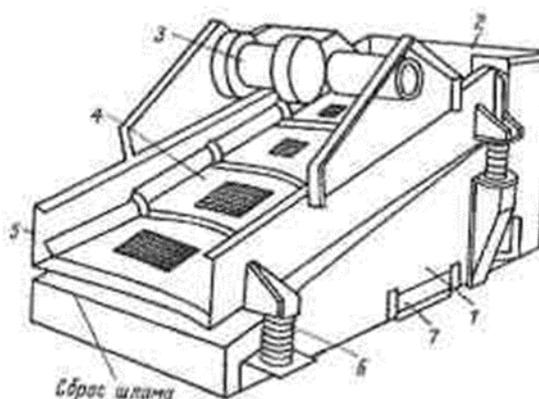


Рисунок 3.1 – Схема вибросита

Принцип работы вибросита выглядит следующим образом.

Буровой раствор от устья скважины самотеком поступает в распределитель 2 и после на сетку 4. Распределитель 2 дает равномерно

поступать раствору на виброраму по всей ширине. Все частицы породы, имеющие размер больше размера ячеек сетки, перемещаются к краю виброрамы благодаря колебательному движению сетки, совершаемому вместе с виброрамой и выбрасываются в амбар. Буровой раствор проходит сквозь сетку и поступает на дальнейшую очистку.

Вибросита непосредственно разделяют по типу вибрации на 3 вида:

- круговое, дизайн первых вибросит с минимальными развиваемыми гравитационными силами;

- эллиптическое, модификация первого типа, где центр вибрации поднят над рамой и противовесы на вибраторе используются для создания эллиптического движения, меняющегося по интенсивности и форме по длине вибрационной рамы;

- линейное, использующее два вибратора вращающихся в противоположном направлении, создающие силу, направленную вверх или вниз в момент, когда противовесы находятся в вертикальном положении, и в горизонтальном положении.

Каждый тип вибросита из перечисленных имеет свои преимущества и недостатки.

Вибросита, обладающие круговым движением, развивают невысокие гравитационные силы и имеют наибольшую транспортирующую способность, что способствует хорошему удалению глинистых пород на верхних интервалах, уменьшая их воздействие на поверхность сетки. Также они обладают низкой осушающей способностью. Данные вибросита в основном используются для предварительной очистки бурового раствора от крупных глинистых пород.

Вибросита, обладающие эллиптическим движением, развивают большие гравитационные силы по сравнению с первым типом и обладают небольшой транспортирующей способностью по сравнению с первым и третьим типами. В основном такие вибросита применяются при работе с утяжеленными растворами и в качестве осушающих сит для пульпы из-под

гидроциклонов. Стоит отметить, что чем медленнее шлам удаляется с вибросита, тем быстрее сетки приходят в негодность.

Вибросита, которые непосредственно обладают линейным движением являются наиболее практичными и универсальными. Они показывают высокие гравитационные силы, а также достаточно быструю транспортирующую способность, зависящую от угла наклона рамы и положения вибраторов.

Для выбора размера сеток для вибросит необходимо придерживаться определенными рекомендациями:

- устанавливать сетки необходимо одного размера на одном вибросите, устанавливать сетку крупнее на размер можно в конце вибросита, так как основная часть раствора будет проходить через более мелкие сетки, при условии, что вибросито имеет три или более сеток;

- сетки необходимо подбирать так, чтобы буровой раствор закрывал последнюю сетку вибросита на $2/4 \div 3/4$;

- при одинаковом размере частиц выбуренной породы и ячеек сеток необходимо устанавливать сетки на один размер меньше, чтобы избежать закупоривание.

По плотности твердую фазу в буровых растворах можно разделить на 2 категории. К первой категории относят породы плотностью от 2300 до 2800 кг/м³ такие как карбонат кальция и бентонит. Ко второй категории плотностью выше 4200 кг/м³ относятся гематит, барит (такие породы называют утяжелителями). Их используют для достижения плотности свыше 1200 кг/м³.

Необходимо отметить, что размеры шлама могут варьироваться в достаточно больших пределах от 1 мкм до нескольких сантиметров.

Исходя из длительных производственных опытов можно сделать вывод, что просеивающие устройства должны иметь соотношение между длиной и шириной 2:1. Размеры сетки не должны превышать в длину 2,6 м, в ширину 1,3 м. Стоит отметить, что наибольшая производительность вибросита

непосредственно тогда, когда шлам в основном состоит из песка, а наименьшая – когда шлам представлен вязкими глинами. Производительность вибросита может существенно менять в зависимости от типа и дисперсного состава шлама.

Непосредственно из опыта применения различных вибросит для очистки бурового раствора можно с уверенностью сказать, что чем больше времени частицы выбуренной породы находятся на сетке, тем эффективнее получается очистка. Для этого можно увеличить длину сетки, снизить скорость потока, сделать меньше угол наклона сетки, изменить направления перемещения частиц, а также уменьшить амплитуду колебаний сетки, используя две последовательные или параллельные сетки.

Для очистки раствора используют сетки с переплетениями проволок четырех типов:

- квадратным;
- прямоугольным;
- диагональным;
- двойным голландским.

Чаще всего используется квадратное переплетение, чуть реже – прямоугольное, далее – диагональное, реже всего – голландское. Квадратное переплетение обладает преимуществом большего удаления шлама, чем сетки с прямоугольным переплетением. Но стоит учесть, что, используя прямоугольное переплетение можно плести сетку из более толстой и прочной проволоки, поэтому у сеток повышается срок службы.

Сетки с квадратным переплетением зарубежного производства имеют различные размеры: 12×12, 20×20, 24×24, 32×32, 48×48 и 80×80 отверстий на 1 см.

Сетки прямоугольного переплетения имеют следующие размеры: 24×16 и 28×12 отверстий на 1 см.

Сетки с диагональным переплетением используют только размером 32×16 отверстий на 1 см. Они сделаны из проволоки диаметром 0,18 мм, а сторона ячейки размером 140 мкм.

На сегодняшний день все сетки для очистки бурового раствора изготавливают в виде кассет с боковым обрамлением. Такое изготовление позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Состояние натяжения сетки – важный технологический фактор, который влияет на эффективность производительности вибросита. Поэтому натяжению сетки необходимо уделять особое внимание. Как правило поперечное натяжение каждой сетки на вибросите осуществляется шестью болтами. При этом суммарное натяжение может достигать 50кН на каждую сетку.

Для использования всех технологических возможностей вибросита необходимо контролировать правильность установки и использования вибрирующей сетки. Сетки, которые плохо натянуты теряют годность гораздо быстрее, чем те которые установлены правильно. Для того, чтобы сетки служили долго их необходимо смачивать. Жесткие опоры приводят сетки в негодность гораздо быстрее. Необходимо осуществлять постоянный контроль натяжению сетки.

Натяжение сетки происходит следующим образом:

- необходимо натянуть среднюю часть сетки с помощью центральных болтов, приложив к головке болта крутящий момент 34,5 Нм;
- затянуть крайние болты с таким же усилием, как центральные болты и затем постепенно увеличить крутящий момент до 48 Нм.

Сетку необходимо поддерживать в чистоте, так как чистота сеток имеет не менее важную роль, чем правильно установленная сетка. При загрязнении сетки шламом, ее необходимо очистить струей воздуха. Если сетка струей воздуха не очищается, то необходимо демонтировать забитую шламом сетку и очистить металлической щеткой с обратной стороны. При перерывах между

циркуляциями и для отсутствия случайных механических повреждений сетку стоит промывать и закрывать предохранительной крышкой.

При засорении сетки смазкой, гипсом, нефтью, солью необходимо промывать сетки пресной водой, а также 11% раствором уксусной или соляной кислоты. Нефтяные продукты, которые налипают на сетку удаляют дизельным топливом, либо керосином.

Для эффективности очистки бурового раствора от выбуренной породы на вибрационных ситах необходимо тщательно производить выбор сеток, уход за ними и поддержание их в нормальном рабочем состоянии.

Механический метод очистки бурового раствора с помощью вибросита российского производства марки ЛВС-1М

Вибросита, являются оборудованием на которые приходится основная часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому им необходимо уделять наибольшее внимание. Вибросито является самым высокоэффективным аппаратом для утяжеленных буровых растворов. В России наиболее широко используются вибрационные сита марки ЛВС-1М (рисунок 3.2), которые выпускает фирма «Техномехсервис». Техническая характеристика вибрационного сита ЛВС-1М представлена в таблице 3.1.

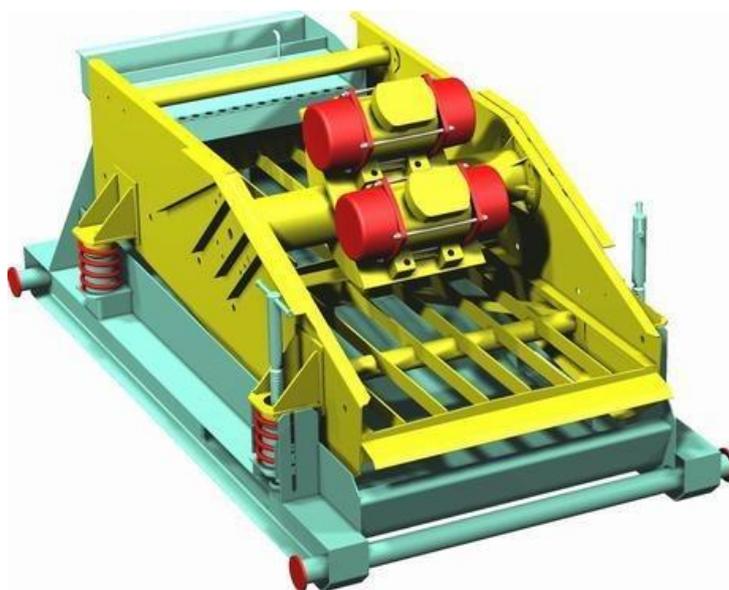


Рисунок 3.2 – Вибросито ЛВС-1М

Используется для очистки бурового раствора от шлама при бурении нефтяных и газовых скважин. Вибрационные сетки применяются в составе циркуляционных систем буровых установок. В конструкции вибросита в качестве вибропривода применен модернизированный виброузел.

Таблица 3.1 – Техническая характеристика вибросита ЛВС-1М

| Параметры | ЛВС-1М |
|--|---------------------|
| Максимальная пропускная способность на сетке с размерами ячеек 0,16x0,16 мм при бурении на воде, л/с | 45 |
| Ситовые кассеты, ширина, мм | 1140+/-3.3 |
| Ситовые кассеты, длина, мм | 1212+/-3.3 |
| Рабочая поверхность не менее, м кв. | 2,6 |
| Частота вращения электродвигателя не более, об/ мин | 1450+/-50 |
| Мощность электродвигателя, кВт | 1,5 |
| Максимальная амплитуда колебаний вибрирующей рамы, мм | 2 |
| Вид колебаний | Линейные |
| Частота колебаний рамы, Гц | 24.5 +/-0.5 |
| Угол наклона рамы, град. | +5+/-6'... - 3+/-6' |
| Уровень звука на рабочем месте в установившемся режиме не более, ДБА | 80 |
| Масса без запасных частей не более, кг | 1650 |
| Установленный ресурс до капитального ремонта не менее, час. | 10000 |
| Наработка на отказ вибратора не менее, час. | 4000 |
| Средний срок службы, лет | 10 |
| Длина, мм | 3000 |
| Ширина, мм | 1750 |
| Высота, мм | 1360 |
| Вынуждающая сила, кН | 50 |

Вибрационное сито ЛВС-1М с линейными колебаниями применяется в стационарных и эшелонных циркуляционных системах. Сито изготавливается аналогично зарубежным образцам. Рассматриваемое вибросито имеет высокую производительность, осуществляет сброс более сухого шлама и лучшую степень очистки буровых растворов. Вибросито ЛВС-1М – устройство с двумя ситовыми поверхностями, которые установлены последовательно. Угол наклона вибрирующей рамы можно регулировать от минус 3° до минус 5° с помощью регулировочных винтов. На виброузлах сита имеется 2 вибродвигателя, которые производит итальянская компания «ITALVIBRAS». Вибраторы подключают так, чтобы дебалансы имели вращение в противоположные стороны. После достижения номинальных частот вращения валов вибраторов происходит самосинхронизация вращения и дебалансы вращаются в противофазе. Когда происходит синхронное вращение дебалансов возникают линейные поступательные колебания виброрама. Виброрама вместе с кассетами, находится в вибрационном движении, происходит интенсивная фильтрация жидкости через сетку, а механические примеси, которые имеют размеры крупнее размеров ячеек сетки остаются на поверхности сетки и перемещаются под действием вибрации к нижней кассете. На нижней кассете осуществляется дополнительная осушка твёрдой фазы, и далее она в виде шлама сбрасывается в отвал.

У вибросита ЛВС-1М можно регулировать угол наклона и амплитуду колебаний. Все вибросита, выпускаемые компанией «Техномехсервис» имеют такую возможность. Имеется комплектация виброрам натяжными болтами и гайками из нержавеющей стали, также существует заделка электропроводки от вибраторов во взрывозащищенную клеммную коробку, которая устанавливается на вибросите. Потребителю остается только подвести силовую кабель от пускателей в клеммную коробку.

Вибрационное движение рамы может решать четыре взаимосвязанные задачи:

1) разрушение структуры раствора и, тем самым, улучшение условий для прохождения его через сетку;

2) преодоление сил поверхностного натяжения раствора, которые препятствуют его быстрому протеканию через ситовое полотно;

3) предотвращение закупоривания ячеек сетки частицами шлама у которых размеры практически такие же, как и размер ячеек;

4) быстрое транспортирование шлама на выброс.

Величина виброускорения в 50 м/с^2 при размахе колебаний 3-4 мм обеспечивает хорошее прохождение бурового раствора через сетку, а также надежное и быстрое транспортирование шлама. Если снижать величину ускорения (например, когда происходит замена груза на меньший или снижается частота колебаний), то будет наблюдаться ухудшение, а возможно и полное прекращение транспорта шлама, а также снижение пропускной способности сита. Если увеличивать виброускорение выше 50 м/с^2 , то это будет приводить к снижению долговечности ситового полотна, а также всей виброрамы в целом.

Существует определенный порядок пуска, остановки и обслуживания виброрамы.

- При пуске необходимо перед подачей раствора на сито смачивать поверхность сетки водой. Осуществить включение двигателя. Подавать раствор на сито.

- При остановке после того, как прекращается подача раствора на сито необходимо очистить поверхность сетки водой, а двигатели отключить. Далее следует проверить сетки на целостность. Если порывы имеют размеры более 100 мм, которые допускают проход шлама через сетки необходимо произвести замену кассеты.

- Обслуживание производится следующим образом. Смазывать подшипники следует каждый месяц. Для смазки необходимо использовать Литол-2. В зимнее время года после длительной остановки перед тем, как запустить виброраму нужно прогреть подшипниковый узел. Проверка

крепления двигателя к виброраме осуществляется каждый день. Когда происходит замена кассет необходимо осуществлять натяжение, начиная со средних болтов. Также нужно следить за состоянием и наличием резиновых подкладок на всех продольных и поперечных ребрах.

Работу вибросит необходимо всегда контролировать. Следует осуществлять визуальный контроль за расположением границы бурового раствора на ситовом полотне и транспортированием шлама. Обычно, когда на сито попадает рыхлый глинистый шлам происходит нарушение его транспортирования. Поэтому следует время от времени промывать шлам струей воды и при этом не останавливать вибросито. Поступать можно также, если раствор прорывается до конца нижней кассеты. Для того, чтобы обеспечить надежную работу двигателей вибросит следует всегда выполнять указания, приведенные в инструкции по эксплуатации по соединению кабеля с двигателем. Также необходимо регулярно контролировать состояние кабеля, особенно на клеммах двигателя.

Механический метод очистки бурового раствора с помощью вибросита зарубежного производства марки ALS-II

В настоящее время зарубежные компании, которые занимаются производством оборудования для очистки буровых растворов уделяют наибольшее внимание вибрационным ситам.

Компании США выпускают множество вибросит самых разных конструкций: одинарные, сдвоенные и строенные, одно-, двух- и трехъярусные, комбинированные, двухступенчатые. Самыми практичными и усовершенствованными являются вибросита фирм «Swaco» и «Derrick», позволяющие полностью удалить из раствора частицы шлама размер которых составляет более 180 мкм.

Регулируемое линейное вибросито ALS-II имеет открытый тип конструкции с двумя рабочими сетками и одним уровнем. Эффективное ускорение силы тяжести (G-фактор) устанавливается относительным перемещением противовесов вибраторов от 0 до 100%. При регулировке с

помощью противовесов возможно увеличить амплитуду до 9,5 мм и ускорение силы тяжести до 6,25g.

Регулируемая каскадная система очистки буровых растворов позволяет эффективно удалять шлам за счет обеспечения возможности движения рабочего полотна вибросита по линейной и эллиптической траекториям. Такая конструкция системы является компактной и позволяет максимально удалять мельчайшую твердую фазу, поэтому она и удобна в эксплуатации при морском бурении. Конструкция вибрационного сита имеет систему гидроциклонов, а также вибросито для удаления мелких частиц шлама из раствора, в том числе утяжеленного. У рабочих сеток имеется пластмассовый прослой, который обеспечивает наиболее эффективное транспортирование шлама и позволяет увеличить срок службы сеток.

В вибросите ALS-II имеется только две сетки размером 1219×1219 мм. Техническая характеристика вибросита представлена ниже в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Техническая характеристика вибросита ALS-II

| Параметры | ALS-II |
|--|----------|
| Производительность, л/с | 56 |
| Количество сеток/ ярусов | 2/1 |
| Площадь поверхности ситовых кассет, м ² | 2,97 |
| Угол наклона виброрамы, град | +3; - 3 |
| Характер движения | линейный |
| Амплитуда колебаний, мм | 1-3 |
| Частота колебаний, с ⁻¹ | 25 |
| Мощность привода, кВт | 2,45 |
| Габариты, мм | |
| Длина | 3190 |
| Ширина | 1600 |
| Высота | 1550 |
| Масса, кг | 1590 |

Анализ вибросит ЛВС-1М и ALS-II

Рассмотрев основные характеристики вибросит, выпускаемых российскими и зарубежными фирмами, можно сделать вывод:

Вибросита, которые изготавливаются за рубежом с технологической и экономической точки зрения выигрывают у вибрационных сит российского производства. Это объясняется следующим:

- за счет того, что движение рабочего полотна вибрационного сита осуществляется по линейной и эллиптической траекториям происходит более качественная очистка бурового раствора;
- более высокая пропускная способность;
- площадь рабочей поверхности более широкая;
- более малый расход электроэнергии, вследствие этого уменьшаются расходы при строительстве скважины;
- шлам более сухой, так как время его транспортировки больше;
- вынос мягкого и липкого шлама оптимальнее;
- на сетки накладываются менее разрушительные силы, вследствие этого увеличивается их срок службы;
- виброрама обладает большей износостойкостью;
- потери бурового раствора минимальны;
- сетки могут устанавливаться с более мелкими ячейками;
- снижается износ оборудования системы очистки, которое устанавливается после вибросита.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что на настоящий момент вибрационные сита зарубежного производства являются универсальными и обладают лучшей конструкцией. Несмотря на то, что в России занимаются производством вибросит, на буровых в основном эксплуатируются вибрационные сита зарубежных фирм «Swaco» и «Derrick».

В настоящее время разрабатываются новые модификации вибросит, которые смогут обеспечивать еще более качественную очистку бурового раствора.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ

Сооружение скважин представляет собой опасный производственный процесс. Важным является то, насколько четко и слаженно происходит взаимодействие работающих служб и персонала, и как своевременно и точно поступают различные сведения, касающиеся безопасности людей.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация считается с интересами коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за последствия их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Темой данной выпускной квалификационной работы специалиста является технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Восточно-Мессояхском месторождении. Объектом исследования является проект на строительство скважины по заданным параметрам. В перечень разрабатываемых вопросов входят: геологическая и географо-экономическая характеристика района проектируемых работ, выбор конструкции скважины, выбор буровой установки, специальная часть.

В данном разделе рассмотрена безопасность проведения работ, выявлены вредные и опасные производственные факторы, рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, а также описаны чрезвычайные ситуации, которые возникают в процессе проведения буровых работ и предложены пути их ликвидации.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Общие положения о работе вахтовым методом

Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности. Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях. Порядок применения вахтового метода утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов. (Статья 297)

4.1.2 Ограничения на работы вахтовым методом

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие

противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. (Статья 298)

4.1.3 Продолжительность вахты

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов. (Статья 299)

4.1.4 Учет рабочего времени при работе вахтовым методом

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

4.2 Производственная безопасность

При проведении работ, предусмотренных данным проектом, на людей воздействуют опасные и вредные производственные факторы. Эти факторы негативно влияют на рабочих и выражаются в возникновении различных

заболеваний, пониженной работоспособности и травмирования. При проведении запроектированных работ могут формироваться опасные и вредные факторы, которые приведены в таблице 1.1.

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

| Наименование видов работ | Факторы ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ | | Нормативные документы |
|---|--|--|---|
| 1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов бурового оборудования в процессе строительства скважин 2. Бурение и крепление скважин 3. Обработка паром высокого давления оборудование скважин и выкидных линий 4. Расшифровка показаний приборов контроля и автоматики | 1. Превышение уровней вибрации и шума 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу | 1. Движущиеся машины и механизмы различного оборудования 2. Электрический ток 3. Пожаровзрывоопасность | ГОСТ 12.1.003-2015. ГОСТ 12.1.012-2004. ГОСТ 12.1.005-2000. ГОСТ 12.1.030-2001. ГОСТ 12.4.011-2001. ГОСТ 12.2.062-2001. ГОСТ 12.2.003-2001. ГОСТ 12.1.038-2001. ГОСТ 12.1.019-2009. ГОСТ 12.1.011-88. ГОСТ 12.1.010-81. |

4.3 Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды

4.3.1 Превышение уровней вибрации и шума

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др. Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность сердечно-сосудистой, нервной и пищеварительной системы, а также вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни. Допустимые уровни диапазонов частот и уровни звукового давления в рабочей зоне представлены в таблицах.

Таблица 4.2. – Нормируемый диапазон частот [ГОСТ 12.1.012-90]

| Вид вибрации | Частота, Гц | Вид вибрации |
|--------------|---|--------------|
| Локальная | 1; 2; 4; 8; 16; 31; 5; 63; 125; 250; 500; 1000 | Локальная |
| Общая | 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; | Общая |

Таблица 4.3 – Допустимые уровни звукового давления [ГОСТ 12.1.003-83]

| Рабочие места | Уровни звукового давления дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
|--|---|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|--|
| | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| | | | | | | | | | | 50 |
| Постоянные рабочие места в производственных помещениях | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 | 80 |

Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали. Если шум в источнике возникновения подавить невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны. Для борьбы с вибрацией машин и оборудования, и защиты работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например, замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых передач, балансировка вращающихся масс и т.п. Для снижения вибрации широко используют эффект вибродемпфирования - превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии, чаще всего в тепловую. С этой целью в конструкции деталей, через которые передается вибрация, применяют материалы с большим внутренним трением: пластмасса, резина, специальные сплавы, а также вибродемпфирующие покрытия. Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих

машин и оборудования на самостоятельные виброгасящие фундаменты. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты, работающих используют специальную обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

4.3.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д. Среднегодовая температура воздуха на Восточно-Мессояхском месторождении составляет минус 9,3°C. Средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца года составляет плюс 13,4°C, средняя температура наиболее холодного месяца минус 26,7°C. Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. При температуре от минус 35 °C до минус 40°C с ветром более трех баллов и минус 40°C без ветра, работающим на открытом воздухе предоставляется перерыв для обогрева 10 минут после каждого часа работы. При температуре от минус 40°C до минус 45°C с ветром более трех баллов и от минус 45°C до 50°C работы прекращаются. Количество осадков за год в среднем 350-400 мм. Большая

часть осадков выпадает в теплый период и составляет 250-300 мм (с апреля по октябрь). Число дней с осадками за год – 180-200. Из-за недостаточного количества тепла наблюдается избыточное увлажнение. Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет около 82%. Туманы наблюдаются в среднем 189 часов в год. Средняя годовая скорость ветра составляет 6,2 м/с. Преобладающее направление ветра – юго-западное. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/с – 52 дня, которые приходится, в основном, на декабрь и январь. Работники, которые все же трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы: переохлаждение организма (гипотермия); обморожение (руки, пальцы, нос). Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (термобелье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья. Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы: перегревание организма (гипертермия); солнечный удар. Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противозэнцефалитные костюмы.

4.3.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

В процессе строительства скважин есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к четвертому классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека. Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух: через кожу (при попадании вредных веществ на нее); через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота – далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите. Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить

пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

4.3.4 Движущиеся машины и механизмы различного оборудования

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов (ключ АКБ, подводные ключи, роторный стол, кран на базе ЗИЛ). Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм: проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и неплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов. Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования согласно ГОСТ 12.2.062-81.

4.3.5 Электрический ток

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом. Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

Термическое действие - подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

Электролитическое действие - проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.

Биологическое действие - вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности. Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 представлены в таблице 1.6.

Таблица 4.4 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки

| Род тока | U , В | I , мА |
|---|----------|----------|
| | не более | |
| Переменный, 50 Гц | 2,0 | 0,3 |
| Переменный, 400 Гц | 3,0 | 0,4 |
| Постоянный | 8,0 | 1,0 |
| Примечание: 1. Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействия не более 10 мин в сутки и установлены исходя из реакции ощущения. 2. Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза. | | |

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается. Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях: при прикосновении человеком, неизолированным от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе; при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см². Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения в соответствии с требованиями ПУЭ путем

заземления с помощью заземлителей. Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО). С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности. Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала; аттестация оборудования; соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

4.3.6 Пожаровывоопасность

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д. Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать. При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требования пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013). Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж. Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления. Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10. Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

4.4 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность (ЭБ) — допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Таблица 4.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия в процессе строительства наклонно-направленных скважин

| Природные ресурсы и компоненты ОС | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|-----------------------------------|--|---|
| Земля и земельные ресурсы | Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности | Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта |

Окончание таблицы 4.5

| | | |
|-----------------------|--|--|
| | Загрязнение почвы химреагентами и др. | Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д |
| Лес и лесные ресурсы | Лесные пожары | Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой |
| | Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций. | Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях |
| Вода и водные ресурсы | Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.) | Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, |
| | Загрязнение бытовыми стоками | Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.) |
| | Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов | Ликвидационный тампонаж буровых скважин |
| | Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками | Оборудование скважин оголовками |
| Животный мир | Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство | Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных |

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста;

- незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;

- в случае возникновения отключить всю автоматику;

- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;

- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, освоении, ремонте и эксплуатации.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования,

возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Причины возникновения ГНВП:

1) недостаточная плотность раствора глушения вследствие ошибки при составлении плана работ или несоблюдения рекомендуемых параметров раствора бригадой текущего, капитального ремонта и освоения скважин.

2) отсутствие долива скважины при спускоподъемных операциях инструмента и оборудования

3) поглощение жидкости, находящейся в скважине

4) глушение скважины перед началом работ недостаточным объемом

5) снижение плотности жидкости в скважине при длительных остановках за счет поступления газа из пласта

6) несоблюдение технологии эксплуатации, освоения и ремонта скважин

7) длительные простои скважины без промывки

8) наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа значительно увеличивающих опасность возникновения газонефтеводопроявлений (даже если пластовое давление ниже гидростатического)

Основные признаки ГНВП:

1) перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции

2) увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении или промывке скважины

3) увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса

4) уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при спуско-подъемных операциях

5) увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным. Снижение плотности жидкости при промывке скважины

6) повышенное газосодержание в жидкости глушения

7) снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях

8) при надлежащем уровне организации работ подавляющее большинство своевременно обнаруженных газонефтеводопроявлений могут быть ликвидированы силами бригад освоения и ремонта скважин

9) в случае появления признаков газонефтеводопроявлений бригады освоения и ремонта скважин должны действовать в строгом соответствии с «Планом практических действий бригад освоения и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов»

При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство. После подтверждения факта ГНВП вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, прошедших специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки ГНВП одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Существуют различные методы ликвидации ГНВП. После выяснения причины возникновения ГНВП выбирают наиболее эффективный метод.

Методы ликвидации ГНВП:

1) Способ «непрерывного глушения скважины»

При данном способе скважину начинают глушить сразу после ее закрытия при постоянном утяжелении раствора глушения, используемого для

циркуляции, т.е. совмещают процесс вымыва пластового флюида с повышением плотности жидкости глушения до значения, необходимого для равновесия в скважине.

В этом способе обеспечивается минимальное время нахождения устьевого оборудования под давлением, а при достаточно интенсивном утяжелении раствора — и наиболее низкие давления в колонне при глушении.

Вследствие вышесказанного способ «непрерывного глушения» считается наиболее безопасным, но в то же время и наиболее сложным для обучения из-за необходимости построения графиков давления в бурильных трубах.

2) Способ «ожидания и утяжеления»

При этом способе после герметизации скважины предварительно утяжеляют необходимый объем жидкости глушения до требуемой плотности в запасных емкостях, а затем проводят само глушение.

Этот способ весьма опасен, так как всплывающий по затрубному пространству газ создает на устье скважины избыточное давление, что может привести к разрыву колонны или гидроразрыву пластов.

Помимо этого, скважина на какой-то период остается без циркуляции, что повышает вероятность прихвата инструмента.

3) Способ «двухстадийного глушения скважины»

Вначале промывают скважину с противодавлением в целях очистки от пластовых флюидов — стадия вымыва пластового флюида. Затем циркуляцию прекращают, увеличивают плотность раствора глушения и глушат скважину — стадия глушения.

Данный способ относительно безопасен, не требует построения графиков давления и нуждается в минимуме расчетов. Однако при его применении создаются наибольшие давления в колонне.

Нежелательным является оставление промытой скважины без циркуляции в период утяжеления раствора глушения в запасных емкостях.

4) Способ «двухстадийного, растянутого глушения»

Промывают скважину с противодавлением для очистки жидкости глушения от пластовых флюидов, а затем постепенно увеличивают плотность циркулирующего раствора без прекращения циркуляции.

Этот способ используется весьма редко, так как обладает недостатками всех трех предыдущих способов.

5) Способ «ступенчатого глушения скважины»

Данный способ применяется при глушении скважин в тех случаях, когда при закрытии скважины после выявления факта наличия проявлений или уже непосредственно в процессе глушения скважины давление в колонне («перед дросселем») станет превышать заранее определенное, максимально допустимое для самой колонны или гидроразрыва пород самого опасного участка ниже башмака колонны.

При обнаружении ГНВП на ранних стадиях можно предотвратить развитие осложнений. Для этого необходимо обеспечивать постоянный контроль за внешними датчиками давления, а также плотностью и объемом бурового раствора.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1337 часов или 55,7 суток.

Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}$$

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

h – величина нормативной пачки, метр.

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

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

$$N_{Под} = \frac{N_{СП} + (nh)}{L}$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot N_{1СВ})}{60}$$

$$T_{Под} = \frac{(N_{Под} \cdot T_{1СВ})}{60}$$

где $N_{СП}$, $N_{Под}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

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

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины глубиной 5404 метра (по стволу) составляет 286,7 часов (механического бурения), время СПО составит 20,98 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам

времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 10,35 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 24,87 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости. Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м/ч}$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \text{ м}$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

На основании полученных данных, составляется нормативная карта (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Нормативная карта

| Наименование работ | Тип и размер долота | Интервал бурения, м | | Норма | | Проходка в интервале, м | Количество долблений, шт | Время мех. бурения, час | СПО и прочие работы, час | Всего, час |
|--------------------------------|-----------------------------|---------------------|-----|-----------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|------------|
| | | от | до | проходка на долото, м | время бурения 1 м, ч | | | | | |
| Бурение под направление | 490 GRD21 1 (R705) | 0 | 100 | 400 | 0,03 | 50 | 0,12 | 1,5 | 0,18 | 1,13 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,03 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,18 |
| Смена долот (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,23 |
| ПЗР к СПО (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,44 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,47 |
| Установка и вывод УБТ за палец | | | | | | | | | | 0,08 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 22,60 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,25 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,30 |
| Итого: | 26,71 | | | | | | | | | |
| Бурение под кондуктор | БИТ 393,7 В 419 ТСП | 100 | 675 | 3000 | 0,04 | 1387 | 0,27 | 55,24 | 2,13 | 55,48 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,47 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 5,68 |
| Смена долот (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,23 |
| ПЗР к СПО (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,44 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,47 |
| Установка и вывод УБТ за палец | | | | | | | | | | 0,08 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 61,34 |
| ПГИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 4,98 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 5,2 |
| Смена вахт (ЕНВ) | 1 | | | | | | | | | |
| Итого: | 135,37 | | | | | | | | | |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | | | | | | | | |
|---|------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|--|
| Бурение под техническую колонну: Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого: | БИТ 295,3 ВТ 419 СР | 675 | 2345 | 3000 | 0,12 | | 0,21 | 19,1 | 2,9 | 22,00 6,83 15,36 0,81 0,37 3,18 7,48 72,3 27,52 16,3 4,0 176,15 |
| Бурение под эксплуатационную колонну: Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого: | БИТ 220,7 ВТ 613 | 2345 | 4404 | 3200 | 0,06 | 1664 | 0,64 | 97,56 | 10,28 | 99,84 0,65 6,60 0,23 0,44 0,47 0,08 69,38 7,37 7,18 1,3 123,2 |

Окончание таблицы 5.1

| | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|------|------|------|-----|------|--------|------|--------|
| Бурение под хвостовик: | | | | | | | | | | 55,48 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,47 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 5,68 |
| Смена долот (ЕНВ) | 155,6 | | | | | | | | | 0,23 |
| ПЗР к СПО (ЕНВ) | ViM | 4404 | 5404 | 3200 | 0,08 | 709 | 0,59 | 113,27 | 12,3 | 0,44 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | 513 | | | | | | | | | 0,47 |
| Установка и вывод УБТ за палец | | | | | | | | | | 0,08 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 61,34 |
| ПГИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 4,98 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 5,2 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1 |
| Итого: | | | | | | | | | | 135,37 |
| Итого на бурение и крепление: | | | | | | | | | | 596,8 |
| Испытание скважины на продуктивность | | | | | | | | | | 248,4 |

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать. Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов. Линейно-календарный график представлен в таблице 1.2.

Таблица 5.2 – Линейно-календарный график работ

| Бригады | Месяцы | | | | | |
|----------------|--------|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Вышкомонтажная | | | | | | |
| Буровая | | | | | | |
| Освоения | | | | | | |

5.2 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 5.3 – Сметная стоимость сооружения скважины

| Наименование работ и затрат | Объем | | Сумма основных расходов на единицу объема, руб | Итого стоимость на объем |
|---|---------------|------------|--|--------------------------|
| | Ед. измерения | Количество | | |
| Основные расходы | | | | |
| <i>1. Геологоразведочные работы</i> | | | | |
| Проектно-сметные работы | | | | 66976 |
| Буровые работы | м | 5404 | | 3406717 |
| Итого полевых работ: Σ_1 | | | | 3473693 |
| организация полевых работ | % | 1,2 | от Σ_1 | 41684,4 |
| ликвидация полевых работ | % | 1,5 | от Σ_1 | 52105,4 |
| Итого основных расходов: Σ_2 | | | | 3567482,6 |
| <i>2. Сопутствующие работы и затраты</i> | | | | |
| транспортировка грузов и персонала | % | 20 | от Σ_2 | 1426993 |
| строительство временных зданий и сооружений | % | 13 | от Σ_2 | 713496,6 |
| Итого себестоимость проекта: Σ_3 | | | | 5707972 |

Окончание таблицы 5.3

| | | | | |
|---|---|-----------|------------------|----------|
| 3. Накладные расходы | % | 14 | Σ_2 от | 499447,6 |
| 4. Плановые накопления | % | 15 | Σ_2 от | 535123,8 |
| 5. Компенсируемые расходы | | | | |
| производственные командировки | % | 0,8 | Σ_1 от | 55579,2 |
| полевое довольствие | % | 3 | Σ_2 от | 107024,4 |
| доплаты | % | 8 | Σ_2 от | 285398,6 |
| охрана природы | % | 5 | Σ_2 от | 178374,2 |
| 6. Резерв | % | 10 | Σ_3 от | 570797,2 |
| <i>Итого сметная стоимость</i> | | 6877356 | | |
| <i>Договорная цена с учетом НДС (+20 %)</i> | | 8252827,2 | | |

В ходе работы составили нормативную карту, где указаны данные по продолжительности строительства скважины, изложены все необходимые технологические операции и их временные затраты, составлен линейно-календарный график работ. Также используя данные из сборника по сметным нормам и правилам на строительные конструкции и работы рассчитаны расходы на сооружение скважины. Сделав все необходимые расчеты, сформирован бюджет на затраты проекта по скважине.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненная работа является проектом на сооружение разведочно-эксплуатационной скважины на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении. В проекте были приведены все необходимые расчеты и предоставлена вся необходимая информация о сооружении скважины.

В технической части приведено обоснование конструкции скважины, рассчитаны диаметры породоразрушающего инструмента и обсадных колонн. Приведен расчет цементажа обсадных колонн. Также в работе было выбрано оборудование для отбора керна, указано полное описание буровой установки и ее укомплектованность. Приведены технические характеристики бурового оборудования и буровой установки в целом.

В специальной части были рассмотрены различные вибросита для очистки бурового раствора. Представлены их технические характеристики и принцип работы. Также произвели анализ, сравнив вибросита российского и зарубежного производства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проектная документация «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием Восточно-Мессояхского месторождения»
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / Под ред. А.И. Булатова – М.: Недра, 2003. – 1007 с.
3. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (Даниленко О.Д., Джафаров К.И., Колесников В.Г. и др.). - М., 1997.- 196с.
5. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80, Москва, 1982 г.
6. В.И. Рязанов, К.И. Борисов Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». — Томск: Изд-во ТПУ, 2008. — 93 с.
7. Калинин А. Г., Ганджумян Р. А., Мессер А. Г. Справочник инженера–технолога по бурению глубоких скважин/Под ред. Проф. А. Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.
8. ТД «Радиус-Сервис». Буровое оборудование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tdomrs.ru/>. (дата обращения: 25.05.2020).
9. ООО “Технологическая компания Шлюмберже”. Сервис и оборудование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru/> (дата обращения: 25.05.2020).
10. Каталог буровых установок ООО «Уралмаш НГО Холдинг». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralmash-ngo.com/>. (дата обращения: 27.05.2020).
11. Порцевский А. К., Ганджумян Р. А. Оптимизация буровых и горно-разведочных работ, планирование эксперимента. Учебное пособие. МГОУ. Москва, 2005. – 70 с.

12. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.

13. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М., “Недра”, 1988г.

14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268> (дата обращения: 28.05.2020).

15. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 28.05.2020).

Нормативные документы:

16. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.

17. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”. Утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101 в редакции приказа Ростехнадзора № 1 от 12.01.2015 года.

18. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

19. Крепша Н.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. –Томск: Изд. ТПУ, 2016. – 23 с.

20. ГОСТ 13846-89 (СТ СЭВ 4354-83). Арматура фонтанная и нагнетательная (типовые системы, основные параметры и технические требования к конструкции)

21. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.

22. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
23. ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
24. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. Манайлов В.Е. Основы электробезопасности. – 5-е изд., перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1991.
26. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
27. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
28. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».
29. РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте. Министерство топлива и энергетики РФ. НПО «Буровая техника», М., 2002 г
30. РД 39-2-810-83. Инструкция по бурению наклонных скважин. Москва, 1983 г.
31. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. Единые нормы времени на бурение скважин. М., 2000г. (ЕНВ)
32. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Главы 2.4, 2.5. (утв. приказом Минэнерго РФ от 20 мая 2003 г. N 187) (7-ое издание)
33. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
34. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Структурная карта и геологический разрез приведены на листе 1
графического приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Геолого-технический наряд на строительство скважины приведен на листе 2 графического приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схема расположения оборудования и привышечных сооружений буровой установки приведена на листе 3 графического приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну приведена на листе 4 графического приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Схема расположения оборудования по очистке бурового раствора приведена на листе 5 графического приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Оборудование обвязки устья скважины приведено на листе 6
графического приложения