

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА МАЛЫШЕВСКУЮ СВИТУ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕ- СТОРОЖДЕНИЯ |

УДК 622.243.22:622.323

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 2Б8В | Киселев Антон Михайлович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Мних Николай Михайлович | к.ф.-м.н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Гуляев Милий Всеволодович | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|----------------------------------|---|---|
| Системное и критическое мышление | УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач | И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие |
| | | И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов |
| | | И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации |
| | | И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования |
| | | И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте |
| Разработка и реализация проектов | УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений | И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта |
| | | И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения |
| | | И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы |
| | | И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений |
| | | И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля |

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|------------------------------|--|--|
| Командная работа и лидерство | УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде | И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели |
| | | И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели |
| | | И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата |
| | | И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели |
| | | И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений |
| Коммуникация | УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах) | И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия |
| | | И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках |
| | | И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный |
| | | И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции |
| | | И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности |
| Межкультурное взаимодействие | УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах | И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития |
| | | И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социаль- |

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|--|--|
| | | <p>ных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследований; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p> |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение) | УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни | <p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p> |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение) | УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности | <p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособно-</p> |

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|--|--|
| | | сти |
| | | И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности |
| Безопасность жизнедеятельности | УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций | И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений) |
| | | И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания |
| | | И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций |
| | | И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях |
| Дополнительная компетенция университета | УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи | И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения |
| | | И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности |

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|-----------------------------------|--|---|
| Применение фундаментальных знаний | ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания | И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности |

| | | |
|----------------------------|---|--|
| | | И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности |
| | | И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности |
| | | И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии |
| | | И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач |
| | | И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов |
| | | И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования |
| | | И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей |
| | | И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов |
| | | И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород |
| Техническое проектирование | ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений | И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы |
| | | И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные |
| | | И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам |
| | | И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ |
| Когнитивное | ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессио- | И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому |

| | | |
|---|---|---|
| управление | нальной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента | предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности |
| | | И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента |
| | | И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении |
| | | И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства |
| Использование инструментов и оборудования | ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные | И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве |
| | | И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы |
| | | И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ |
| Исследование | ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств | И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности |
| | | И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства |
| | | И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций |
| | | И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии |
| | | И.ОПК(У)-5.5. Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах |
| Принятие решений | ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические | И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в раз- |

| | | |
|------------------------------|--|--|
| | решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии | вители современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности |
| Применение прикладных знаний | ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами | И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью |

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|--|--|--|---|
| Тип задач профессиональной деятельности: технологический | | | | |
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа | 1. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. | 19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» | ПК(У)–1 Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при строительстве скважин |
| | <p>2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования.</p> <p>3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования.</p> <p>4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>5. Организационно-техническое обеспечение процессов строи-</p> | <p>19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н)</p> <p>ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин»</p> <p>19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н)</p> <p>ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»</p> | ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах строительства и капитального ремонта скважин |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|--|---|---|--|
| | <p>тельства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>6. Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин.</p> <p>7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.</p> | | <p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p> <p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p> <p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин</p> | <p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах строительства скважин и новых стволов</p> <p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин</p> <p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p> <p>И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин</p> |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|--------------------------------------|---|--|---|
| | | | ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин | И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазового оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|--|--|---|--|
| Тип задач профессиональной деятельности: проектный | | | | |
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа | <p>1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин.</p> <p>2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.</p> | <p>19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин»</p> <p>19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н)</p> <p>ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин»</p> <p>19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геона-</p> | ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | <p>И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин</p> <p>И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих толщ</p> |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|---|--|--|---|
| | | <p>вигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н)</p> <p>ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»</p> | | <p>И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин</p> <p>И.ПК(У)-7.4Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p> |
| | <p>2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.</p> | <p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> | <p>ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ</p> | <p>И.ПК(У)-8.1</p> <p>Участствует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования</p> |

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------------------|
| 2Б8В | Киселеву Антону Михайловичу |

Тема работы:

| | |
|---|--------------------|
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА МАЛЫШЕВСКУЮ СВИТУ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 08.02.2022 №1017/с |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| | |
|--|--|
| | |
|--|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|----------------------------------|---|
| Исходные данные к работе: | <ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП 3. Интервал отбора керна: во всех продуктивных пластах 4. Тип профиля: вертикальный 5. Объект испытания в процессе бурения: все продуктивные пласты 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр эксплуатационной колонны: выбрать 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): на всю длину одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя: зацементированная колонна 11. Способ освоения скважины (выбрать): тип перфорации и |
|----------------------------------|---|

| | |
|--|--|
| | способ притока |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов: | <p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания</p> <p>2.2.1 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.2. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.3. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.4. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.5. Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет обсадных колонн на обратное промерзание</p> <p>2.4.3. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.3.1. Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.3.2. Расчёт объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора</p> <p>2.4.3.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.4. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.5. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p> <p>3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</p> |
| Перечень графического материала: | 1. КНБК (компоновка низа бурильной колонны). |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, | Доцент, Криницына Зоя Васильевна |

| | |
|--|--|
| ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| Социальная ответственность | Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович |

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

Задание выдал руководитель / консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Мних Николай Михайлович | к.ф.-м.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 2Б8В | Киселев Антон Михайлович | | |

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: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2022 учебного года)

Форма представления работы:

| |
|----------------------------|
| Бакалаврская работа |
|----------------------------|

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 11.02.2022 | 1. Общая и геологическая часть | 10 |
| 05.04.2022 | 2. Технологическая часть | 40 |
| 22.04.2022 | 3. Специальная часть | 20 |
| 13.05.2022 | 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15 |
| 30.05.2022 | 5. Социальная ответственность | 15 |

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Мних Николай Михайлович | к.ф.-м.н. | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

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

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б8В | Киселеву Антону Михайловичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---|
| Школа | ИШПР | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин |

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

| | |
|---|--|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость компонентов бурового раствора |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| 1. <i>Общая характеристика предприятия</i> | Основные направления деятельности предприятия |
| 2. <i>Схема и описание организационной структуры управления предприятием</i> | Организационная структура управления предприятием |
| 3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i> | Расчет сметной стоимости буровых растворов |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОГСН ШБИП | Креницына Зоя Васильевна | К.Т.Н | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|--------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б8В | Киселев Антон Михайлович | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б8В | Киселеву Антону Михайловичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---|
| Школа | ИШПР | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. 2. Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации проектного решения | <p>Объект исследования: параметрическая вертикальная нефтяная скважина. Область применения: зона проведения буровых работ Рабочая зона: полевые условия Количество и наименование оборудования рабочей зоны: лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами</p> |
|--|---|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | <p>Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) ТК РФ глава 47</p> |
| <ol style="list-style-type: none"> 2. Производственная безопасность: <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: по снижению воздействия 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды 2. Повышенный уровень вибрации и шума 3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного или искусственного освещения 4. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся части машин и ме- |

| | |
|---|---|
| | <p>ханизмы, подвижные части производственного оборудования</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Пожаровзрывоопасность 3. Электробезопасность 4. Повреждение в результате контакта с живыми организмами 5. Падение работающего с высоты |
| 3. Экологическая безопасность: | <ol style="list-style-type: none"> 1. Воздействие на селитебную зону: - разлив ГСМ, химических реагентов, отходы строительства, и работы механизмов 2. Воздействие на литосферу: - нарушение устойчивости грунта, проникание технических жидкостей в почву; создание новых форм рельефа; перемещение грунтов и перетоки пластовых вод 3. Воздействие на гидросферу: - загрязнение водоемов химикатами, поступление в воду нефтепродуктов, загрязнение подземных вод; нарушение температурного режима вод 4. Воздействие на атмосферу: - выбросы, выхлопные газы |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <p>Возможные ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях, внезапное обрушение конструкций и сооружений, ГНВП); 2. Природного характера (лесные пожары); 3. Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.); <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Газонефтеводопроявления (ГНВП) |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Гуляев Милий Всеволодович | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 2Б8В | Киселев Антон Михайлович | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц, 6 рисунков, 30 таблиц, 34 литературных источника, 6 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование и строительство параметрической скважины глубиной 3890 метров.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство параметрической скважины глубиной 3890 м.

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

СОКРАЩЕНИЯ

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками с комбинированной высадкой;

РУС – роторная управляемая система;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спускоподъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируочный;

ГЦУ – головка цементируочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементируочная.

ФА – фонтанная арматура;

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

ММП – многолетнемерзлые породы;

ТРС – текущий ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ПРС – подземный ремонт скважин;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ГЗД – гидравлический забойный двигатель;

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 25 |
| 1. Общая и геологическая часть..... | 27 |
| 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ..... | 27 |
| 1.2 Геологические условия бурения..... | 28 |
| 1.3 Характеристика нефтеводоносности месторождения..... | 29 |
| 1.4 Зоны возможных осложнений | 30 |
| 2. Технологическая часть | 31 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины..... | 31 |
| 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания..... | 31 |
| 2.2.1 Построение совмещенного графика давлений..... | 31 |
| 2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 32 |
| 2.2.3 Выбор интервалов цементирования | 33 |
| 2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн | 33 |
| 2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн | 34 |
| 2.3 Углубление скважины | 34 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения..... | 34 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента..... | 35 |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород | 36 |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота | 37 |
| 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя | 38 |
| 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны | 40 |
| 2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов | 41 |
| 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины | 43 |
| 2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна | 43 |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин..... | 44 |
| 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность | 44 |
| 2.4.2 Расчет обсадных колонн на обратное промерзание | 48 |

| | |
|---|-----|
| 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования..... | 51 |
| 2.4.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования | 52 |
| 2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн | 53 |
| 2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины..... | 55 |
| 2.5 Выбор буровой установки..... | 58 |
| 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..... | 60 |
| 3.1 Общая характеристика предприятия..... | 60 |
| 3.1.1 Схема и описание организационной структуры управления предприятием | 61 |
| 3.1.2 Состав буровой бригады и обязанности сотрудников | 65 |
| 3.2 Расчет стоимости компонентов для приготовления бурового раствора..... | 66 |
| 4. Социальная ответственность | 69 |
| 4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 69 |
| 4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства | 69 |
| 4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | 69 |
| 4.2. Производственная безопасность..... | 71 |
| 4.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов | 72 |
| 4.3 Экологическая безопасность..... | 76 |
| 4.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности | 76 |
| 4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 81 |
| Заключение | 82 |
| Список литературы | 84 |
| Приложение А | 87 |
| Приложение Б..... | 91 |
| Приложение В..... | 93 |
| Приложение Г | 98 |
| Приложение Д..... | 102 |
| Приложение Е..... | 105 |

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время нефть и газ значительно влияют на развитие и благополучие стран, рост либо упадок их экономических показателей. Это связано не только с прибылью от добычи и продажи ископаемых, ведь из данных флюидов состоят практически все ныне известные и используемые в быту и на производстве материалы. Например, из пластика делают составные части интерьера автомобилей, бытовую и цифровую технику и прочее. Без нефти на данный момент нельзя представить ни одно государство в мире.

По последним данным, Россия уже много лет занимает лидирующие позиции в нефтегазовой отрасли. Кроме добычи нефтегазовый комплекс страны занимается экспортом сырой продукции, переработкой и изготовлением готовых продуктов из отходов нефтяного производства: синтетические масла, смазки, пластик, и т.д.

Строительство скважины - один из важнейших этапов добычи нефти, газа и прочих флюидов. Количество, и, прежде всего, качество извлекаемого ресурса зависит от грамотно составленного проекта на строительство скважины и выполнения всех его аспектов.

При проектировании и бурении скважины используются постоянно обновляющиеся технические и технологические решения и конструкции. Это обеспечивает возможность добычи нефтегазовых ресурсов из ранее недоступных горизонтов.

В рамках данной выпускной квалификационной работы производится проектирование процессов сооружения параметрической вертикальной скважины глубиной 3890 м на Малышевскую свиту нефтегазового месторождения на севере Красноярского края (Долгано-Ненецкий АО). В результате данной работы были определены все основные технологические параметры, необходимые для сооружения скважины.

Разработанные технологические решения помогут выбрать максимально эффективный и минимально затратный вариант бурения на заданном место-

рождении. Помимо этого, необходимо уделить должное внимание вопросам экологической обстановки и социальной ответственности, т.к. это обязательные условия при строительстве скважины в настоящее время.

Результаты проектирования, полученные в этой работе, можно использовать в практической и научной деятельности при реализации аналогичных проектов по сооружению параметрических и разведочных вертикальных скважин в схожих геологических и климатических условиях.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

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

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

| Наименование | Значение |
|--|---|
| Месторождение (площадь) | - |
| Характер рельефа | Равнина |
| Покров местности | Тайга |
| Заболоченность | Высокая |
| Административное расположение: - республика - область (край) - район | РФ Красноярский Долгано-Ненецкий АО |
| Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя | -6,0 +27 -57 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м: | 4,21 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сутки | 341 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сутки | 285 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град | Юго-западное |
| Наибольшая скорость ветра, м/с: | до 41 |
| Метеорологический пояс (при работе в море) | - |
| Количество штормовых дней (при работе в море) | - |

Продолжение таблицы 1

| | |
|---|--------|
| Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва | 0-350 |
| Геодинамическая активность | Низкая |

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

| Наименование | Значение |
|---|--|
| Электрификация | ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200 |
| Теплоснабжение | Центральная котельня ООО «ТаймырЭнергоком» |
| Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время | по воздуху на вертолетах, северный морской путь; автотранспорт по зимникам |
| Блилежащие населенные пункты и расстояние до них | Дудинка (109 км) Усть-порт (62 км) Караул (56 км) |

1.2 Геологические условия бурения

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Проектный стратиграфический разрез

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Градиент | | | |
|---|-------------|------|---------------------|-------------------|--------------------|------------------|
| | | | пластового давления | порового давления | гидроразрыва пород | горного давления |
| | от | до | Мпа/м | Мпа/м | Мпа/м | Мпа/м |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Q | 0 | 350 | 0,0098 | - | - | - |
| P ₃ nk | 350 | 850 | 0,0098 | 0,0167 | 0,017 | 0,0233 |
| P ₃ chn | 850 | 980 | 0,0098 | 0,0167 | 0,017 | 0,0235 |
| P ₂ ll | 980 | 1023 | 0,0098 | 0,0098 | 0,017 | 0,0235 |
| P ₁ tl | 1023 | 1150 | 0,011 | 0,0108 | 0,018 | 0,0235 |
| K ₂ gn | 1150 | 1580 | 0,0098 | 0,0169 | 0,018 | 0,0236 |
| K ₂ slv | 1580 | 2105 | 0,0098 | 0,0139 | 0,018 | 0,0241 |
| K ₂ ip | 2105 | 2280 | 0,0098 | 0,0128 | 0,019 | 0,0245 |
| K ₂ kz | 2280 | 2560 | 0,0098 | 0,0108 | 0,019 | 0,0246 |
| K ₁₋₂ pk | 2560 | 3222 | 0,0098 | 0,0112 | 0,019 | 0,0247 |
| K ₁ al | 3222 | 3390 | 0,0127 | 0,0157 | 0,019 | 0,0251 |
| K ₁ tr | 3390 | 3458 | 0,0127 | 0,0157 | 0,019 | 0,0251 |
| K ₁ klm | 3458 | 3530 | 0,0127 | 0,0185 | 0,019 | 0,0251 |
| J ₃ bg | 3530 | 3850 | 0,0127 | 0,0147 | 0,019 | 0,0251 |

1.3 Характеристика нефтеводоносности месторождения

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

| Интервалы залегания, м | | Тип коллектора | Плотность, г/см ³ (Для газа - относительная плотность по воздуху) | Свободный дебит, м ³ /сут (для газа – тыс.м ³ /сутки) |
|------------------------|------|----------------|---|--|
| от | до | | | |
| Водоносность | | | | |
| 2 | 70 | Поровый | 1,0 | - |
| 1179 | 2310 | Поровый | 1,015 | 10-75,5 |
| 2346 | 3080 | Поровый | 1,011 | До 32,8 |

Продолжение таблицы 4

| | | | | |
|---------------|------|---------------------|-------|--------|
| 3483 | 3850 | Поровый | 1,011 | 288 |
| Нефтеносность | | | | |
| 2351 | 2390 | Порово-трещиноватый | 0,734 | 70 |
| 2635 | 2642 | Порово-трещиноватый | 0,759 | 29 |
| 2882 | 2909 | Порово-трещиноватый | 0,706 | 113 |
| Газоносность | | | | |
| 1771 | 1819 | Поровый | 0,568 | 2940 |
| 1907 | 1947 | Поровый | 0,568 | 211100 |
| 2351 | 2390 | Поровый | 0,622 | 339600 |
| 2882 | 2909 | Поровый | 0,656 | 121200 |
| 2968 | 3000 | Поровый | 0,706 | 113500 |

1.4 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Интервалы залегания, м | | Вид осложнения | Характер возможных осложнений и причина возникновения |
|------------------------|------|--------------------------------|--|
| от | до | | |
| 0 | 3850 | осыпи и обвалы стенок скважины | нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений |
| 625 | 3222 | нефтепроявления | Снижение гидростатики(снижение уровня раствора, снижение плотности жидкости, отсутствие долива) |
| 3222 | 3850 | | |
| 0 | 3850 | прихватопасные зоны | при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки |
| 1100 | 3222 | поглощение бурового раствора | Интенсивность – до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора. |

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется параметрическая скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

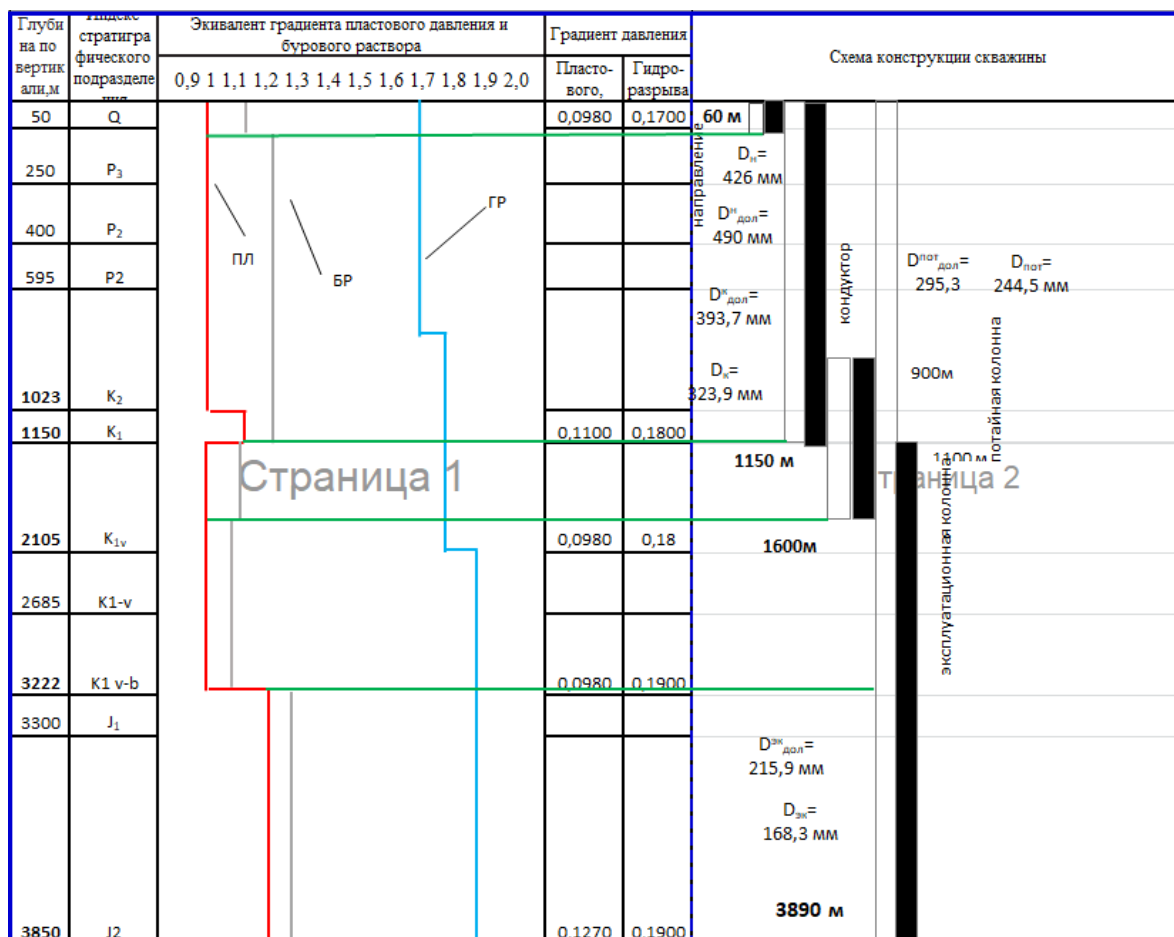


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 60 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 1150 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–1123 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы, а также с учетом максимально допустимой глубины спуска кондуктора.

3. В связи с тем, что требуемая глубина спуска кондуктора, определенная в ходе расчетов больше рекомендуемой максимальной, на интервале 1150 – 1600 м спускаем потайную колонну.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3850 м. С учетом бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 40 м. В итоге глубина спуска равна 3890 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0–60 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–1150 м;
3. Потайная колонна: интервал цементирования 900 – 1600 м (величина перекрытия 250 м)
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 1100 –3890 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м ввиду наличия газовых пластов).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{ЭК}=168,3$ мм.

Диаметр колонны под кондуктор принимаем равным $D_K= 323,9$ мм.

Диаметр колонны под потайную колонну принимаем равным $D_{ПОТ} = 244,5$ мм.

Диаметр колонны под направление принимаем равным $D_H = 426$ мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му}=28,58 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-35-168х324 К1 ХЛ.
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению:
ОП5-350/80х35

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

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

Выбор способа бурения под направления выбираем роторный потому, что использование ВЗД не целесообразно, в виду того, что интервал бурения мал. Для остальных интервалов с применением ВЗД для создания необходимой частоты вращения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам скважины

| Интервал, м | Обсадная колонна | Способ бурения |
|-------------|--------------------------|---|
| 0–60 | Направление | Роторный |
| 60-1150 | Кондуктор | Совмещенный с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель) |
| 1150-1600 | Потайная колонна | Совмещенный с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель) |
| 1600–3500 | Эксплуатационная колонна | Совмещенный с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель) |
| 3500-3890 | Отбор керна | Роторный |

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости, для строительства проектируемой скважины выбраны шарошечные долота для интервала бурения под направление, кондуктор и потайную колонну, и PDC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

| Интервал | 0–60 | 60–1150 | 1150-1600 | 1600-3500 |
|--------------------|-----------------|--------------------|-----------------------|--------------|
| Шифр долота | 490 Глубур М-ЦВ | 393,7 Глубур М-ЦГВ | 295,3 Глубур МСЗ-ЦГАУ | БТ7716МА-013 |
| Тип долота | Шарошечное | Шарошечное | Шарошечное | PDC |
| Диаметр долота, мм | 490 | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Тип горных пород | М | МС | МСЗ | СТ |
| Длина, м | 0,45 | 0,4 | 0,3 | 0,27 |
| Масса, кг | 300 | 150 | 70 | 35 |

Продолжение таблицы 7

| | | | | | |
|-----------|---------------|--------|----------|----------|-----------|
| G, тс | Рекомендуемая | 14–31 | 7 - 24 | 4–20 | 4 - 14 |
| | Предельная | 31 | 24 | 20 | 14 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 40–300 | 40 - 300 | 40 - 300 | 150 - 250 |
| | Предельная | 300 | 300 | 300 | 250 |

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под потайную колонну проектируется долото шарошечное марки МСЗ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами с абразивными включениями.

3. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото шарошечное марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

4. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ обработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото [1].

Допустимая нагрузка на долото рассчитывается по формуле 1.

$$G_{\text{доп}} = 0,8 * G_{\text{пред}}, \quad (1)$$

Где $G_{\text{пред}}$ – максимальная нагрузка по паспорту долота, тс;

Результаты расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты осевой нагрузки на долото

| Интервал | 0-60 | 60-1150 | 1150-1600 | 1600-3500 | 3500-3890 |
|-------------------------|------|---------|-----------|-----------|-----------|
| $D_{\text{д}}$, см | 49 | 39,37 | 29,53 | 21,59 | 21,59 |
| $G_{\text{пред}}$, Т | 31 | 24 | 20 | 14 | 5 |
| $G_{\text{доп}}$, Т | 24,8 | 19,2 | 16 | 11,2 | 4 |
| $G_{\text{проект}}$, Т | 8 | 8 | 8 | 7 | 3 |

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 4 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 9.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (2)$$

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

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Таблица 9 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

| Интервал | 0-60 | 60-1150 | 1150-1600 | 1600-3500 | 3500-3890 | |
|------------------------------|-------|---------|-----------|-----------|-----------|--------|
| $V_{\text{л}}$, м/с | 3,4 | 2 | 2 | 1,5 | 1 | |
| $D_{\text{д}}$ | м | 0,49 | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 | 0,2159 |
| | мм | 490 | 393,7 | 295,3 | 215,9 | 215,9 |
| n_1 , об/мин | 133 | 97 | 129 | 133 | 88 | |
| $n_{\text{стат}}$, об/мин | 40-60 | 100-160 | 100-180 | 140-200 | 20-40 | |
| $n_{\text{проект}}$, об/мин | 50 | 100 | 160 | 180 | 40 | |

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 50-80 об/мин [3]. Для кондуктора была выбрана частота вращения больше по сравнению с расчетным значением, согласно рекомендациям по частотам вращения для данного размера долота и использованием ГЗД совместно с ротором. Для потайной и эксплуатационной колонны (1150-1600 и 1600-3500 м) были запроектированы частоты вращения близкие к максимальным ввиду использования ГЗД, и характера слагаемых интервал пород.

В интервале 3500-3890 м частота вращения была выбрана с учетом способа бурения и особенностями пород, слагающих интервал (средние с прослоями твердых).

Интервал отбора керна характеризуется малой частотой вращения согласно методическим рекомендациям.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет параметров двигателя произведен по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 9 [4].

$$D_{30}=(0,8-0,9)D_{\phi}, \quad (3)$$

где $D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм; D_d – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{yd} * G_{oc}, \quad (4)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

M_{yd} – удельный момент долота, Н*м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_d, \quad (5)$$

где D_d – диаметр долота, м.

$$M_{yd} = Q * 1,2 * D_d, \quad (6)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах $1 \div 2$ (принимается 1,5), Н*м/кН; D_d – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные и результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал | | 60-1150 | 1150–1600 | 1600-3500 |
|---------------------------|----|---------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | |
| D_d | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| G_{oc} , кН | | 78 | 59 | 69 |
| Q , Н*м/кН | | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | |
| $D_{зд}$, мм | | 315 | 236 | 173 |
| M_p , Н*м | | 4022 | 3046 | 1990 |
| M_o , Н*м | | 197 | 148 | 108 |
| M_{yd} , Н*м/кН | | 49 | 37 | 27 |

Для интервала бурения под кондуктор 60–1150 м, и потайную колонну 1150-1600 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240 РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну 1600–3500 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР1-172РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а так-

же позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

| Двигатель | ДРУ-240РС | ДРУ1-172РС |
|-----------------------------------|-----------|-------------|
| Интервал, м | 60–1600 | 1600 - 3500 |
| Наружный диаметр, мм | 240 | 172 |
| Длина, м | 9,754 | 8,6 |
| Вес, кг | 2362 | 1193 |
| Расход жидкости, л/с | 30–75 | 19–38 |
| Число оборотов, об/мин | 90 - 255 | 40–210 |
| Максимальный рабочий момент, кН*м | 10,6 | 8–24 |
| Мощность двигателя, кВт | 99 - 283 | 35 - 182 |

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложения Б.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, потайную и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна приведены в таблицах В.1–В.4 приложения В.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

– интервал бурения 0–60 м под направления – бентонитовый буровой раствор.

– интервал бурения 60–1150 м под кондуктор – полимерный буровой раствор.

– интервал бурения 1150–1600 м под потайную колонну – полимерный буровой раствор.

- интервал бурения 1600 – 3500 м под эксплуатационную колонну и интервал отбора керна 3500 – 3890 м - биополимерный буровой раствор

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 12. В таблице 13 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 12 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

| Тип раствора | Интервал по стволу, м | | Параметры бурового раствора | | | | | | | |
|-------------------|-----------------------|----|--------------------------------|-----------|-------------|-------------|--|--|----|-----------------------------|
| | от | до | плотность г/см ³ | УВ , с | ПВ , сПз | ДНС, сПз | СН С 10 сек / 10 мин , | водоот- дача, см ³ /30 мин | рН | содержа- ние песка, % |
| Бентонито- вый | 0 | 60 | 1,169 | 90 | - | - | - | < 12 | - | < 2 |

Продолжение таблицы 12

| | | | | | | | | | | |
|---------------|------|------|-------|-------|-------|--------|-----------------|-----|------|-------|
| Полимерный | 60 | 1150 | 1,312 | 55 | 10-35 | 50-90 | 10-40/ 20-60 | < 6 | 8-10 | < 0,5 |
| Полимерный | 1150 | 1600 | 1,089 | 55 | 10-35 | 50-90 | 10-40/ 20-60 | < 6 | 8-10 | < 0,5 |
| Биополимерный | 1600 | 3890 | 1,411 | 40-50 | 10-15 | 60-100 | 30-40/ 40-70 | < 6 | 8-10 | < 0,5 |

Таблица 13 – Компонентный состав бурового раствора

| Тип раствора | Интервал по стволу, м | | Компонентный состав бурового раствора |
|---------------|-----------------------|------|--|
| | от | до | |
| Бентонитовый | 0 | 60 | Техническая вода, БЕНТОНИТ ПБМБ, каустическая сода, кальцинированная сода, ФЛСФ (ферролигносульфонат), КБ-5(барит) |
| Полимерный | 60 | 1150 | Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ОП-10, Биоксан, ПАЦ-Н-В, ПАА-В, Микан-40, КБ-5 |
| Полимерный | 1150 | 1600 | Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ОП-10, Биоксан, ПАЦ-Н-В, ПАА-В, Микан-40 |
| Биополимерный | 1600 | 3500 | Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, Биоксан, ПАЦ-В, Полиэколь, КВС, Септор БДУ-500, Полифосфом, КБ-5 |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблице Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины» [6].

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1–Д.3 приложения Д.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой параметрической скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно данным по возможным нефтепроявлениям, отбор керна проектируется в интервале 3500 – 3850 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного керна.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

| Типоразмер | Наружный диаметр, мм | Диаметр керна, мм | Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б | Масса, кг |
|---------------------------------|----------------------|-------------------|---|-----------|
| TD-215,9/100 SKD 613-X1.3. 2 | 215,9 | 100 | 3-171м | 28 |

Характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Тип проектируемого кернотборного снаряда

| Керноприемное устройство | Наружный диаметр корпуса, мм | Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций) | Диаметр керна, мм | Длина керноприема, мм | Резьба | Масса устройства в сборе, кг |
|--------------------------|------------------------------|---|-------------------|-----------------------|--------|------------------------------|
| КИС 168/100 | 168 | 36 (6) | 100 | 37500 | 3-161 | 2865 |

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

| Интервал, м | Тип керноотборного снаряда | Параметры режима бурения | | |
|-------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| | | осевая нагрузка, т | частота вращения инструмента, об/мин | расход бурового раствора, л/сек |
| 3500-3890 | КИС 168/100 | 3 | 40 | 20 |

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

| Параметр | Значение | Параметр | Значение |
|--|----------|---|----------|
| Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³ | 1000 | Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³ | 1020 |
| Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр}$ об.л, кг/м ³ | 1480 | Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³ | 1860 |
| Плотность нефти ρ_n , кг/м ³ | 734 | Глубина скважины, м | 3890 |
| Высота столба буферной жидкости h_1 , м | 1100 | Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м | 800 |
| Высота цементного стакана $h_{см}$, м | 20 | Динамический уровень скважины h_0 , м | 2593 |

Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [8].

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

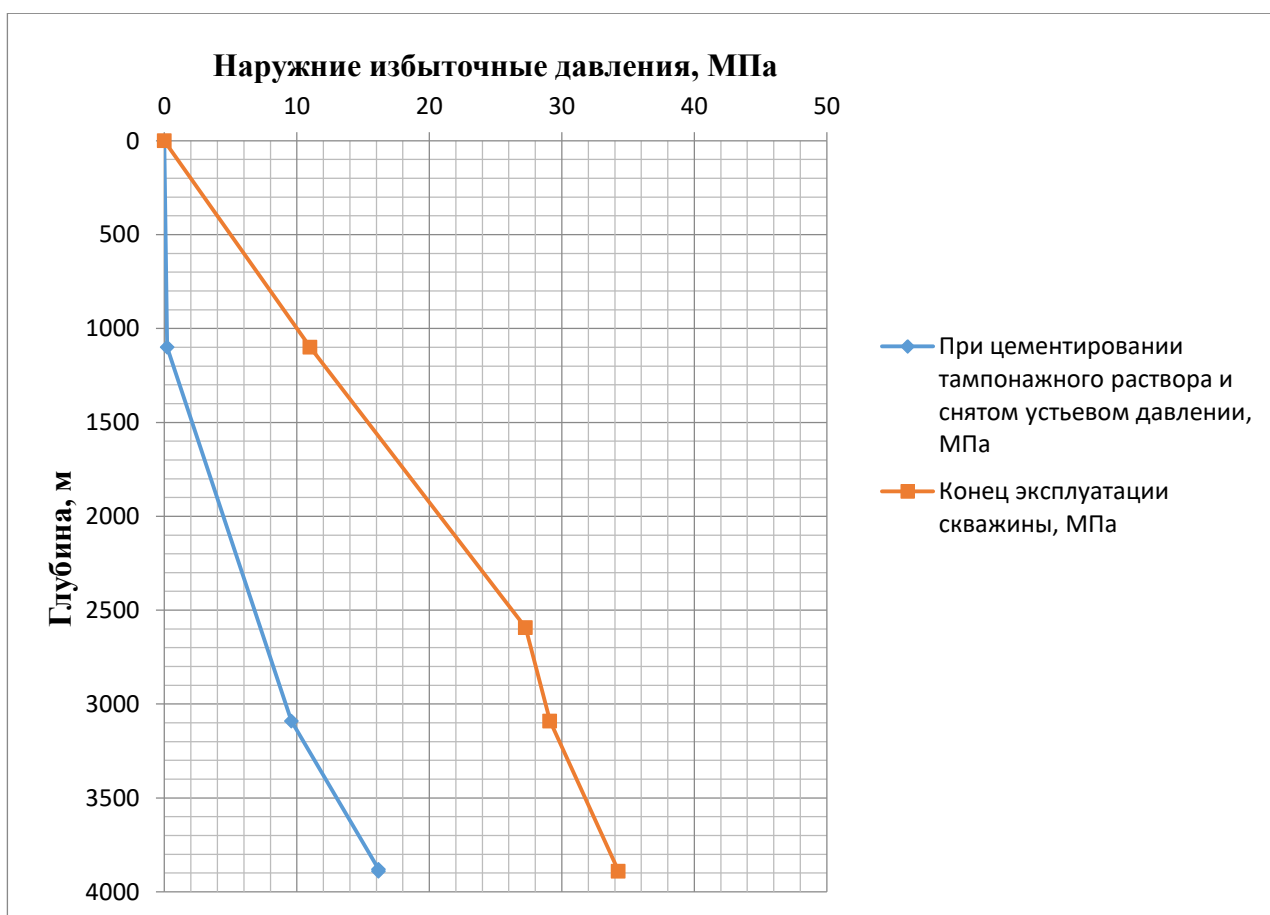


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, имеются два таких случая.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3.

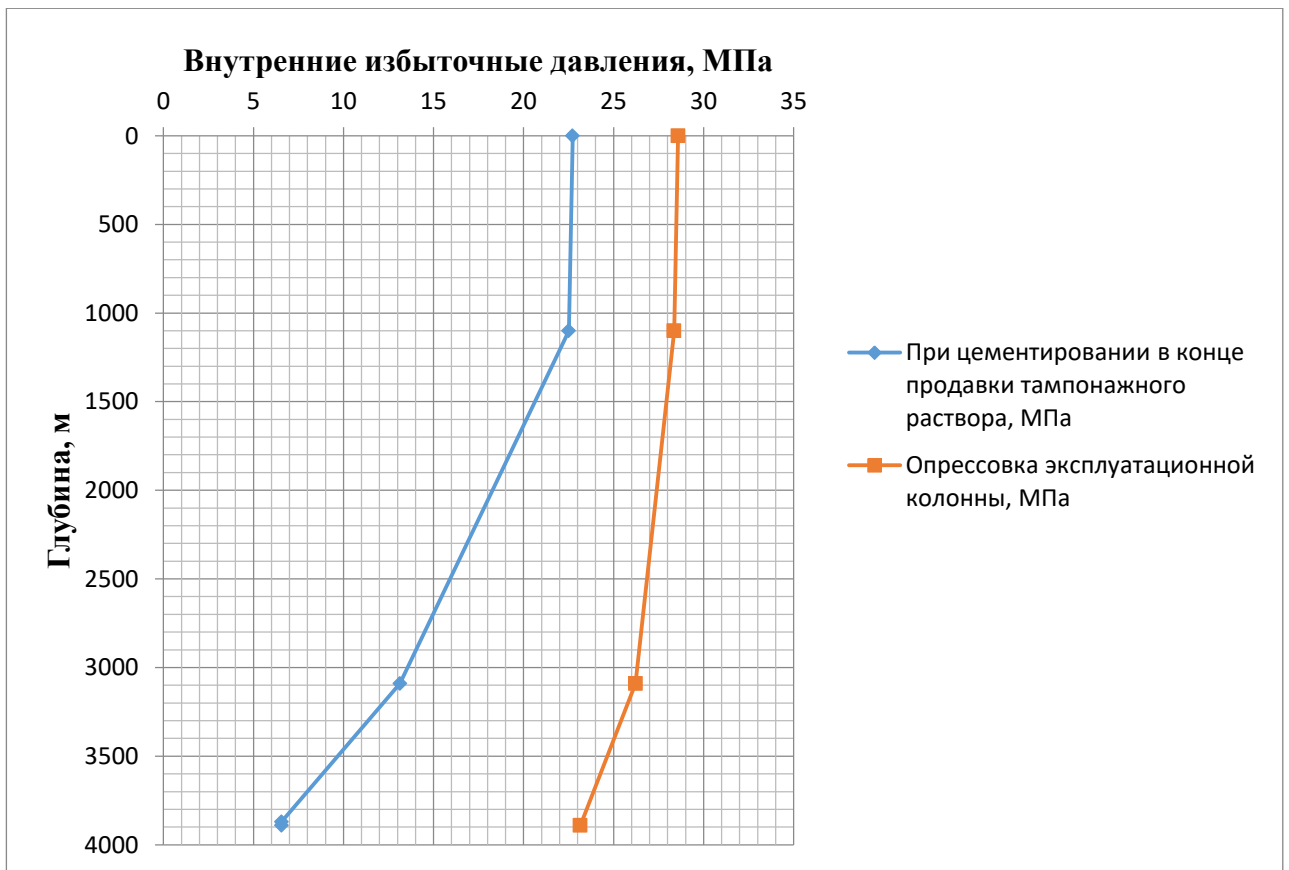


Рисунок 3 – Эпюра внутренних избыточных давлений

Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [7].

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристика обсадных колонн

| № секций | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|--------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
| | | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Направление | | | | | | | | |
| 1 | Треугольная | Д | 10 | 60 | 104,4 | 6264 | 6264 | 0–60 |
| Кондуктор | | | | | | | | |

Продолжение таблицы 18

| | | | | | | | | |
|--------------------------|------|---|------|------|------|----------|----------|-----------|
| 1 | ОТТМ | Д | 9,5 | 1150 | 74,6 | 85790 | 85790 | 0-1150 |
| Потайная колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 7,9 | 700 | 47,2 | 33040 | 33040 | 900-1600 |
| Эксплуатационная колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 12,1 | 2169 | 46,5 | 100858,5 | 161781,9 | 3890-1721 |
| 2 | ОТТМ | Д | 8,9 | 1721 | 35,4 | 60923,4 | | 1721-0 |

2.4.2 Расчет обсадных колонн на обратное промерзание

На рисунке 4 представлена схема действующих нагрузок на обсадные колонны при обратном промерзании

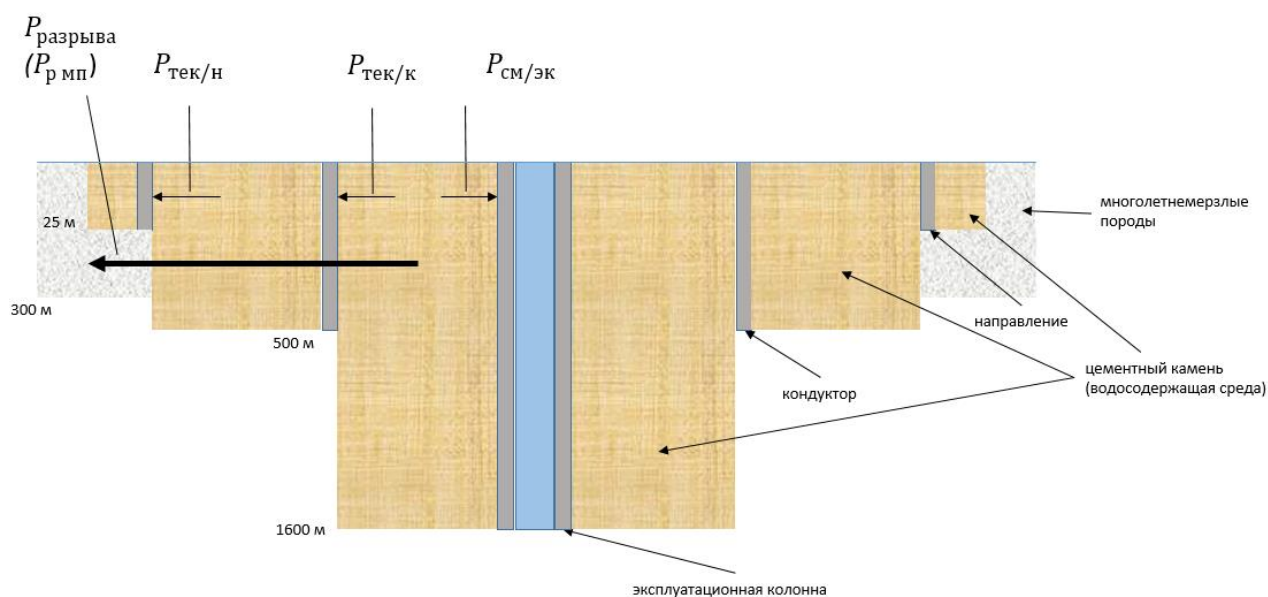


Рисунок 4 – Схема действующих нагрузок на обсадные колонны при обратном промерзании

Таким образом, для обеспечения принципа управляемой разгрузки избыточного давления промерзания необходимо выполнение условия недопущения смятия эксплуатационной колонны (формула 7) и управляемой разгрузки межколонных давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи, то есть в сторону обсадных труб «направления» (формула 8).

$$P_{см/эк} > P_{тек/к} + P_{р\text{ мп}}, \quad (7)$$

$$P_{тек/к} > P_{тек/н}, \quad (8)$$

где $P_{см/пк}$ – допустимое наружное давление смятия эксплуатационной колонны, МПа;

$P_{р\text{ мп}}$ – давление разрыва мерзлой породы, МПа;

$P_{тек/к}$ – давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы кондуктора достигает предела текучести, МПа;

$P_{тек/н}$ – давление, при котором напряжение в обсадных трубах направления достигает предела текучести, МПа.

По формуле (9) определим давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы кондуктора достигает предела текучести:

$$P_{тек./пр.к.} = K \cdot \frac{2 \cdot n \cdot G_{тек}}{D}, \quad (9)$$

где $K = 0,875$ – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки обсадной трубы;

$G_{тек}$ – напряжение предела текучести стали, МПа (таблица 1);

D – наружный диаметр обсадной трубы, мм;

n – толщина стенки обсадной трубы, мм.

Таблица 19 – Напряжения предела текучести стали

| Группа прочности стали | | | | | |
|------------------------|-----|-----|-----|-----|------|
| Д | Е | Л | М | Р | Т |
| 387 | 562 | 668 | 773 | 940 | 1040 |

Выбор прочностных характеристик обсадных труб предыдущей и последующей колонны осуществляется с учетом условия:

$$P_{тек/п.к.} > P_{тек/пр.к.}, \quad (10)$$

где $P_{тек/п.к.}$ – давление, при котором напряжение в обсадных трубах последующей колонны достигает предела текучести, МПа.

$$P_{\text{тек/к}} = \frac{0,875 * 2 * 9,5 * 387}{323,9} 19,86 \text{ МПа}$$

Определим давление разрыва мерзлых пород по формуле

$$P_{\text{р мп}} = \text{grad}P_{\text{грп}} * h, \quad (11)$$

где $\text{grad}P_{\text{грп}}$ – градиент давления гидроразрыва на глубине h (согласно исходным геологическим данным), МПа/м;

h – максимальная глубина зоны ММП, м.

$$P_{\text{р мп}} = 0,017 * 350 = 5,95 \text{ МПа}$$

Из условия (7) определим минимально необходимое наружное давление смятия эксплуатационной колонны 168мм: $19,86+5,95 = 25,81 \text{ МПа}$.

Согласно ГОСТ 632-80 этому давлению соответствуют обсадные трубы эксплуатационной колонны марки «Д» с толщиной стенки 8,9 мм, для которых давление на смятие составляет 26,9 МПа или трубы марки «Е» с толщиной стенки 8,0 мм, для которых давление на смятие составляет 27,3 МПа.

Проведем проверку условия (8).

По расчету обсадных колонн на прочность проектируется направление диаметром 426 мм толщиной стенки 10,0 мм группы прочности «Д», по формуле (9) предел текучести труб для которых составляет:

$$P_{\text{тек/н}} = \frac{0,875 * 2 * 10 * 387}{426} = 15,91 \text{ МПа}$$

Таким образом, $19,86 > 15,91$, то есть условие $P_{\text{тек/к}} > P_{\text{тек/н}}$ выполняется.

Обобщив проведенные расчеты, делаем вывод, что секции обсадных колонн не меняются, и сохраняются ранее выбранными в таблице 18.

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 12:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (12)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,

$$P_{гс\ кп} = 54,49 \text{ МПа};$$

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,

$$P_{гд\ кп} = 5,06 \text{ МПа};$$

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Согласно геологическим данным $P_{гр} = 73,91 \text{ МПа}$.

Производим сравнения давлений $59,55 \text{ МПа} \leq 70,215 \text{ МПа}$.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование [10].

2.4.3.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [6].

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м ³ | | Плотность жидкости, кг/м ³ | Объем воды для приготовления жидкости, м ³ | Наименование компонента | Масса компонентов, кг | Наименование цемента | Масса цемента, т/ количество мешков |
|--|--------------------------------|------|---------------------------------------|---|-------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------|
| Буферная | 5,41 | 1,08 | 1020 | 1,08 | МБП-СМ | 75,70 | - | - |
| | | 4,33 | | 4,33 | МБП-МВ | 64,88 | - | - |
| Облегченный тампонажный раствор | 38,891 | | 1480 | 34,247 | НТФ | 15,945 | ПЦТ-III-Об(4-6)-100 | 27,754/28 |
| Тампонажный раствор нормальной плотности | 15,177 | | 1860 | 10,467 | НТФ | 6,223 | ПЦТ -II- 100 | 19,384/20 |
| Продавочная жидкость | 67,57 | | 1000 | - | Тех.вода | - | - | - |

2.4.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (13)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 22,72 \text{ МПа};$$

$$29 \text{ МПа} \geq 28,4 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320.

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (14)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У). (необходима дозатарка в процессе цементирования).

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники, разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 5.

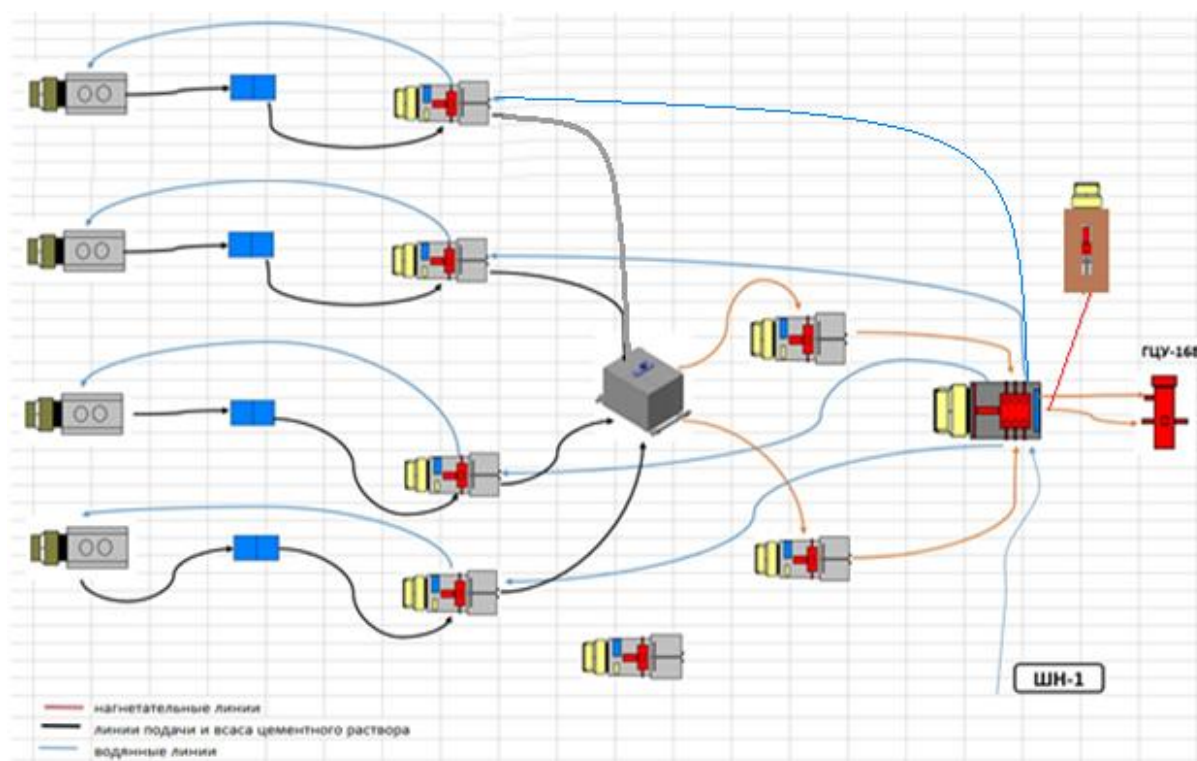


Рисунок 5 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, D _{усл} | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м | | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|------------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| | | От (верх) по стволу | До (низ) по стволу | | |
| Эксплуатационная, 168 мм | БКМ-168 («Уралнефтемаш») | 3890 | 3890 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-168 («Уралнефтемаш») | 3880 | 3880 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-168/216 («НефтьКам») | 0 | 1550 | 31 | 116 |
| | | 1550 | 1650 | 10 | |
| | | 1650 | 1771 | 3 | |
| | | 1771 | 1819 | 5 | |
| | | 1819 | 1907 | 2 | |
| | | 1907 | 1947 | 4 | |
| | | 1947 | 2351 | 10 | |
| | | 2351 | 2390 | 4 | |
| | | 2390 | 2635 | 7 | |
| | | 2635 | 2642 | 1 | |
| | | 2642 | 2882 | 6 | |
| | | 2882 | 2909 | 3 | |
| | | 2909 | 2968 | 2 | |
| | | 2968 | 3000 | 3 | |
| | 3000 | 3885 | 23 | | |
| | 3885 | 3890 | 2 | | |
| | ЦТГ-168/216 («НефтьКам») | 1761 | 1829 | 7 | 31 |
| | | 1897 | 1957 | 6 | |
| 2341 | | 2400 | 6 | | |
| 2625 | | 2652 | 3 | | |
| 2872 | | 2919 | 4 | | |
| 2958 | | 3010 | 5 | | |
| ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш») | 3880 | 3880 | 1 | 1 | |
| ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш») | 3870 | 3870 | 1 | 1 | |
| Кондуктор, 324 мм | БКМ-324 («Уралнефтемаш») | 1150 | 1150 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-324 («Уралнефтемаш») | 1140 | 1140 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-324/394 («НефтьКам») | 0 | 20 | 3 | 42 |
| | | 20 | 100 | 8 | |
| | | 100 | 1145 | 29 | |
| | | 1145 | 1150 | 2 | |
| ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш») | 1140 | 1140 | 1 | 1 | |
| Направление, 426 мм | БКМ-426 («Уралнефтемаш») | 60 | 60 | 1 | 1 |

Продолжение таблицы 21

| | | | | | |
|---------------------------------|------------------------------|------|------|----|----|
| | ЦКОД-426 («Уралнефтемаш») | 50 | 50 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-426/490 («НефтьКам») | 0 | 20 | 2 | 3 |
| | | 20 | 55 | 1 | |
| | | 55 | 60 | 2 | |
| ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш») | 50 | 50 | 1 | 1 | |
| Потайная ко- лонна 245 мм | БКМ -245 («Уралнефтемаш») | 1600 | 1600 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-245 («Уралнефтемаш») | 1590 | 1590 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-245/295 («НефтьКам») | 900 | 910 | 2 | 26 |
| | | 910 | 1100 | 4 | |
| | | 1100 | 1200 | 10 | |
| | | 1200 | 1595 | 10 | |
| 1595 | 1600 | 2 | | | |
| ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш») | 1590 | 1590 | 1 | 1 | |

Подвеска потайной «ТЯЖПРЕССМАШ» ПХЦ1.245/324.

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

Выбор типа и интервалов перфорации

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ORION 73КЛ. Мощность перфорируемого интервала, согласно геологическим данным, составляет 80м, глубина 3531–3611 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ORION 73КЛ представлены в таблице 22.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором потребуются четыре спускоподъемных операций перфорационного комплекса.

Таблица 22 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ORION 73КЛ.

| Технические характеристики | ORION 73КЛ |
|---|-------------|
| Наружный диаметр, мм | 88 |
| Фазировка, ° | 0-180 |
| Плотность перфорации, отв./м | 20 |
| Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа | 140 |
| Максимально допустимая температура, °С | 150/170 |
| Технические характеристики | ORION 73КЛ |
| Длина корпусов, м | 1/2/3/4/5/6 |

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116 представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технические характеристики комплекса пластоиспытателя ИПТ-116

| | |
|---|------------------|
| Наружный диаметр, мм | 116 |
| Минимальный диаметр проходного канала, мм | 35 |
| Максимальный перепад давления, МПа | 35 |
| Максимальное давление, МПа | 60 |
| Температура в скважине, °С | 150 |
| Размер присоединительных резьб | 3–86; 3- 102; |

Выбор устьевого оборудования

Для осуществления испытаний пласта в открытом и закрытом стволах скважины необходимо выбрать типоразмер спускаемой НКТ, плашечного превентора для герметизации устья, и устьевой крестовины ФА.

С учетом выбранного ранее пластоиспытателя ИПТ-116, для спуска которого рекомендуется применять НКТ диаметром 73 или 89 мм, выбираем диаметр спускаемых труб 89 мм.

Превентор выбираем с учетом необходимого рабочего давления и диаметра условного прохода. Из сортамента плашечных превенторов выбираем ППР 2-180х70 с диаметром условного прохода 180 мм и рабочим давлением 70 Мпа.

Из каталога компании «Уралспецарматура» выбираем устьевую крестовину АФК 180х70 с рабочим давлением 70 Мпа и диаметром условного прохода 180 мм.

Обоснование выбора технологии вызова притока

В настоящее время для интенсификации притока используют множество методов, суть которых состоит в создании депрессии, т.е. превышения пластового давления над забойным.

После перфорации, в зависимости от слагаемых интервал пород, способа и интенсивности перфорации, градиента пластового давления, и многих других факторов выбирается способ вызова притока.

Одни из самых распространенных методов вызова притока это:

- замена на раствор меньшей плотности;
- замена на газированную жидкость;
- замена на пену;
- снижение уровня жидкости в скважине (свабирование или поршневание)

Так или иначе, все эти методы заключаются либо в уменьшении плотности промывочной жидкости, либо в понижении уровня(столба) раствора, что в свою очередь приводит к снижению гидростатики.

В нашем случае, когда в интервале испытаний и перфорации, существует вероятность нефтепроявлений, и наличие условий близких к АВПД, можно применить способ замены на раствор меньшей плотности, чего будет достаточно для создания минимальной необходимой депрессии.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (15)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (16)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (17)$$

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

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

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

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

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (18)$$

Где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

Q_{max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-5000 ЭК-БМЧ.

Расчет данных для буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат установки представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты расчета выбора буровой установки

| Наименование БУ | | Допустимая нагрузка на крюке, тс | Оснастка талевой системы |
|--|-------|----------------------------------|--------------------------|
| БУ-5000 ЭК-БМЧ | | 320 | 5х6 |
| Вес, тс | | Условие соответствия | |
| Максимальный вес бурильной колонны | 129 | $[G_{кр}] * 0,6 \geq Q_{бк}$ | $192 > 129$ |
| Максимальный вес обсадной колонны | 162 | $[G_{кр}] * 0,9 \geq Q_{об}$ | $288 > 162$ |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата ($Q_{пр}$) | 167,7 | $[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$ | $320/167,7 = 1,91 > 1$ |

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Общая характеристика предприятия

ООО «Буровая компания Евразия» – одно из крупнейших независимых предприятий в сфере бурения скважин по количеству пробуренных метров, занимающаяся бурением, строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин на лицензионных участках ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК

«Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», АО НК «РуссНефть» и других нефтегазовых компаний.

ООО «Буровая компания Евразия» обладает мощной корпоративной производственной базой, большим потенциалом производственных мощностей, позволяющим предприятию решать задачи по бурению и строительству нефтяных и газовых скважин.

Услуги, предоставляемые компанией:

- строительство поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин
- бурение горизонтальных, пологих и наклонно-направленных скважин
- бурение скважин на равновесии и депрессии (нефтяных)
- освоение и испытание эксплуатационных и разведочных скважин
- бурение вторых стволов из ранее пробуренных и обсаженных скважин
- ТРС, КРС нефтяных и газовых скважин, ПРС
- ликвидация и консервация скважин
- внедрение новых технологий и инженерное сопровождение бурения скважин
- исполнение функций интегратора при выполнении работ по интегрированному подряду

Компания имеет несколько филиалов: Сибирский (г.Когалым), Нефтеюганский (г. Нефтеюганск), Пермский (рп. Полазна), Усинский (г.Усинск), филиал по ремонту и освоению скважин (г.Когалым).

Производственные мощности БКЕ сосредоточены в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах. Головной офис находится в Москве.

Численность сотрудников компании составляет свыше 5 тысяч человек.

3.1.1 Схема и описание организационной структуры управления предприятием

ООО «Буровая компания Евразия» является обществом с ограниченной ответственностью. Для данного типа устройства компании характерно наличие следующих органов управления:

1. Общее собрание участников
2. Совет директоров
3. Президент – единоличный исполнительный орган

Высшим органом управления является общее собрание участников. К их компетенции относятся:

- Определение основных направлений деятельности общества, а также принятие решений об участии в ассоциациях и других объединениях
- Изменение устава общества, а также уставного капитала
- Избрание и досрочное прекращение полномочий членов совета директоров общества
- Избрание либо же прекращение полномочий президента
- Утверждение годовых отчетов и принятие решений о распределении чистой прибыли общества между участниками
- Решения о ценных бумагах

- Принятие решений о крупных сделках

Это лишь немногие из полномочий общего собрания участников, но уже очевидно, что этот орган обладает сильным и обширным влиянием почти на все решения компании.

Общее руководство деятельностью общества, за исключением решения вопросов, являющихся компетенцией Общего Собрания, осуществляет Совет Директоров Общества.

Совет Директоров Общества состоит не менее чем из двух человек.

Члены Совета Директоров Общества избираются Общим собранием участников или назначаются единоличным решением единственного участника Общества на срок не более одного года. Лица, назначенные на этот срок, могут переизбираться неограниченное количество раз.

Председатель Совета директоров избирается членами Совета Директоров из их числа открытым голосованием простым большинством голосов.

Вот некоторые из компетенций данного органа:

- Принятие решения о согласии на совершение крупных сделок, связанных с приобретением или отчуждением обществом прямо или косвенно имущества, стоимость которого составляет от 25 до 50 % балансовой стоимости активов Общества
- Принятие решения о финансировании Общества, в том числе о привлечении Обществом кредитов (за исключением товарных и коммерческих кредитов, предоставляемых поставщиками товаров, работ, услуг) и займов и (или) выдачей Обществом займов и поручительства, величина которых превышает 4% стоимости имущества Общества
- Определение политики в области оплаты труда
- Направление Общему собранию участников Общества рекомендаций о создании и ликвидации представительств и филиалов

- Иные вопросы, предусмотренные федеральным законом и Уставом Общества

К компетенциям Председателя Совета директоров Общества относятся:

- Организация работы Совета Директоров
- Созыв заседаний Совета Директоров по своей инициативе и по требованию аудитора
- Распределение обязанностей между членами Совета Директоров
- Определение даты проведения заседания Совета Директоров
- Ведение заседаний Совета Директоров или организация проведения заочного голосования по вопросам повестки дня заседания Совета Директоров
- Открытие и закрытие заседания Совета Директоров
- Осуществление иных функций, отнесенных уставом к компетенциям Председателя Совета Директоров Общества

При необходимости Совет Директоров может избрать одного или нескольких заместителей председателя Совета Директоров, аудитора.

Решение Совета Директоров может быть принято путем проведения заочного голосования (опросным путем) в соответствии с порядком, определяемым внутренними положениями Общества и законами РФ.

Совет Директоров назначает постоянного секретаря Совета Директоров и одного или нескольких его заместителей для ведения протоколов заседаний Совета Директоров.

Для обеспечения своей деятельности Совет Директоров может создавать комиссии и другие постоянные или временные рабочие органы Совета Директоров. Единоличным исполнительным органом Общества является Президент Общества, за исключением передачи полномочий по договору управляющему.

Президент избирается Общим Собранием сроком на 3 года. Он может быть избран как из числа участников, так и не из их числа.

Компетенции Президента Общества:

- Без доверенности действует от имени Общества, в том числе представляет его интересы и совершает сделки
- Выдает доверенности на право представительства от имени Общества
- Издает приказы о назначении на должности работников Общества и об их переводе или увольнении
- Организует выполнение решений Общего Собрания и Совета Директоров Общества
- Предъявляет от имени Общества претензии и иски
- Организует защиту сведений, составляющих коммерческую тайну
- Осуществляет иные полномочия, не отнесенные уставом или другими законами к компетенциям Общего собрания и Совета директоров

Иными словами, Президент по большей части является «лицом» компании, но наделен сравнительно небольшими полномочиями.

Схема организационной структуры управления ООО «Буровая компания Евразия» представлена на рисунке 6.

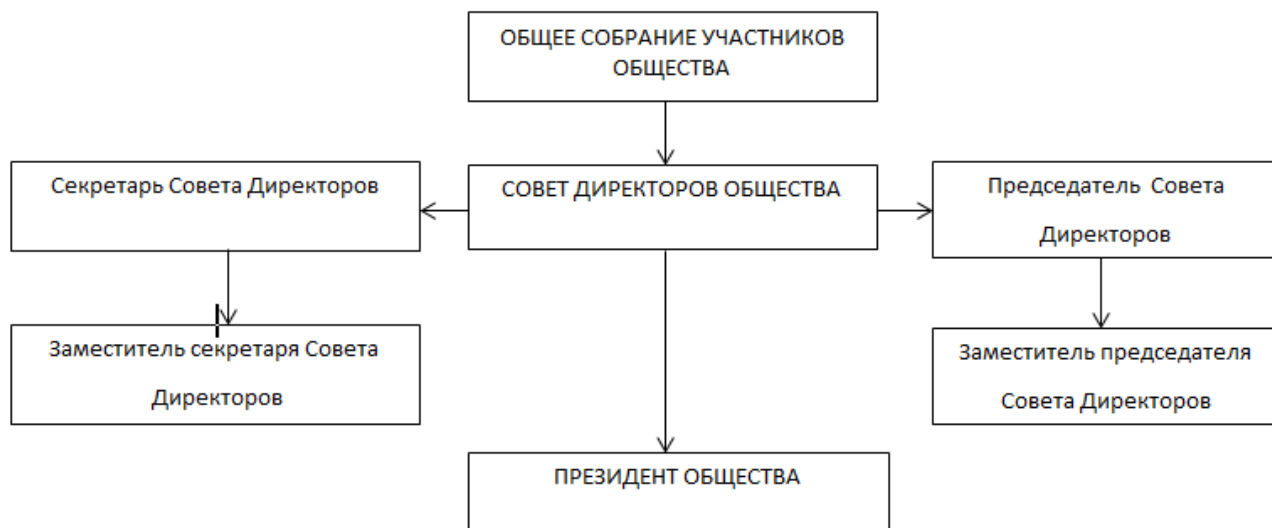


Рисунок 6 – Схема организационной структуры управления ООО «Буровая компания Евразия»

3.1.2 Состав буровой бригады и обязанности сотрудников

Каждая буровая компания, являясь подрядчиком добывающей компании, на чьем балансе находится месторождение, осуществляет работы по строительству скважины с помощью буровой бригады и сторонних сотрудников субподрядчиков.

В состав буровой бригады входят:

1. Буровой мастер – он руководит процессом бурения, планом работ, сроками по выполнению этапов строительства скважины, контролем за качеством выполняемых работ. Также он ответственен за все происходящее на буровой площадке, и ему подчиняется вся буровая бригада в вопросах, непосредственно касающихся исполнения работ. Буровой мастер отчитывается перед начальником буровых работ, который как может находится непосредственно на кустовой площадке, которых у него в распоряжении несколько, как и в офисе, выполняя свои обязанности на удалении от полевых условий. Также буровой мастер по мере необходимости отчитывается перед супервайзером, который является представителем добывающей компании и находится на кусте для контроля за качеством выполняемых буровой бригадой работ.

2. Бурильщик возглавляет вахту (смену) и несет персональную ответственность за все работы, выполняемые в период его вахты. Он управляет процессом бурения, находясь в кабине бурильщика, посредством пульта бурильщика. Также он принимает оборудование и инструмент от предшествующей вахты, осуществляет основные работы по углублению скважины и следит за соблюдением предписанного режима бурения. Постоянно поддерживает связь с буровым мастером и является связующим звеном между ним и буровой бригадой.

3. Помощник бурильщика, будучи в подчинении и у мастера, и у бурильщика, и у прочих вышестоящих сотрудников, выполняет большую часть работы на вахте. Он участвует в спускоподъемных операциях, процессах спуска и цементировании колонн, в промывках и проработках ствола скважины. Раз-

грузка и погрузка оборудования и химических реагентов также выполняется с его участием, как и прочие работы на кусте (покраска помещений, уборка территории, мелкий ремонт оборудования и замена его составляющих, перевозка труб и т.п.). В одной вахте может быть 3-4 помощника бурильщика. Первый считается сменным бурильщиком, в случае если основной не может работать по каким-либо причинам, второй и третий работают на роторной площадке, а третий работает на блоке очистки бурового раствора. Также на некоторых буровых установках во время спускоподъемных операций один из помощников бурильщика выполняет функцию верхового.

4. Слесарь – работник, не имеющий непосредственного отношения к процессу бурения, однако, без него оно было бы невозможным. Ведь именно он выполняет различные ремонтные, погрузочные (с участием помощника бурильщика) работы, а также целиком обслуживает буровую. Также он участвует в процессах опрессовки, монтажа различного оборудования и цементирования.

Также в состав вахты могут входить сварщик, механик и другой технический персонал, однако они могут быть и сотрудниками подрядных организаций, которые также подчиняются буровому мастеру и своему руководству из компании. К таким относятся, например, водитель длинномерного транспорта, тягеловоза, экскаватора и т.д.

3.2 Расчет стоимости компонентов для приготовления бурового раствора

Для осуществления процесса бурения скважин необходимо обеспечить качественный вынос выбуренной породы (шлама) на поверхность. Эту роль выполняют буровые промывочные жидкости, которые могут быть различного состава и типов.

В данном проекте для поставок химических реагентов была выбрана компания АО «НПО «Полицелл».

АО «НПО «Полицелл» было создано в 2006 году для удовлетворения потребностей в химических реагентах и материалах ведущих российских нефтегазовых и сервисных компаний для строительства газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин различной степени сложности во всех регионах Российской Федерации. Головной офис компании находится в г. Владимир.

Широкий спектр реагентов, выпускаемых АО «НПО «Полицелл», позволяет решать самые разнообразные задачи в области бурения, освоения, капитального ремонта и ремонтно-восстановительных работ газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин.

Стратегия АО «НПО «Полицелл» предусматривает комплексное обеспечение всего процесса строительства нефтегазовых скважин современными высокоэффективными реагентами и материалами.

Высокое качество реагентов обеспечивается контролем на всех стадиях технологического процесса. Взаимодействие производства и научной части позволяют обеспечить гибкий подход к выпуску реагентов под требования конкретного заказчика. В АО «НПО «Полицелл» функционирует учебно-аналитический центр, осуществляющий подготовку специалистов для работы по сервисному сопровождению буровых растворов.

АО «НПО «Полицелл» ежегодно проводит научно-практические конференции с привлечением ведущих специалистов химической и нефтегазовой отраслей, принимает участие в международных выставках и форумах. Деятельность предприятия отмечена национальными сертификатами «Лидер отрасли» и «Лидер России». АО «НПО «Полицелл» является лауреатом конкурса «100 лучших предприятий России. Экология и экологический менеджмент». На предприятии с 2010 года действует система менеджмента качества в соответствии с ИСО 9001-2008.

В ходе расчетов было получено потребное количество химических реагентов для приготовления бурового раствора под все интервалы бурения. Результаты расчета общей стоимости всех компонентов представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчета стоимости компонентов бурового раствора

| Наименование компонента | Цена за упаковку, рубли | Количество упаковок, шт | Стоимость, рубли |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|
| Каустическая сода | 10875,00 | 43 | 467625,00 |
| Глинопорошок ПБМБ | 40000,00 | 6 | 240000,00 |
| Кальцинированная сода | 500,00 | 53 | 26500,00 |
| Утяжелитель КБ-5 | 13000,00 | 369 | 4797000,00 |
| ПАЦ-В | 2500,00 | 206 | 515000,00 |
| ПАЦ-Н | 3750,00 | 152 | 570000,00 |
| ПАА-В | 7850,00 | 31 | 242350,00 |
| ОП-10 | 9500,00 | 31 | 294500,00 |
| Биоксан | 2800,00 | 109 | 305200,00 |
| Микан-40 | 987,50 | 303 | 299212,50 |
| ФЛСФ | 65000,00 | 5 | 325000,00 |
| Полиэколь | 4000,00 | 140 | 560000,00 |
| КВС (кольматант) | 37,50 | 1493 | 55987,50 |
| Септор БДУ-500 | 22000,00 | 3 | 66000,00 |
| Полифосфом | 8550,00 | 5 | 42750,00 |
| Итого | - | 2949 | 8808125,00 |

Таким образом, общая сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора в процессе строительства скважины составляет 8 миллионов 808 тысяч 125 рублей.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке отличается вахтовым методом работы и ограничениями на список лиц, которые к ней допускаются, регламентируемый главой 47 ТК РФ.

Лица женского пола не допускаются к работе в составе буровых бригад согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162.

Работник буровой имеет право на досрочный выход на пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, при условии, если он проработал с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. От 04.06.2014, с изм. От 19.11.2015) « О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»

При работе двумя руками органы управления размещают так, чтобы не было перекрещивания рук;

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной / горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оснащено сиденьем. В таком случае, место работы бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»:

- конструкция рабочего места должна обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают так, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления

4.2. Производственная безопасность.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|--|----------------|--------------|--------------|--|
| | Проектирование | Изготовление | Эксплуатация | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды | - | + | + | MP 2.2.7.212906 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях |
| 2. Повышенные уровни шума | - | + | + | Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. |
| 3. Повышенные уровни вибрации | - | + | + | 5 Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6] Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. |
| 4. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания | - | + | + | Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 [3] Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [8] |

Продолжение таблицы 26

| | | | | |
|--|---|---|---|---|
| 5. Отсутствие или недостаток необходимого естественного или искусственного освещения | + | + | + | Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и Искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95[2] |
| 6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами | - | + | + | Требования к медицинской дезинсекции устанавливаются 3.5.2.2487-09 [10] Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих СанПиН 3.5.2.1376-03 |
| 7. Электробезопасность | + | + | + | Требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ[12] [Электробезопасность]. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов |

4.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов

Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона в холодный период года.

К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, перчатки, головной убор). При температуре ниже -40°C

предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей (маска респиратор-кондиционер для защиты верхних дыхательных путей и лица)

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129 – 06. Нормы приведены в таблице 27

Таблица 27 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

| Температура воздуха, °С | Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч | Число перерывов для обогрева в смену |
|-------------------------|---|--------------------------------------|
| -30 | 3,4 | 6 |
| -35 | 2,0 | 9 |
| -40 | 1,4 | 9 |

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, силовой привод, и т.д.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спуске и подъеме бурового инструмента, при работе лебедки, вибросита и пр. Согласно требованиям ГОСТ Р ИСО 9612-2013 постоянный производственный шум не может превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Меры по устранению вредного воздействия включают использование СИЗ (наушники, беруши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном проведении технологических операций; при взаимодействии между долотом и горной породой; при вращении буровой колонны и ее контакте со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.01.012-2004 ССБТ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизоли-

рующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 28.

Таблица 28 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

| Наименование вещества | Величина ПДКРЗ, мг/м ³ | Вещество | Величина ПДКРЗ, мг/м ³ |
|--|-----------------------------------|---------------------|-----------------------------------|
| Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: Углеводороды | - | Пары нефти, бензина | 10 |
| | 100 | Сероводород | 3 |
| | 10 | Оксиды серы | 10 |
| | 9000 | Меркаптаны | 0,8 |

Таблица 29 – Требования к освещению производственного объекта

| Пространство | Освещенность, лк | Пространство | Освещенность, лк |
|--------------|------------------|------------------|------------------|
| Роторный | 100 | Лестницы, марши, | 10 |
| Превенторная | 75 | Аварийное | 2 |
| Путь | 30 | Аварийное | 0,5 |

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.03.05-91. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного или искусственного освещения

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержден-

ным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) и приведены в таблице 29

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09.

Электробезопасность

Проявление фактора возникает при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании силовых электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько видов электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство.

Снабжение электрической энергией приемников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внеш-

нем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приемников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под станцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Падение работающего с высоты

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65

4.3 Экологическая безопасность

4.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Защита атмосферы

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязне-

ние почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке, нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении С.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

Защита гидросферы

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [24] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохраных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счет надежного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

Защита литосферы

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земле под площадку, снимается плодородный слой почвы, движе-

ние автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и транспортируются к месту утилизации. Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06 [23] представлены в приложении О.

Меры предотвращения загрязнения: хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов в металлических емкостях, на специально оборудованной обвалованной территории, все химические реагенты транспортируются в герметичных емкостях и специализированной техникой, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, применение безамбарного способа бурения, при ликвидации скважины установлен цементный мост не менее 50 метров.

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранном до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель.

На основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку. С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система

очистки от шлама. При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96.

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основоисполняющих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [17].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушившей землю. Для обеспечения охраны недр подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с РД 39-1.13-057-2002.

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины, несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;

- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения

специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р - 402;

- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающие при строительстве скважин, приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

| ЧС техногенного характера | ЧС природного характера |
|---|-------------------------------|
| Пожары (взрывы) на производственном объекте | Геофизические опасные явления |
| Газонефтеводопроявления | Метеорологические опасные |
| Внезапное обрушение сооружений | Лесные пожары |

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых. Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворенного в жидкости, и воды

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были рассчитаны и определены следующие параметры, необходимые для качественного строительства скважины: профиль и конструкция скважины, число обсадных колонн, диаметры долот для бурения интервалов под них, глубины спуска интервалы цементирования и тип долот под интервалы в зависимости от геологии. Также были произведены расчеты максимального устьевого давления и выбраны шифры колонной обвязки с схемы ПВО.

Для каждого интервала была спроектирована КНБК, соответствующая геологическим условиям и параметрам режимов бурения, так же рассчитанных в данной работе. Ввиду наличия многолетнемерзлых пород (ММП) в геологическом разрезе, был выполнен расчет колонн на обратное промерзание и с учетом этого были дальнейшие расчеты обсадных колонн.

Также были произведены расчеты гидравлической программы промывки, выбор типа и параметров промывочной жидкости под все интервалы, расчет параметров цементирования и другие расчеты, способствующие рентабельности и эффективности проектирования сооружения параметрической скважины при данном геологическом строении района.

При строительстве скважины выполняются следующие виды работ: бурение, наращивание бурильной колонны, спускоподъемные операции, промывка ствола скважины, спуск и цементирование обсадных колонн, затворение и закачка тампонажной смеси, сбор и фиксация информации о процессе цементирования на всех этапах проведения работ, каротажные работы, извлечение из скважины образца породы (керн), а также работы по вызову притока..

В приложении Е рассмотрены некоторые виды роторных управляемых систем от зарубежных компаний и проведен их сравнительных анализ.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была приведена общая характеристика и схема организационной структуры управления предприятия ООО «Буровая компания Евразия», а также

определены стоимость и нормы расхода потребного количества реагентов бурового раствора.

В разделе «Социальная ответственность» проработаны основные моменты производственной, экологической и пожарной безопасности, безопасности при чрезвычайных ситуациях, а также мероприятия по их успешной ликвидации без причинения вреда персоналу и окружающей среде.

Данный проект отвечает всем технологическим требованиям и может быть использован для строительства параметрических и разведочных вертикальных скважин различными буровыми компаниями

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. – 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. – 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 03.05.2022 г.
12. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 02.05.2022 г.

13. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ – Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 05.05.2022 г.
14. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.05.2022 г.
15. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76 с.
16. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
17. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99 с.
18. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109 с.
19. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.
20. Единые нормы времени на бурение скважины. Москва, 2000. – 20 с.
21. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11 с.
22. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49 с.
23. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7 с.

24. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23 с.
25. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.
26. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005 – 28 с.
27. ГОСТ 31319-2006. Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 20 с.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83 с.
29. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81 с.
30. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7 с.
31. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 35 с.
32. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 25 с.
33. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 30 с.
34. РУС PowerDrive X6 [Электронный ресурс]. URL: https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/powerdrive_family/powerdrive_x6, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.06.2022 г.

Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

| Глубина залегания, м | | | Стратиграфическое подразделение | | Коэффициент кавернозности в интервале |
|----------------------|------|----------|---|--|---------------------------------------|
| от | до | мощность | название | индекс | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0 | 50 | 50 | Четвертичные отложения | Q | 1,3 |
| 50 | 250 | 200 | Серовская-ирбитская-юрковская-атлым-новохимская свита | Р ₂₋₃ | 1,3 |
| 250 | 573 | 323 | Тибейсалинская свита | Р ₁ | 1,15 |
| 573 | 643 | 70 | Танамская свита | К ₂ ^{d+m} | 1,15 |
| 643 | 1023 | 380 | Часельская свита | К ₂ ^{km+st-k} | 1,15 |
| 1023 | 1123 | 100 | Кузнецовская свита | К _{2t} | 1,15 |
| 1123 | 1849 | 726 | Покурская свита | К ₁₋₂ ^{s-al-a} | 1,15 |
| 1849 | 2100 | 251 | Ереямская свита | К ₁ ^{a-br-h} | 1,15 |
| 2100 | 2750 | 650 | Заполярная свита | К ₁ ^v | 1,15 |
| 2750 | 3249 | 499 | Мегионская свита | К ₁ ^{v-b} | 1,05 |
| 3249 | 3308 | 59 | Яновстанская свита | J ₃ ^{km-v} -K ₁ | 1,05 |
| 3308 | 3458 | 150 | Сиговская свита | J ₃ ^{o-km} | 1,05 |
| 3458 | 3531 | 73 | Точинская свита | J ₃ ^{kt-o} | 1,05 |
| 3531 | 3850 | 319 | Мальшевская свита | J ₂ ^{b-kl} | 1,05 |

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Описание горной породы |
|---|-------------|------|---|
| | от | до | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Q | 0 | 50 | Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси. |
| Р ₂₋₃ | 50 | 250 | Алевритистые глины с прослоями алевролитов и глауконитовых песков. |
| Р ₁ | 250 | 573 | Верхняя часть – мелкозернистые пески с прослоями глин и алевролитов; Нижняя часть – темно-серые алевритистые глины с прослоями алевритов и песков. |
| К ₂ d+m | 573 | 643 | Серые, зеленовато-серые и желтовато-серые пески и алевриты с прослоями глин алевритовых |
| К ₂ km+st-k | 673 | 1023 | Верхняя часть – переслаивание глинистых алевролитов алевритистых глин Нижняя часть – серые и темно-серые глины с прослоями глинистых алевролитов, реже – песков. |
| К _{2t} | 1023 | 1123 | Морские плотные глины зеленовато-серые, песчано-алевритистые отложения. |

Продолжение таблицы А.2

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------|------|------|---|
| K1-2s-al-a | 1123 | 1849 | Верхняя часть – алевролитопесчаные отложения; Средняя часть – крупные пачки глин, пропластки углей; Нижняя часть – ритмичное чередование алевролитоглинистых, алевролитопесчаных и песчаных толщ. |
| K1a-br-h | 1849 | 2100 | Серые песчаники, с несколькими прослоями серых алевролитов и шоколадных глин. |
| K1v | 2100 | 2750 | Серые песчаники, чередующиеся с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевролитовых глин. |
| K1v-b | 2750 | 3249 | Аргиллитоподобные глины, серые и темно серые, алевритовые; с пластами песчаников относительно равномерно распределенных по всему разрезу. |
| J3km-v-K1 | 3249 | 3308 | Темно-серые аргиллитоподобные глины с прослоями серых песчаников и алевролитов. |
| J3o-km | 3308 | 3458 | Серые песчаники, алевролиты и темно-серые аргиллитоподобные глины. |
| J3ki-o | 3458 | 3531 | Глины и аргиллиты темно серые алевритовые, с прослоями алевролитов и песчаником. |
| J2b-kl | 3531 | 3850 | Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые и буровато-серые. Глины буровато-серые и темно-серые, алевритистые, тонкопластинчатые, часто углистые с маломощными прослоями песчаников. |

Таблица А.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Продолжение таблицы

| Индекс Стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, кг/м ³ | Пористость, % | Глинистость, % | Категория твердости | Абразивность (класс) | Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.) |
|--|-------------|------|-------------------------------------|------------------------------|---------------|----------------|---------------------|----------------------|---|
| | от | до | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Q | 0 | 50 | суглинки, супеси, глины, | 1920 | 40-42 | 20-30 90 | I-II | II-III | Мерзлые |
| P ^р 2-3 | 50 | 250 | пески Алевритистые глины, | 1920 | 40-42 | 20-30 90 | II-IV | III, VI-VII | Мерзлые |
| P1, K2 | 250 | 573 | Пески, алевролиты, глины, пески | 1950 | 30-32 | 80 | II- IV | III-IV | Мерзлые |
| K2 | 573 | 643 | Пески,глины, алевролиты | 1940 | 26-28 | 100 | II-III | III-IV | Мягкие |
| K1-2 | 643 | 1123 | Алевритистые глины, глины,пески | 1940 | 26-228 | 100 | II-III | II-IV | Мягкие |
| K1, K1 | 1123 | 1849 | Глины, Алевритистые глины, песчаник | 2080 | 24-27 | 90 | III-VII | IV-VIII | Средние |

Продолжение таблицы А.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------------------------------|------|------|---|------|-------|----|---------|---------|---------|
| K ₁ ^{a-br-h} | 1849 | 2100 | Песчаники серые, Алевриты, Глины, | 2080 | 24-27 | 90 | IV-VII | IV-VIII | Средние |
| K1v | 2100 | 2750 | Песчаники, Алевролиты, Алевритистые глины | 2230 | 20-22 | 20 | III-VII | IV-VIII | Средние |
| K1v-b | 2750 | 3249 | Глины аргилли- топо- добные, Песчаники | 2310 | 14-19 | 20 | V-VII | V-IX | Средние |
| J3km-v-K1 | 3249 | 3308 | Глины аргилли- топо- добные, Алевролиты, песчаники | 2310 | 14-19 | 20 | V-VII | V-IX | Средние |
| J3o-km | 3308 | 3458 | Песчаники, Алевролиты, Глины аргилли- топодобные | 2290 | 12-15 | 80 | V-VIII | VI-IX | Твердые |
| J ₃ ^{ki-o} | 3458 | 3531 | Глины, Аргиллиты, песчаники | 2310 | 14-15 | 30 | V-IV | VI-IX | Твердые |
| J ₂ ^{b-kl} | 3531 | 3850 | Песчаники, Гли- ны аргиллитопо- добные | 2380 | 8-16 | 30 | V-IX | VI-IX | Твердые |

Приложение Б

(Обязательное)

Таблица Б.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал | 0-60 | 60-1150 | 1150-1600 | 1600-3500 | 3500-3890 |
|---|--------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | | |
| D_d , м | 0,49 | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 | 0,2159 |
| K | 0,65 | 0,6 | 0,55 | 0,5 | 0,4 |
| K_k | 1,3 | 1,175 | 1,15 | 1,1 | 1,05 |
| $V_{кр}$, м/с | 0,15 | 0,14 | 0,135 | 0,13 | 0,115 |
| V_m , м/ч | 40 | 40 | 35 | 30 | 25 |
| $d_{бт}$, м | 0,127 | 0,127 | 0,127 | 0,127 | 0,127 |
| $d_{нмах}$, м | 0,0175 | 0,0175 | 0,0119 | 0,0071 | 0,0071 |
| n | 3 | 5 | 5 | 7 | 8 |
| $V_{кмин}$, м/с | 0,5 | 0,5 | 0,75 | 1 | 1 |
| $\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³ | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| ρ_p , г/см ³ | 1,169 | 1,312 | 1,089 | 1,411 | 1,411 |
| $\rho_{п}$, г/см ³ | 1,92 | 1,96 | 2,08 | 2,23 | 2,35 |
| Результаты проектирования | | | | | |
| Q_1 , л/с | 123 | 73 | 38 | 18 | 15 |
| Q_2 , л/с | 105 | 59 | 41 | 16 | 15 |
| Q_3 , л/с | 88 | 55 | 42 | 24 | 24 |
| Q_4 , л/с | 31 | 52 | 35 | 29 | 33 |

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

| Интервал | 0-60 | 60-1150 | 1150-1600 | 1600-3500 | 3500-3890 |
|---|--------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | | |
| Q_1 , л/с | 123 | 73 | 38 | 18 | 15 |
| Q_2 , л/с | 105 | 59 | 41 | 16 | 15 |
| Q_3 , л/с | 88 | 55 | 42 | 24 | 24 |
| Q_4 , л/с | 31 | 52 | 35 | 29 | 33 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | | | |
| ΔQ , л/с | 31-123 | 52-73 | 35 - 42 | 18 - 29 | 15 - 33 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | | | | |
| Q , л/с | 45 | 70 | 55 | 32 | 20 |

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с, исходя их статистических значений расхода в зависимости от типоразмера долота, что является максимальным значением в этом диапазоне.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки за-

боя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под потайную колонну принимается 55 л/с, что превышает максимальное значение расхода, полученное в ходе расчетов. Однако, опираясь на опыт бурения и статистические значения расхода, следует взять именно его, т.к. такое значение обеспечит эффективную очистку забоя и вынос шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для отбора керна принимается 20 л/с.

Приложение В

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---|------------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под направление (0–60 м) | | | | | | | |
| 1 | 490 Глубур М-ЦВ | 0,45 | 490 | - | 3-171 | Ниппель | 0,3 |
| 2 | Переводник М171хМ171 | 0,32 | 229 | 101 | 3-171 | Муфта | 0,045 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 3 | УБТС2-229 | 18 | 229 | 90 | 3-171 | Ниппель | 4,921 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 4 | Переводник М161хН171 | 0,538 | 229 | 127 | 3-171 | Ниппель | 0,081 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 5 | УБТС2-203 | 18 | 203 | 80 | 3-161 | Ниппель | 3,852 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 6 | Переводник М152хН161 | 0,517 | 203 | 122 | 3-161 | Ниппель | 0,06 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 7 | Обратный клапан КО-210 | 0,497 | 203 | - | 3-152 | Ниппель | 0,078 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 8 | Переводник М133хН152 | 0,52 | 225 | 76 | 3-152 | Ниппель | 0,087 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 9 | СБТ ТБПК 127х9,19 Е | До устья | 127 | 101 | 3-133 | Ниппель | 0,232 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 10 | КШЗ-133х35 | 0,475 | 155 | 62 | 3-133 | Ниппель | 0,048 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | Переводник М147/Н133 | 0,524 | 178 | 95 | 3-133 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 12 | ВБТ 140К | 12,19 | - | 82,6 | 3-147 | Ниппель | 1,394 |

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–1150 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|--|----------------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под кондуктор (60–1150 м) | | | | | | | |
| 1 | 393,7 Глубур М-ЦГВ | 0,4 | 393,7 | - | 3-171 | Ниппель | 0,15 |
| 2 | Переводник М171хМ171 | 0,52 | 229 | 101 | 3-171 | Муфта | 0,081 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 3 | КЛС-393,7 СТ | 1,1 | 393,7 | - | 3-171 | Ниппель | 0,390 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 4 | ДРУ-240РС | 9,754 | 240 | - | 3-171 | Ниппель | 2,362 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | Переливной клапан ПК-240РС | 0,48 | 240 | 55 | 3-171 | Ниппель | 0,105 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Клапан обратный КОБ-240РС | 0,375 | 240 | 55 | 3-171 | Ниппель | 0,043 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 7 | КЛС-393,7 СТ | 1,1 | 393,7 | - | 3-171 | Ниппель | 0,390 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 8 | Переводник М147хН171 | 0,521 | 201 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,0628 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 9 | УБТН-203 | 6 | 203 | 71 | 3-147 | Ниппель | 1,338 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |

Продолжение таблицы В.2

| | | | | | | | |
|----|----------------------|-------|-----|-----|-------|---------|--------|
| 10 | Переводник М152хН147 | 0,517 | 197 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,053 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 11 | Телесистема ГКС-203 | 5,4 | 203 | - | 3-152 | Ниппель | 0,750 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 12 | Переводник М147/Н171 | 0,521 | 185 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,0628 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 13 | УБТН-203 | 6 | 203 | 71 | 3-147 | Ниппель | 1,338 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 14 | Переводник М161хН147 | 0,517 | 185 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,053 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 15 | УБТС2-203 | 24 | 203 | 80 | 3-161 | Ниппель | 5,136 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 16 | Переводник М147хН161 | 0,517 | 185 | 101 | 3-161 | Ниппель | 0,06 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 17 | УБТС2-178 | 24 | 178 | 80 | 3-147 | Ниппель | 3,744 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 18 | Переводник М133хН147 | 0,52 | 178 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,0451 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Продолжение таблицы В.2

| | | | | | | | |
|----|------------------------------------|----------|-----|-----|-------|---------|--------|
| 19 | Ясс Гидрав- лический JS- 172 | 5,6 | 172 | - | 3-133 | Ниппель | 0,682 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 20 | СБТ ТБПК 127х9,19 Е | До устья | 127 | 101 | 3-133 | Ниппель | 32,811 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 21 | КШЗ 133х35 | 0,475 | 155 | 62 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| | Переводник М147хН133 | 0,524 | 178 | 101 | 3-133 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 22 | ВБТ 133-К | 16,46 | - | 70 | 3-147 | Ниппель | 1,649 |

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под потайную колонну (1150-1600 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж . диа- метр, мм | Внут. диа- метр, мм | Резьба (низ) | Тип соеди- нения (низ) | Сум. вес, т |
|----|------------------------------------|-------------|--------------------------------|------------------------------|------------------|-------------------------------|----------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соеди- нения (верх) | |
| 1 | 295,3 Глубур МСЗ-ЦГАУ | 0,3 | 295,3 | - | 3-152 | Ниппель | 0,07 |
| 2 | Калибратор 5КС-295,3 СТ | 0,492 | 295,3 | - | 3-152 | Муфта | 0,08 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 3 | Переводник М147хН152 | 0,517 | 197 | 789 | 3-152 | Ниппель | 0,074 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 4 | Переводник М171хН147 | 0,538 | 172 | 80 | 3-147 | Ниппель | 0,061 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | ДРУ-240РС | 9,754 | 240 | - | 3-171 | Муфта | 2,362 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Переводник М147хН171 | 0,521 | 185 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,0628 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 7 | Переливной клапан ПК-172РС | 0,567 | 172 | 66 | 3-147 | Ниппель | 0,062 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 8 | Клапан обрат- ный КОБ- 172РС | 0,927 | 172 | 55 | 3-147 | Ниппель | 0,098 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 9 | УБТН-203 | 6 | 203 | 80 | 3-147 | Ниппель | 1,338 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 10 | Переводник М152хН147 | 0,517 | 197 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,053 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 11 | Телесистема ГКС-203 | 5,4 | 203 | - | 3-152 | Ниппель | 0,750 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 12 | Переводник М147хН171 | 0,521 | 185 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,0628 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 13 | УБТН-203 | 6 | 203 | 80 | 3-147 | Ниппель | 1,338 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |

Продолжение таблицы В.3

| | | | | | | | |
|----|--------------------------------|-------------|-----|-----|-------|---------|--------|
| 14 | Переводник М161хН147 | 0,517 | 185 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,053 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 15 | УБТС2-203 | 24 | 203 | 80 | 3-161 | Ниппель | 5,136 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 16 | Переводник М147хН161 | 0,517 | 185 | 101 | 3-161 | Ниппель | 0,06 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 17 | УБТС2-178 | 24 | 178 | 80 | 3-147 | Ниппель | 3,744 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 18 | Переводник М133хН147 | 0,52 | 178 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,046 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 19 | Ясс гидравличе- ский JS-172 | 5,6 | 172 | - | 3-133 | Ниппель | 0,682 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 20 | СБТ ТБПК- 127х9,9 Е | До устья | 127 | 101 | 3-133 | Ниппель | 47,199 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 21 | КШЗ-133х35 | 0,475 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 22 | Переводник М147хН133 | 0,524 | 178 | 101 | 3-133 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 23 | ВБТ 133-К | 16,46 | - | 70 | 3-147 | Ниппель | 1,649 |

Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1600 – 3500 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип со- единения (низ) | Сум. вес, т |
|---|---------------------------------|-------------|--------------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------|----------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип со- единения (верх) | |
| 1 | БТ7716МА-013 | 0,27 | 215,9 | - | 3-117 | Ниппель | 0,035 |
| 2 | Калибратор 5КС- 215,9 СТ | 0,432 | 295,3 | - | 3-117 | Муфта | 0,09 |
| | | | | | 3-117 | Муфта | |
| 3 | ДРУ1-172РС | 8,55 | 172 | - | 3-117 | Ниппель | 1,193 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 4 | Переливной кла- пан ПК-172РС | 0,834 | 172 | 40 | 3-133 | Ниппель | 0,103 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 5 | Обратный кла- пан КОБ-172РС | 0,894 | 172 | - | 3-133 | Муфта | 0,110 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 6 | Переводник М147хН133 | 0,524 | 178 | 101 | 3-133 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 7 | УБТС2-178 | 24 | 178 | 80 | 3-147 | Ниппель | 3,744 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 8 | Переводник М122хН147 | 0,524 | 178 | 95 | 3-147 | Ниппель | 0,095 |
| | | | | | 3-122 | Муфта | |
| 9 | УБТС-165 | 24 | 165 | 71 | 3-122 | Ниппель | 3,528 |
| | | | | | 3-122 | Муфта | |

Продолжение таблицы В.4

| | | | | | | | |
|----|--------------------------------|-------------|-----|-----|-------|---------|---------|
| 10 | Переводник М133хН122 | 0,484 | 155 | 82 | 3-122 | Ниппель | 0,082 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | Ясс гидравличе- ский JS-172 | 5,6 | 172 | - | 3-133 | Ниппель | 0,682 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 12 | СБТ ТБПК- 127х13 Е | До устья | 127 | 89 | 3-133 | Ниппель | 108,361 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 13 | КШЗ-133х35 | 0,475 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 14 | Переводник М147хН133 | 0,524 | 178 | 101 | 3-133 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 15 | ВБТ 133-К | 16,46 | - | 70 | 3-147 | Ниппель | 1,649 |

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (3500-3890 м)

| № | Типоразмер, шифр | Дли- на, м | Наруж. диа- метр, мм | Внут. диа- метр, мм | Резьба (низ) | Тип соеди- нения (низ) | Сум. вес, т |
|---------------------------------|---|---------------|-------------------------------|------------------------------|------------------|-------------------------------|----------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соеди- нения (верх) | |
| Отбор керна (3500-3890м) | | | | | | | |
| 1 | TD-215,9/100 SKD 613-X1.3. 2 | 0,24 | 25,9 | 100 | 3-171 | Муфта | 0,02 |
| 2 | Переводник М161хН171 | 0,538 | 229 | 127 | 3-171 | Ниппель | 0,0813 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 2 | Керноотборный снаряд КИ 5.1 195/100 | 7,8 | 195 | 100 | 3-161 | Ниппель | 0,7 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 3 | Переводник М147хН161 | 0,5 | 171,5 | 80 | 3-161 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 4 | УБТС2-178 | 24 | 178 | 80 | 3-147 | Ниппель | 3,744 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 5 | Переводник М133хН147 | 0,52 | 178 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,0461 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 6 | Ясс гидравлический JS-172 | 5,6 | 172 | - | 3-133 | Ниппель | 0,682 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 7 | СБТ ТБПК 127х13 Л | До устья | 127 | 89 | 3-133 | Ниппель | 121,644 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 8 | КШЗ-133х35 | 0,47 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 9 | Переводник М147хН133 | 0,524 | 178 | 101 | 3-133 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 10 | ВБТ 133-К | 16,46 | - | 70 | 3-147 | Ниппель | 1,649 |

Приложение Г

(Обязательное)

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3890 м

| Направление интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
|--|------|---------------------|----------------------------------|---|-----------|--|
| От | до | | | | | |
| 0 | 60 | 60 | 490 | - | 1,3 | 14,7 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | $V_{\text{фил}} = 0,12$ |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | $V_{\text{пот}} = 11,3$ |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | $V_{\text{спо}} = 0,2$ |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | $V_2 = 59,7$ |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | $V_{\text{бр}} = 71,3$ |
| Кондуктор интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| От | до | | | | | |
| 60 | 1150 | 1090 | 393,7 | 407 | 1,175 | 163,7 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | $V_{\text{фил}} = 1,2$ |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | $V_{\text{пот}} = 114,9$ |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | $V_{\text{спо}} = 4,5$ |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | $V_2 = 208,7$ |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | $V_{\text{бр}} = 329,3$ |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | $V_3 = 491$ |
| Потайная колонна интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| От | до | | | | | |
| 1150 | 1600 | 450 | 295,3 | 305,3 | 1,15 | 119,4 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | $V_{\text{фил}} = 0,08$ |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | $V_{\text{пот}} = 29,7$ |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | $V_{\text{спо}} = 4,1$ |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | $V_2 = 243,8$ |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | $V_{\text{бр}} = 277,7$ |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | $V_3 = 264,3$ |
| Экспл. колонна интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| От | до | | | | | |
| 1600 | 3890 | 2290 | 215,9 | 227,9 | 1,07 | 155,4 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | $V_{\text{фил}} = 1,08$ |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | $V_{\text{пот}} = 67,6$ |

Продолжение таблицы Г.1

| | |
|--|-------------------------|
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | $V_{\text{СПО}} = 12,4$ |
| Объем раствора в конце бурения интервала | $V_2 = 315,9$ |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | $V_{\text{бр}} = 396,9$ |
| Объем раствора к приготовлению: | $V_3 = 466,3$ |

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

| Наименование материала | Назначение | Упаковка ед. изм. | Потребное количество реагентов | | | | | | | | | |
|------------------------|---|-------------------|--------------------------------|----|-----------|-----|-------------|----|------------------|--------|--------|------|
| | | | направление | | кондуктор | | колонна | | | | итого | |
| | | | кг | уп | кг | уп | техническая | | эксплуатационная | | кг | уп |
| Каустическая сода | регулирование кислотности среды | 25,0 | 71,3 | 3 | 491 | 20 | 264,3 | 11 | 233,1 | 10 | 1059,8 | 43 |
| Глинопорошок ПБМБ | Структурообразователь | 1000 | 5706,7 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5706,7 | 6 |
| Кальцинированная сода | Регулятор pH и жесткости | 25 | 85,6 | 4 | 491 | 20 | 264,3 | 11 | 466,3 | 19 | 1307,3 | 53 |
| Утяжелитель КБ5 | Утяжелитель | 1000 | 6702,5 | 7 | 134340 | 135 | 0 | 0 | 227201,7 | 228 | 368244 | 369 |
| ПАЦ-В | Регулятор фильтрации и реологических свойств | 25 | 0 | 0 | 590 | 24 | 317,2 | 13 | 4229,1 | 170 | 5135,5 | 206 |
| ПАЦ-Н | Регулятор фильтрации | 25 | 0 | 0 | 2455,2 | 99 | 1321,6 | 53 | 54 | 2 | 3776,8 | 152 |
| ПАА-В | Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации | 25 | 0 | 0 | 491 | 20 | 264,3 | 11 | 197 | 8 | 755,36 | 31 |
| ОП-10 | Снижение поверхностного натяжения | 25 | 0 | 0 | 491 | 20 | 264,3 | 11 | 1076 | 1 | 755,36 | 31 |
| ФЛСФ | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы | 20 | 85,6 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 85,6 | 5 |
| Полиэколь | Ингибитор глин | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27977,6 | 140 | 27978 | 140 |
| Септор БДУ-500 | Защита от микробиологической деструкции | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 466,3 | 3 | 466,29 | 3 |
| Полифосфом | Предотвращение пенообразования | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 233,1 | 5 | 233,15 | 5 |
| КВС | Регулирование плотности, коагулянт | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37303,511 | 1492,1 | 37304 | 1493 |

Продолжение таблицы Г.2

| | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|---|----|---|---|--------|-----|--------|-----|------|----|--------|-----|
| Микан-40 | Снижение коэффициента трения | 25 | 0 | 0 | 4910,5 | 197 | 2643,2 | 106 | 0 | 0 | 7553,6 | 303 |
| Полимер-биоксан | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 20 | 0 | 0 | 277 | 11 | 185 | 10 | 1632 | 82 | 841 | 34 |

Приложение Д

(Обязательное)

Таблица Д.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с на см ² к.п. | Схема промывки | Гидромониторные насадки | | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ² |
|------------------------------|----------|------------------------------|---|--|-----------------|-------------------------|---------|-------------------------|--|
| от (верх) | до (низ) | | | | | кол-во | диаметр | | |
| Под направление | | | | | | | | | |
| 0 | 60 | БУРЕНИЕ | 0,2 | 0,024 | ЦЕНТРАЛЬНАЯ | 1 | 17,5 | 191,6 | 5,43 |
| Под кондуктор | | | | | | | | | |
| 60 | 1150 | БУРЕНИЕ | 0,56 | 0,059 | КОМБИНИРОВАННАЯ | 5 | 17,5 | 59,9 | 1,44 |
| Под потайную колонну | | | | | | | | | |
| 1150 | 1600 | БУРЕНИЕ | 0,94 | 0,082 | КОМБИНИРОВАННАЯ | 5 | 12 | 99,1 | 4,53 |
| Под эксплуатационную колонну | | | | | | | | | |
| 1600 | 3500 | БУРЕНИЕ | 1,22 | 0,086 | КОМБИНИРОВАННАЯ | 7 | 7 | 116,6 | 8,51 |
| Для отбора керна | | | | | | | | | |
| 3500 | 3890 | ОТБОР КЕРНА | 0,78 | 0,055 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 8 | 7 | 65,5 | 1,73 |

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Тип | Количество | Режим работы бурового насоса | | | | | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с | |
|-----------------------|------|------------------------------|-----------|------------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|----------------------------|---|-------------------------|
| | | | | | КП Д | диаметр цилиндрических втулок, мм | допустимое давление, кгс/см ² | коэффициент наполнения | число двойных ходов в мин. | | производительность, л/с |
| 0 | 60 | БУРЕНИЕ | УНБТ-1180 | 2 | 95 | 150 | 334,4 | 1 | 90 | 23,04 | 46,08 |
| 60 | 1150 | БУРЕНИЕ | УНБТ-1180 | 2 | 95 | 160 | 290,7 | 1 | 125 | 36 | 72 |
| 1150 | 1600 | БУРЕНИЕ | УНБТ-1180 | 2 | 95 | 140 | 387,6 | 1 | 125 | 28 | 56 |
| 1600 | 3500 | БУРЕНИЕ | УНБТ-1180 | 2 | 95 | 140 | 387,6 | 1 | 70 | 15,68 | 31,36 |
| 3500 | 3890 | ОТБОР КЕРНА | УНБТ-1180 | 1 | 95 | 140 | 387,6 | 1 | 90 | 20,16 | 20,16 |

Таблица Д.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ² | Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в | | | | |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| | | | | элементах КНБК | | бурильной колонне | кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
| от (верх) | до (низ) | | | насадках долота | забойном двигателе | | | |
| 0 | 60 | БУРЕНИЕ | 268,8 | 253,5 | 0 | 5,2 | 0,1 | 10 |
| 60 | 1150 | БУРЕНИЕ | 265,8 | 27,7 | 66,8 | 152,7 | 8,5 | 10 |
| 1150 | 1600 | БУРЕНИЕ | 220,2 | 63,2 | 43,2 | 98,8 | 5 | 10 |
| 1600 | 3500 | БУРЕНИЕ | 318,6 | 113,3 | 74 | 102 | 19,2 | 10 |
| 3500 | 3890 | ОТБОР КЕРНА | 107 | 35,7 | 0 | 45,4 | 20,1 | 10 |

Приложение Е

(Обязательное)

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ

Введение

Все большее распространение горизонтальных и наклонно-направленных профилей нефтегазовых скважин при разработке месторождений по всей России и миру вынуждает к освоению новых технологий, которые способны выполнить поставленные перед буровыми компаниями задачи максимально эффективно, быстро и дешево.

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин имеет ряд преимуществ перед традиционным вертикальным профилем, например, несравнимо больший дебит.

Это связано, в первую очередь, с площадью контакта с продуктивным горизонтом, ведь в случае горизонтальных скважин приток флюида осуществляется по всей длине обсадной колонны, которая может протягиваться сотнями метров по продуктивному пласту, тогда как в случае вертикальной скважины, флюид поступает только из зоны, размеры которой равны мощности пласта (что редко превышает несколько десятков метров).

Среди других преимуществ нужно выделить уменьшение общего числа скважин на кусте, вовлечение новых пластов высоковязкой нефти в разработку и повышение КИН за счет возможности бурить рядом с водоносными пластами и извлекать «всю» нефть.

Также у данной технологии есть и минусы, среди которых большая стоимость (примерно на 10-15%) строительства по сравнению с вертикальными скважинами. Однако ввиду кратного превышения дебита и рентабельности скважин, недостатки данной технологии явно проигрывают перед преимуществами.

В данном разделе мы рассмотрим некоторые модели роторных управляемых систем от зарекомендовавших себя на рынке компаний и проведем анализ преимуществ и недостатков каждой из них.

Определение и принцип работы

Роторная управляемая система – это современное высокотехнологичное оборудование, позволяющие строить скважины с наклонно-направленным или горизонтальным профилями быстрее, эффективнее и качественнее по сравнению с другими способами.

Принцип действия этой системы заключается в использовании отклонителей над долотом, позволяющих искривлять скважину в том или ином направлении в пространстве. Роторная управляемая система состоит из гибкого соединения, стабилизатора, контрольного блока и отклоняющего блока. В состав отклоняющего блока входит долото. При использовании роторной управляемой системы отклоняющее усилие на долото создается прямо в процессе вращения бурильной колонны, а управление отклоняющим блоком происходит с поверхности. Существует два вида отклоняющих систем над долотом, имеющие свои плюсы и минусы. В зависимости от слагающих пласт пород, условий мерзлости пород, их крепости, твердости и абразивности, выбирается один из методов искривления долота в стволе скважины.

Первый способ называется «push the bit». Из названия очевидно, что он основан на приложении к долоту боковой силы. В системе с отклонением долота «push the bit» ориентация роторной управляемой системы в желаемом направлении производится путем нажатия специальными выдвижными лопатками роторной управляемой системы на стенку скважины.



Рис. 1. Общая схема роторно-управляемой системы РУС-ГМ

Рисунок Е.1 – Схема и принцип действия системы «push the bit»

Второй способ основан на изменении направления вращения долота и называется «Point the bit».

В системе с направлением долота «point the bit» используется внутренний изгиб для отклонения оси снаряда от текущей оси скважины и смены направления бурения. В такой системе точка изгиба находится в утяжеленной бурильной трубе системы сразу над долотом. Системы с направлением долота меняют траекторию скважины путем изменения угла торца бурильного инструмента относительно забоя скважины. Траектория изменяется в направлении изгиба. Ориентация изгиба осуществляется при помощи серводвигателя.

Давление на гибкий вал осуществляется с помощью маслonaполненного поршневого механизма, приводимого в действие с помощью встроенного насоса. Масло толкает поршни в определенном направлении, а те, в свою очередь, производят давление на гибкий вал, что приводит к изменению направления долота.

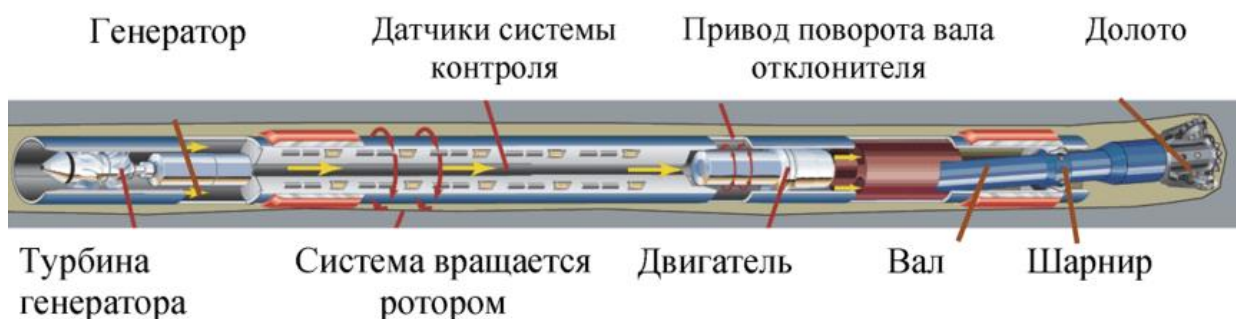


Рисунок Е.2 – Схема и принцип действия системы «point the bit»

РУС «REVOLUTION», Weatherford

Первым из рассмотренных в данном разделе роторных управляемых систем является «Revolution» от компании «Weatherford».

Данная система работает по принципу «Point the bit» и может иметь в сборе дополнительные телеметрические системы и разного рода гидравлические двигатели.

Система имеет три принципиальных компонента, которые представлены на рисунке 7.



Рисунок Е.3 – Схема роторной управляемой системы «Revolution»

- Гидравлическая система эксцентрично направляет вал с помощью поршней
- Вал отклоняется в сторону обратную направлению, требуемому для искривления ствола скважины
- Наддолотный калибратор служит точкой опоры
- Антиротационные пальцы предотвращают вращение центриатора. Даже если центриатор повернется, система перенаправляет гидравлику для поддержания выбранной ориентации

Спецификация РУС «REVOLUTION»

Технические характеристики роторной управляемой системы «Revolution» представлены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Технические характеристики РУС «REVOLUTION»

| Наименование | «Revolution» |
|---|---------------|
| Номинальный внешний диаметр, мм | 121 |
| Максимальный внешний диаметр, мм | 155 |
| Длина, м | 0,9 |
| Вес, кг | 91 |
| Верхнее соединение (резьба), API | 3 1/2 ниппель |
| Нижнее соединение (резьба), API | 3 1/2 муфта |
| Крутящий момент докрепления, Н*м | 13423 - 14778 |
| Максимальный крутящий момент, Н*м | 13558 |
| Максимальное натяжение, кг (критическое/ повторное использование) | 113398/45359 |
| Максимальная интенсивность набора кривизны, °/100 футов | 10 |
| Минимальный угол смещения забоя от вертикали, ° | 0 |
| Максимальная рабочая температура, ° C | 150 |
| Максимальная критическая температура ° C | 165 |
| Максимальное рабочее давление, МПа | 138 |
| Максимальный расход жидкости, л/мин | 1320 |
| Максимальное содержание песка, % | 1 |
| Расстояние от долота до датчика инклинометрии, м | 3,4 |

Из вышеперечисленных параметров можем сделать вывод:
 Данная РУС обладает множеством положительных характеристик, такими как:

- Стойкость к высоким температурам и давлениям
- Высокая пространственная интенсивность набора угла

- Небольшая и компактная, способная к любой транспортировке (базовый блок системы – всего 0,9 м длиной)
- Быстрый монтаж/настройка
- Автономность – отдельные элементы не зависят друг от друга
- Компоненты заменяемы в условиях буровой
- Отсутствие наружных подвижных или выдвигаемых элементов
- Нет герметичных механизмов, подверженных размыву
- Нет элементов, подверженных заклинке шламом или другим инородным телом
- Закрытая и сбалансированная гидравлическая система с высококачественным синтетическим маслом авиационного качества содержит систему гидравлической «самоочистки» для увеличения срока службы
- Подвижные компоненты внутри и не подвержены воздействию бурового раствора
- Не используется промывочная жидкость для активации гидравлики, долговечность фильтров
- Питание за счет батарей, отсутствие турбинки, контактирующей с раствором
- Отсутствие набора внутренних коннекторов или специального коммуникационного кабеля
- Свободное внутреннее проходное пространство
- Низкие потери давления через РУС - обычно < 0,7 Мпа
- Минимизация риска эрозии, вызванного раствором
- «Point-the bit» система обеспечивает долговечность долота. Режущий эффект долота поддерживается по всей его поверхности, исключая неэффективные боковые режущие силы

3.2.2 Требования при эксплуатации

Как и при работе с любым дорогостоящим сложным оборудованием, необходимо выполнять ряд правил и рекомендаций.

При работе с РУС «Revolution» необходимо:

Требования к СПО:

- Не допускать посадок/затяжек более 5 тонн при хождении бурильной колонны, как с вращением, так и без него.
- Скорость спуска/подъема ограничить до 700 м/час, при наличии затяжек и посадок, скорость проработки ограничить до 100 м/час.
- При наращиваниях и СПО отслеживать вес на страгивание инструмента.
- При увеличении разницы с весом «на вира» предпринять действия для снижения вероятности дифференциального прихвата (увеличение времени промывки, прокачка кольматирующих и смазывающих пачек и др.)

Требования к буровому раствору:

- Содержание песка в буровом растворе не должно превышать 1%, содержание твердой фазы не более 6%;
- При поглощении бурового раствора, ликвидацию поглощения производить согласно утвержденной программы по буровым растворам, при этом инструмент не оставлять без вращения во избежание дифференциального прихвата. При использовании кольматантов размер частиц не должен превышать 3мм. Концентрация кольматанта не более 114 кг/м³;

Требования в процессе бурения:

- При бурении с вращением необходимо контролировать момент на роторе;
- При появлении эффекта “stick&slip”, подклинивание долота, поэтапно увеличить скорость вращения бурильной колонны до 180 об/мин;

Прихват/заклинка КНБК:

- Максимально уменьшить время нахождения инструмента на забое без движения. При остановках бурения по любой причине более 1 часа поднимать КНБК в безопасную зону;
- При бурении заведомо неустойчивых и проницаемых интервалов промывку перед наращиванием производить не менее 20 минут для образования корки на стенках скважины;
- Обеспечить наличие на скважине достаточного объема резервной нефти для оперативной установки противоприхватной ванны;
- Иметь запас бурового раствора в объеме равном объему скважины;

Таким образом, роторная управляемая система от компании Weatherford является практически универсальным решением, при бурении в ННБ при условии соблюдения заданных рекомендаций. Данная система подходит для бурения скважин в интервалах с повышенной опасностью обвалов стенок скважин, прихватов, кавернообразований, т.к. позволяет создать ровный и гладкий ствол. Следует осторожно использовать ее в условиях с повышенным содержанием механических примесей и песка, а также при бурении пород высокой твердости.

РУС «POWERDRIVE X6», Schlumberger

К роторным управляемым системам, с механизмом «push the bit» относится система от компании Schlumberger «Powerdrive X6».

«PowerDrive X6» является частью семейства полностью вращающихся управляемых систем «PowerDrive RSS», которые сводят к минимуму риск прихвата. Все семейство имеет полный комплект датчиков направления и наклона рядом с долотом для точного размещения скважины и независимо генерирует мощность для трехмерного управления и контроля[34].

Она оснащена полностью вращающейся системой управления.

Это обеспечивает трехмерные профили скважин и позволяет бурить наклонные скважины эффективней по сравнению с двигателями объемного типа. Измерения вблизи долота в режиме реального времени обеспечивают точное и продуктивное бурение скважин.



Рисунок Е.4 – Роторная управляемая система «Powerdrive X6»

«Powerdrive X6» предназначена для полного контроля направления при вращении буровой колонны. Благодаря эффективным нисходящим системам нисходящей линии и автоматическому удержанию угла наклона обеспечивается плавный тангенциальный участок и повышается точность определения истинной глубины по вертикали при прохождении горизонтальных участков, что имеет решающее значение для повышения извлечения полезных запасов. Трехосные датчики обеспечивают быстрое и точное управление, как в автоматическом, так и в ручном режиме работы. Дополнительный азимутальный датчик гамма-каротажа позволяет быстро реагировать на изменения в пласте. Наличие в РУС «PowerDrive X6» встроенного гибкого шарнирного соединения позволяет системе использовать принцип «point the bit» для удовлетворения жестких требований к траектории. В результате получается полностью вращающаяся гибридная система, которая изгибает КНБК с более сильным изгибом.

Таблица Е.2 – Характеристики роторной управляемой системы «Powerdrive X6»

| Характеристики | PowerDrive X6 475 RSS | PowerDrive X6 675 RSS | PowerDrive X6 825 RSS | PowerDrive X6 900 RSS |
|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Номинальный внешний диаметр, мм | 120,7 | 171,5 | 209,6 | 228,6 |
| Общая длина, м | 4,16 | 4,10 | 4,21 | 4,21 |

| | | | | |
|--|-------------|----------------------|-------------|----------------------|
| Интенсивность искривления, °/30м | 10 | 8 | 6 | 5 |
| Проходное отверстие, мм | 139,7-171,5 | 200,0-250,8 | 269,9-295,3 | 304,8-469,9 |
| Частота вращения, об/ мин | 0-220 | 0-220 | 0-220 | 0-220 |
| Максимальная нагрузка на долото, кН | 0,138 | 0,801 | 1,201 | 1,646 |
| Максимальный момент на долоте, КН*м | 12,2 | 25,1 | 61,0 | 61,0 |
| Максимальная перегрузка, кН | 1,513 | 4,893 | 4,893 | 8,007 |
| Искривление слайдированием, ° | 30 | 16 | 12 | 10 |
| Соединительная резьба | 31/2 Reg | 41/2 Reg 65/8 Reg | 65/8 Reg | 65/8 Reg 75/8 Reg |
| Расход, л/ мин | 643-1173 | 794-3671 | 1059-7571 | 1059-7571 |
| Максимальная плотность раствора, кг/л | 2,88 | 2,88 | 2,88 | 2,88 |
| Максимальное содержание песка, % | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Добавка для борьбы с поглощением, кг/л | 0,13 | 0,19 | 0,19 | 0,19 |
| Уровень кислотности, РН | 9,5-12 | 9,5-12 | 9,5-12 | 9,5-12 |
| Максимальная температура, °С | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Максимальное давление, Мпа | 137,9 | 137,9 | 137,9 | 137,9 |
| Смещение наклона к основанию, м | 2,06 | 2,17 | 2,32 | 2,35 |

Продолжение таблицы Е.2

| | | | | |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Смещение по азимуту, м | 2,7 | 2,84 | 2,98 | 3,02 |
| Азимутальный гамма-каротаж | 4 датчика | 4 датчика | 4 датчика | 4 датчика |
| Смещение гамма-каротажа от низа инструмента, м | 1,79 | 1,93 | 2,07 | 2,10 |
| Диапазон вибрации осевой, Гц | 0-35 | 0-35 | 0-35 | 0-35 |
| Диапазон вибрации радиальный, Гц | 0-75 | 0-75 | 0-75 | 0-75 |
| Ударная дальность, Гц | 625 | 625 | 625 | 625 |
| Ударная и вибрационная ось | трехосный | трехосный | трехосный | трехосный |
| Автоматизированный цикл | наклон | наклон | наклон | наклон |
| Метод нисходящего канала | Поток | Поток | Поток | Поток |

РУС «GEO-PILOT» , Halliburton

Роторная управляемая система «Geo-Pilot» работает по принципу «point the bit», как и описанная выше РУС от компании Weatherford.

Она имеет ряд отличительных особенностей, таких как:

- Простой механизм с меньшим количеством деталей для большей надежности
- Большая пространственная интенсивность в сложных геологических условиях
- Непрерывное вращение буровой колонны
- Снижение рисков дифференциального прихвата

- Меньшее циркуляционное рабочее давление по сравнению с использованием ВЗД
- Лучшее состояние ствола скважины, более эффективная очистка
- Возможность использования с долотом с удлиненной калибрующей частью

Данная система обеспечивает надежный контроль профиля скважины и глубины по вертикали за счет датчика АВІ, который располагается в 1 м от долота. Также обеспечивается максимальный контакт с коллекторами при помощи датчика АВG гамма-каротажа, также удаленного от долота на 1м. Немаловажным преимуществом данной системы по сравнению с использованием ВЗД является управление проводкой профиля через «круиз контроль» и диапазон регулировки отклонения вала «Geopilot» (до 12 000 установок) для более точного размещения профиля.



Рисунок Е.5 – Роторная управляемая система «Geo-Pilot»

Семейство «Geopilot» включает в себя десятки моделей, предназначенных для бурения скважин диаметром от 149,2 до 464 мм.

Ниже приведены характеристики систем для бурения скважин диаметром 213-270 мм.

| Спецификации системы Geo-Pilot | | |
|--|--|---|
| | Серия 7600 | Серия 9600 |
| Номинальный наружный диаметр инструмента | 6-3/4 дюйма (171 мм) | 9-5/8 дюйма (244 мм) |
| Диаметр скважины | 8-3/8, 8-1/2, 8-3/4, 9-7/8, 10-5/8 дюймов (213,216,222,251,270 мм) | 12-1/4, 14-3/4, 16, 17, 17-1/2, 18-1/4 дюймов (311,375,406,432,445,464 мм) |
| Максимальный наружный диаметр корпуса | 7-5/8 дюйма (194 мм) | 10 дюймов (254 мм) |
| Длина | 29.2 фут (8.9 м) с гибким передатчиком | 22 фут (6.7 м) 31 фут (9.5 м) с гибким передатчиком |
| Номинальный вес инструмента с гибким передатчиком | 3,300 фунт (1,500 кг) | 4,950 фунт (2,200 кг) |
| Соединения и рекомендуемый крутящий момент соединения | Верх: 4-1/2-дюймовый гладкопроходная муфта IF 32,000 фут-фунт Низ: 4-1/2-дюймовый гладкопроходной ниппель IF 25,000 фут-фунт ¹ | 6-5/8-дюймовый муфта REG 50,000 фут-фунт 6-5/8-дюймовый ниппель REG 59,000 фут-фунт ² |
| Минимальный угол отклонения скважины | 0° | 0° |
| Рабочие характеристики конструкции (увеличение угла отклонения от вертикали/сужение) | 5°/100 фут | 6°/100 фут |
| Максимальная интенсивность отклонения ствола скважины во время проработки | 10°/100 фут | 8°/100 фут |
| Максимальный крутящий момент на валу | 20,000 фут-фунт | 30,000 фут-фунт |
| Интеграл скорости вращения | 60 - 250 | 60 - 250 |
| Максимальный массовый расход | 10,000 фунт масс./мин | 20,000 фунт масс./мин |
| Максимальная нагрузка на долото | 55,000 фунт | 100,000 фунт |
| Вибрация | Согласно предельным значениям вибрации, установленным LWD Sperry (предоставляется по требованию) | |
| Тип бурового раствора | Совместим с большинством буровых растворов; Успешно используется с бур. растворами на водной основе, углеводородной основе, на синтетической основе и силикатными буровыми растворами | |
| Максимальное содержание песка | 2% | |
| Номинальный перепад давления на инструменте (расчетный) с использованием воды | 1132 psi @ 500 гал/мин | 92 psi @ 1,000 гал/мин |
| Максимально допустимое количество пластоаккумулирующего материала (L.C.M) ³ | Не ограничивается | |
| Максимальная температура эксплуатации/истранной работы | 284°F (140°C) | |
| Максимальное давление | Стандартное-18,000 psi (1,241 бар) Опционно-22,000 psi (1,517 бар) | 20,000 psi (1,379 бар) |
| Максимальная заткавка бурового инструмента при работе | 75,000 фунт (33,362 daN) | 120,000 фунт (53,379 daN) |
| Предельная заткавка бурового инструмента в нерабочем состоянии (без непрерывной эксплуатации – замена инструмента Geo-Pilot) | 375,000 фунт (166,808 daN) | 580,000 фунт (222,411 daN) |
| Нисходящая линия связи Geo-Span | Импульсный генератор, находящийся на поверхности, обеспечивает быструю связь и подтверждение через контрольный экран INSITE, независимую резервную систему управления с помощью насосов, а также сигналы включить-выключить вращения; рассчитанный на номинальное рабочее давление 10000 psi; на работу в среде H2S; пригоден для работы в зонах 1, HA, T3 | |
| Восходящая линия связи | Система для измерений в процессе бурения (LWD) Stellar | |
| Программное обеспечение на поверхности | Система управления информацией на буровой INSITE | |
| Точность инклинометра и диапазон измерений | ± 0.1° @ 2s, 0-160° | |
| Для инклинометрии, гамма-каротаж, резистивиметрии (для типичной конфигурации приборов MWD) | | |
| Точка измерения при инклинометрии | 25.0 фут (7.6 м) | 26.5 фут (8.1 м) |
| Точка измерения при гамма-каротаже | 45.2 фут (13.8 м) | 47.0 фут (14.3 м) |
| Точка измерения вибродатчиком | 45.2 фут (13.8 м) | 47.0 фут (14.3 м) |
| Точка измерения при резистивиметрии | 38.3 фут (11.7 м) | 40.1 фут (12.2 м) |
| Точка измерения наддолотным инклинометром | 3.2 фут (1.0 м) | 3.6 фут (1.1 м) |
| Точка измерения наддолотным датчиком ГК | 3.2 фут (1.0 м) | 3.6 фут (1.1 м) |
| Источник питания | Литиевые батареи | |
| Максимальная продолжительность рейса | 200 часов непрерывной ориентации, не потребляет энергии, когда отклонение равно нулю | |
| Схема прибора | | |
| A | 2.2 фут (0.7м) | 2.2 фут (0.7м) |
| B | 9.2 фут (2.8 м) | 9.2фут (2.8м) |
| C | 6.3 фут (1.9м) | 7.2 фут (2.2м) |
| D | 20.0 фут (6.1 м) | 22.0 фут (6.7 м) |
| E | 13.7 фут (4.2 м) | 14.8 фут (4.5 м) |

Рисунок Е.6 – Спецификация РУС «GEO-PILOT»

Geo-pilot XL 7600 – высокая скорость и надежность.

Geo-pilot SOLAR XL 7600 – работа в неблагоприятных условиях температуры (до 175 °C) и давления (до 207 Мпа).

Geo-Pilot XL 7600 with Stabilized Lower Housing – для бурения в мягких породах с низкими значениями пространственной интенсивности искривления.

Geo-Pilot EDL 7600 – конфигурация для скважин с большими значениями пространственной интенсивности искривления или для мягких пород при невозможности набрать параметры кривизны другим типом системы.

Geo-Pilot GXT 7600 – высокий момент в комбинации с профилированной силовой секцией Geoforce для увеличения скорости проходки.

Таким образом, РУС «Geo-Pilot 7600» позволяет бурить скважины диаметром 213-270 мм, имеет диапазон вращения 60-250 об/мин; с максимальной разгрузкой в 25 тонн.

Модель XL 7600 развивает максимальную пространственную интенсивность в $1,7^\circ/10\text{м}$, а модель 7600 EDL – $3^\circ/10\text{м}$.

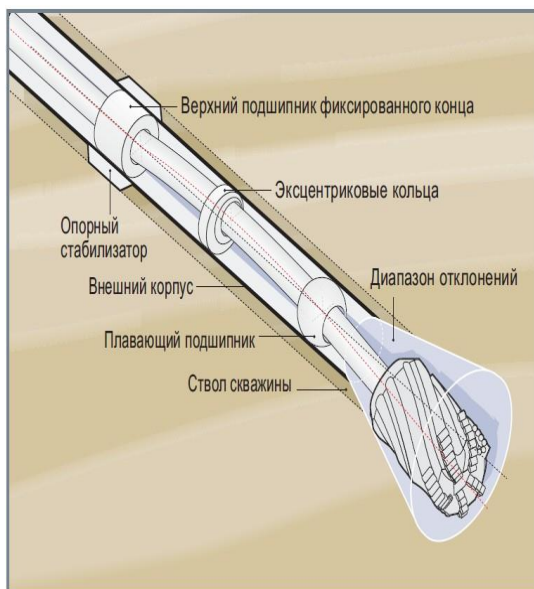
Максимальная продолжительность рейса с данными РУС составляет 200 часов, а наддолотный инклинометр, датчик вибрации и зонд азимутального гамма-каротажа находится на минимальном расстоянии от долота в 1 м.

Совместим с большинством буровых растворов. Не имеет ограничителей потока промывочной жидкости, тем самым не создает дополнительных гидравлических сопротивлений и потерь давления.

Управляется с поверхности через гидроканал.

Также имеется возможность использования с силовой секцией ВЗД в случае недостаточных оборотов на поверхности.

Принцип действия системы «Geo-Pilot» заключается в отклонении крутящего вала от оси внутри корпуса на участке между долотом и буровой колонной. Корпус включает компактный и прочный управляемый компьютером отклоняющий узел, состоящий из двух эксцентриковых колец (одно кольцо вложено в другое). Эта пара эксцентриковых колец перемещает приводной вал от центра бурового инструмента, приводя к гибкой деформации приводного вала, в результате чего долото отклоняется и происходит его ориентация. Существует свыше 11000 возможных комбинаций положений колец, соответствующих необходимому положению отклонителя и темпу набора параметров кривизны. Все корректировки изгиба вала и направления долота осуществляются без остановки вращения бурового инструмента и возможны во время бурения при нахождении долота на забое.



Eccentric Cam Concept



Рисунок Е.6 – Принцип работы РУС «Geo-Pilot»

Преимущества и возможности системы «Geo-Pilot»

- Высокая механическая скорость бурения
- Отсутствие интервалов слайдирования
- Более гладкие стенки скважины
- Хорошая очистка ствола скважины
- Давление в системе ниже чем с ВЗД
- Ниже вероятность ошибки при направленном бурении
- Бурение скважин с большим отходом от вертикали
- Бурение длинных горизонтальных участков (более 1000 метров)
- Нет необходимости проводить шаблонировку перед спуском обсадной колонны
- Уменьшение срока строительства скважины
- Снижение затрат на бурение за счет увеличения скорости
- Более точное бурение по пласту

- Увеличение нефтеотдачи месторождения

Подводя итог, можно заключить:

1. Использование РУС «Revolution» имеет ряд преимуществ, такие как: ровный ствол скважины, работа при высоких давлениях и температуре, питание от батареи, а как следствие не зависит от расхода бурового раствора, небольшие размеры и др.

Однако есть ряд ограничений по использованию данной системы:

- содержание песка в шламе не более 1%, твердой фазы не более 6%;
- размер используемого кольматанта не более 3 мм, концентрация не более 114 кг/м³
- не рекомендовано использовать в породах высокой твердости

2. Использование РУС «Geo-Pilot» обосновано следующими преимуществами:

- совместим с большинством буровых растворов (в отличие от «Revolution»),
- имеет простой механизм с меньшим количеством деталей, что обеспечивает надежность и возможность бурения в интервалах твердых пород (в отличие от РУС «Revolution»)
- так же как и РУС «Revolution» питается от литиевых батарей, а значит, работает стабильно независимо от расхода буровой жидкости
- не имеет ограничителей промывочной жидкости, а значит, не создает дополнительных гидравлических сопротивлений
- может работать при температурах свыше 150 °С и давлениях выше 138 Мпа, чем отличается от других двух моделей.

- согласно спецификации максимальное содержание песка – 2%, что больше, чем у ближайших конкурентов, а значит большая надежность при использовании в песчаниках

Однако из минусов стоит выделить несравнимо большой вес относительно других моделей (от 1500 до 2000 кг).

3. РУС от компании «Schlumberger» совмещает в своей конструкции особенности двух систем отклонения долота за счет наличия встроенного гибкого шарнирного соединения, которая позволяет использовать принцип «point the bit" и, в результате, получается гибридная система, которая изгибает КНБК с большим усилием. Данная модель имеет схожие характеристики с РУС «Revolution», такие как: максимальное рабочее давление, температура, интенсивность искривление и т.д. Однако есть различия:

- «PowerDrive X6» имеет большую длину (4,2 м)

- в отличие от «Revolution», имеет меньшие значения максимального расхода промывочной жидкости, максимальной перегрузки и крутящего момента, поэтому использование PowerDrive X6 рационально использовать в более мягких породах, и при невысоких моментах, либо же подобрать другую конфигурацию из линейки данных РУСов.

Вывод

Таким образом, учитывая все выше перечисленные особенности и преимущества роторных управляемых систем, можно с уверенностью сказать, что бурение с их помощью осуществляется эффективней и быстрее, нежели с помощью кривых двигателей. Конечно, такие системы по-прежнему очень дорогие, и их использование обосновано лишь в тех случаях, когда требуется проводка сложных траекторий, на месторождениях, где сетка скважин запроектирована таким образом, что между разными стволами расстояние может быть всего несколько метров, и бурение с помощью двигателей может быть чревато пересечением этих стволов. Либо же в тех случаях, когда по проекту на бурение требуется обеспечивать минимальный отход от вертикальной траектории скважины, что трудно осуществить с использованием забойных двигателей.

В остальных случаях, где скважины бурятся с допустимым отходом от вертикали, либо же с простым профилем, на участках которого не запроектировано интервалов набора угла с высокой интенсивностью, можно осуществлять бурения без использования роторных управляемых систем. Также стоит отметить, что бурения с применением РУС осуществляется не на всю глубину скважину, а лишь в некоторых интервалах, например участки набора азимутального и зенитного углов, секции под хвостовик, и т.п.

Это обусловлено тем, что во время работы, использование даже самых качественных и надежных роторных систем может быть затруднено ввиду технических неполадок, связанных с передачей сигнала или подачей энергии. Поэтому данные системы используют по большей части лишь в нижних интервалах скважины, где требуется точная и эффективная проводка скважины.