

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Старооскольский горизонт нефтяного месторождения

УДК 622.243.23:622.323(1-198.6-024.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Карякин Даниил Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	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
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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
		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 социальных групп
		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
		И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
		Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)
И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы		
И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний		

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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
		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
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		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 общеинженерные 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 управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому 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 решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и 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)-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. 2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному	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» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых 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
		19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	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
	сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин. 7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.		ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процесса строительства скважин и новых стволов
			ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промышленную теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин
			ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин

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 нефтегазопромыслового 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	1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин. 2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.	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» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)-7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	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 И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				<p>коллекторов и экранирующих толщ 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 И.ПК(У)-7.4 Выполняет 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» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» 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 Участует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования</p>

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

Инженерная школа природных ресурсов

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

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения

_____ Мельник И.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б8В	Карякину Даниилу Евгеньевичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Старооскольский горизонт нефтяного месторождения»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный 5. Данные по профилю: длина вертикального участка 250 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,75 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта T1=450 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 35 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: 3000 м 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: хвостовик 1 – 168 мм (до кровли АВПД), хвостовик 2 – 114 мм (до забоя) 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя: зацементированный хвостовик 1/фильтр хвостовик 2 11. Способ освоения скважины (выбрать): ГРП/свабирование/струйный насос
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

	2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчет расхода промывочной жидкости 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Обоснование способа цементирования 2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Карякин Даниил Евгеньевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021 /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)
	1.Общая и геологическая часть	5
	2.Технологическая часть	40
	3.Специальная часть	15
	4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5.Социальная ответственность	15
	6.Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.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	Карякину Даниилу Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	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»:

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Карякин Даниил Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Карякину Даниилу Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Старооскольский горизонт нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на скважину Область применения: бурение скважин на нефтяном месторождении (ЯНАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
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. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> • Статья 297; • Статья 298; • Статья 300; • Статья 301; – Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ – ГОСТ 12.2.033-78 “Рабочее место при выполнении работ стоя”.
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума на рабочем месте – Повышенный уровень вибрации – Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения – Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под

	действие которого попадает работающий – Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. Гидросфера: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. Литосфера: – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ.

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	Карякин Даниил Евгеньевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 120 страниц, 48 таблиц, 17 рисунков, 35 формул, 2 приложения, 21 литературный источник.

Ключевые слова: бурение, проектирование, долото, цементирование, крепление.

Объектом исследования является скважина на Старооскольский горизонт нефтяного месторождения.

Целью работы является найти технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Старооскольский горизонт нефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4191 метр.

В специальной части проекта рассмотрены различные варианты применения расширяемых систем.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ММП – многолетнемерзлые породы

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

Оглавление

Введение	23
1 Общая и геологическая часть	25
1.1 Геологические условия бурения	25
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	25
1.3 Зоны возможных осложнений	26
2 Технологическая часть	28
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	28
2.2 Обоснование конструкции скважины	30
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	30
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	30
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска ..	31
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	31
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	32
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	33
2.3 Углубление скважины	33
2.3.1 Выбор способа бурения	34
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	34
2.3.3 Выбор калибратора	35
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	35

2.3.5	Расчёт частоты вращения долота	35
2.3.6	Расчет расхода промывочной жидкости	36
2.3.7	Выбор и обоснование типа забойного двигателя	38
2.3.8	Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	39
2.3.9	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	40
2.3.9.1	Выбор промывочной жидкости под направление	40
2.3.9.2	Выбор промывочной жидкости под кондуктор	42
2.3.9.3	Выбор промывочной жидкости под эксплуатационную колонну	43
2.3.9.4	Выбор промывочной жидкости под цементируемый хвостовик	45
2.3.9.5	Выбор промывочной жидкости под хвостовик	46
2.3.10.	Выбор гидравлической системы промывки скважины	47
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	48
2.4.1	Расчет обсадных колонн	48
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений	49
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	51
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	52
2.4.1.4	Расчет колонны обсадных труб в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП)	53
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины	56
2.4.2.1	Обоснование способа цементирования	56

2.4.2.2	Расчёт объемов буферной жидкости	57
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов	58
2.4.3	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	61
2.4.3.1	Выбор жидкости глушения	61
2.4.3.2	Вызов притока	62
2.4.3.3	Выбор типа фонтанной арматуры	63
2.4.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	64
2.5	Выбор буровой установки	66
3	Специальная часть	67
3.1	Обзор расширяемых систем	67
3.1.1	Профильный перекрыватель	67
3.1.2	Скважинный расширяющийся фильтр	69
3.1.3	Технология расширяемых фильтров ESS компании “Weatherford”	70
3.2	Альтернативные способы применения расширяемых систем в строительстве скважины	71
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	74
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	74
4.1.2	Организационная структура предприятия	74

4.2	Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов	75
5	Социальная ответственность	77
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
5.1.1	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	78
5.2	Производственная безопасность	79
5.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	80
5.3.1	Повышенный уровень шума на рабочем месте	80
5.3.2	Повышенные уровни вибрации	82
5.3.3	Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении	85
5.3.4	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	86
5.3.5	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	87
5.3.6	Пожаровзрывоопасность.....	89
	Заключение	91
	Список используемой литературы	93
	Приложение А	96
	Приложение Б.....	119

Введение

Строительство скважины – это комплекс последовательных работ, содержащий в себе проектирование конструкции скважины, подготовительные работы, бурение, пластоиспытание и освоение.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины, на Старооскольский горизонт нефтяного месторождения, глубиной 4191 м.

Особенностью данной скважины является наличие двух пластов с АВПД. В разрезе имеются 5 водоносных и 3 нефтяных горизонта.

В Турнейском ярусе Каменноугольной системы, а также в Елецком, Задонском, Евлано-ливенском и Джьерском горизонтах возможно поглощение бурового раствора, в связи со вскрытием трещиноватых известняков.

В Четвертичной, Меловой, Юрской и Триасовой системах возможны интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, вызванные нарушением следующих параметров:

- технологии бурения;
- превышением скорости СПО;
- организационными простоями или несоблюдением параметров

бурового раствора.

В Джьерском и Старооскольском горизонтах возможны ГНВП вызванные снижением гидростатического давления в скважине. Также на протяжении всего разреза присутствуют прихватоопасные зоны

Для достижения поставленной цели ставятся следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по техническому заданию;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;

5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Разрез скважины представлен породами от мягких до крепких, поэтому необходимо проектировать соответствующий породоразрушающий инструмент для каждого интервала, позволяющий бурить в определённой категории прочности и абразивности пород.

Продуктивный пласт – сложен известняками, аргилитами, песчаниками и мергелями. Максимальная температура наблюдается на интервале продуктивного пласта 92,4°C.

Присутствует участок с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) в интервале продуктивного пласта. Интервалов несовместимых по условию бурения согласно градиентам, пластового и давления гидроразрыва пород не наблюдается.

Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород представлен в таблице А.1, приложения А.

Физикомеханические свойства горных пород по разрезу представлены в таблице А.2, приложения А.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице А.3, приложения А.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблице 1 и 2

Таблица 1 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут.
	от (верх)	до (низ)			

Продолжение таблицы 1

J ₁₋₂	700	860	поров.	1,004	н/д
P ₂ -T	860	1860	поров.	1,011	25,5
C-P ₁	1860	2470	поров.	1,07	241
D _{3dm} -C _{1t}	2470	3500	поров.	1,098	202
D ₂ -D _{3f1}	4140	4145	поров.	1,006	н/д

Таблица 2 – Нефтеность

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
С	3889	3892	нефть	770	0	21
А	3964	3970	нефть	770	0	30
пачка V	4074	4120	нефть	690	0	31

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 3 – зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q	0	200	Осыпи и обвалы, прихваты. Растепление ММП 0 – 250 м
K1	200	470	
J3	470	700	
J1-2	700	860	
T2+3 nm	860	1140	
T2an+hr+cb	1140	1610	
P2 u	1610	1860	Поглощение БР
P1k	1860	1970	
P1ar	1970	2020	
P1a+s	2020	2080	
C2+3	2080	2140	
C1s2 pr	2140	2180	
C1s1 tr+st	2180	2320	
C1v	2320	2420	
C1t	2420	2470	
D3 fm3+2	2470	2600	
D3 fm1 el	2600	2800	

Продолжение таблицы 3

D3 fm1 zd	2800	3060		
D3f3ev+lv	3060	3530		
D3f2+3 dm+vt+src	3530	3700		
D3f1+2tm+sr	3700	3854		
D3f1+2dzr	3854	4065		
D2 st	4065	4200		Осыпи и обвалы, прихваты, ГНВП

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Согласно техническому заданию по проектированию профиля, необходимо соблюдать следующие параметры траектории: допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,75 град/10 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 35 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.

Длина вертикального участка 250 м, отход на кровлю продуктивного пласта T1=450 м.

Проектируется пяти интервальный профиль скважины, данные проектирования представлены в таблице 4. Спроектированный профиль скважины представлен на рисунке 1.

Таблица 4 – Данные по профилю наклонно направленной скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
				в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
от (верх)	до (низ)								
0	250	250	0	0	0	0	0	250	250
250	294,78	44,78	1,75	0	7,862	3,08	3,08	44,92	294,92
294,78	3509,22	3214,78	0	7,862	7,862	443,84	446,92	3244,93	3539,86
3509,22	3554	44,78	-1,75	7,862	0	3,08	450	44,92	3584,78
3554	3854	300	0	0	0	0	450	300	3884,78
3854	4160	306	0	0	0	0	450	306	4190,78

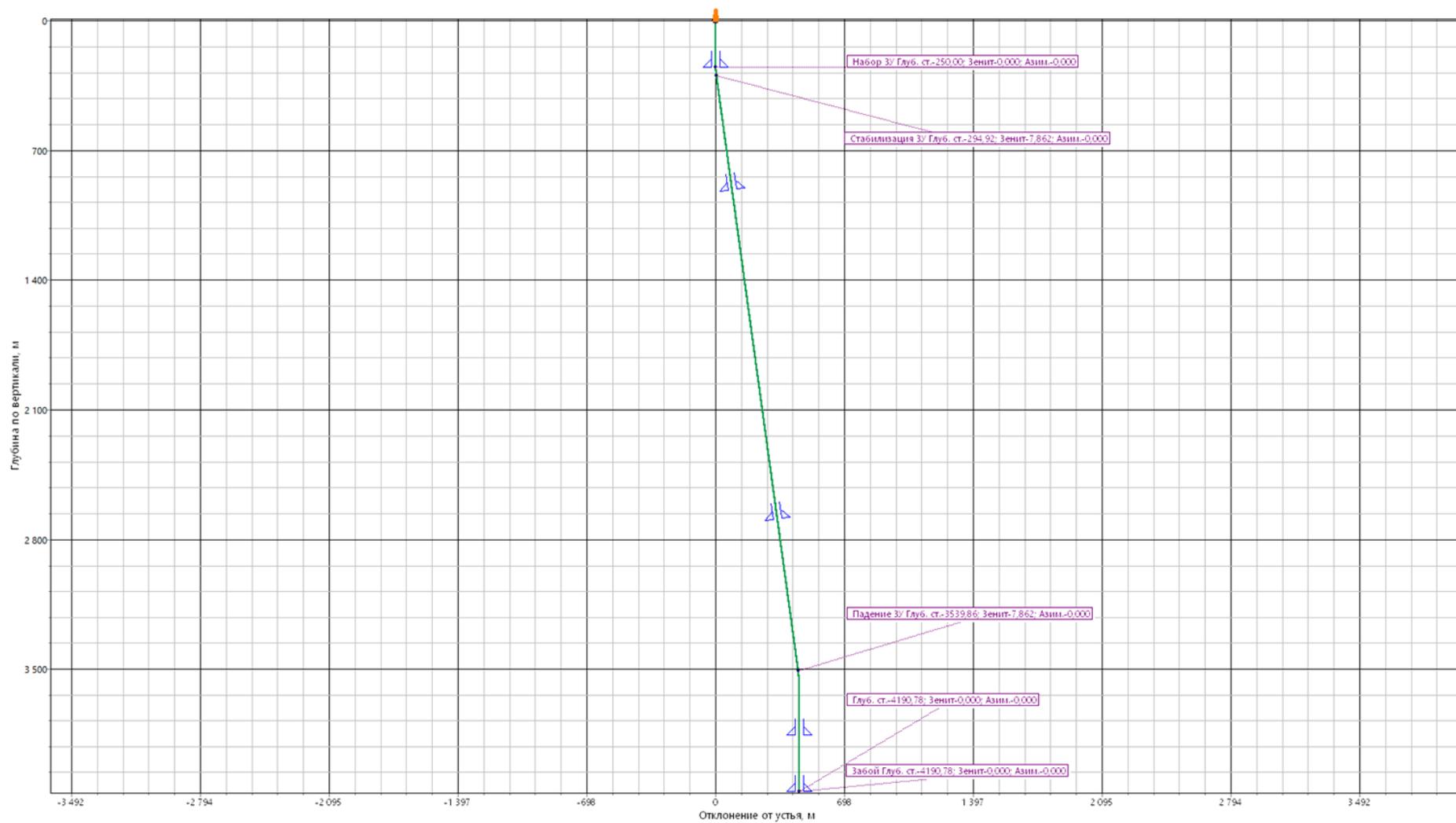


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию, выбираем открытый тип забоя с фильтр-хвостовиком. Диаметр хвостовика – 114,3 мм.

Выбираем подвеску ПХРЦ 114/168, предназначенную для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Основная цель совмещенного графика давлений – выявить потенциально несовместимые по условию бурения участки.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

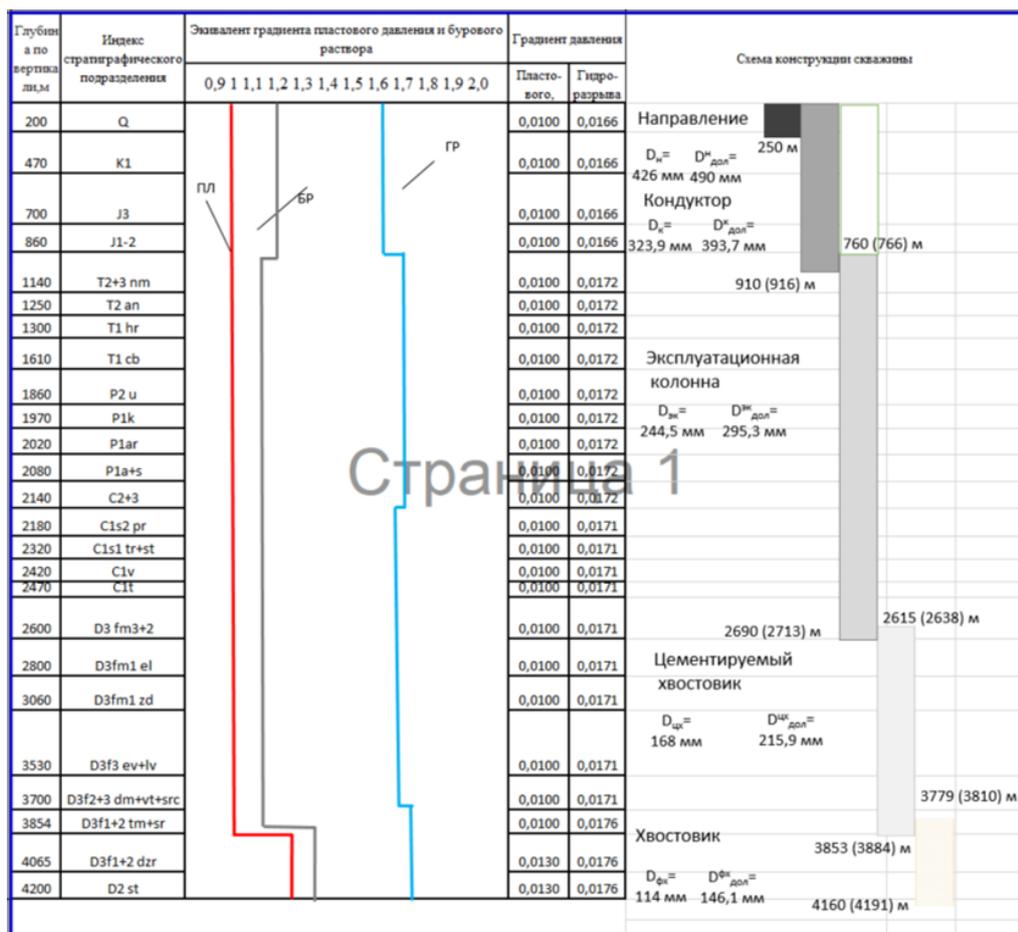


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика показывает, что несовместимые по условию бурения интервалы отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

По техническому заданию длина вертикального участка составляет 250 м. Четвертичные породы залегают на глубине 200 м. Для надёжного перекрытия четвертичных пород было решено спустить направление на глубину 250 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Спуск кондуктора спускается на глубину 910 м по вертикали и 916 м по стволу, с учётом перекрытия интервала интенсивных осыпей и обвалов плюс 50 м.[1]

Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2690 м по вертикали и 2713 м по стволу.

Цементируемый хвостовик спускается до пласта с АВПД, закрепляется на предыдущей колонне с перекрытием 75 м по правилам нефтегазовой безопасности. Исходя из этого цементируемый хвостовик спускается на 3853 м по вертикали и на 3884 м по стволу, голова хвостовика расположена на глубине 2615 м по вертикали и 2638 м по стволу.

Фильтр-хвостовик спускается до проектного забоя, закрепляется на предыдущей колонне с перекрытием 75 м по правилам нефтегазовой безопасности [2]. Исходя из этого цементируемый хвостовик спускается на 4160 м по вертикали и на 4191 м по стволу, голова хвостовика расположена на глубине 3779 м по вертикали и 3810 м по стволу.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-250 м и 0-2690/0-2713 м (интервал цементирования по вертикали и по стволу) соответственно;
- эксплуатационная колонна цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 150 м –760-2690/766-2713 м соответственно.
- Цементируемый хвостовик цементируется манжетным способом от башмака предыдущей колонны до головы хвостовика на 382 м от 3779/3810 до 3853/3884.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	250	250	250	250	0-250	0-250	426	490
Кондуктор	910	910	916	916	0-910	0-916	323,9,	393,7
Эксплуатационная колонна	2690	2690	2713	2713	760-2690	766-2713	244,5	295,3
Цементируемый хвостовик	3853	3853	3884	3884	2615-3853	2638-3884	168,3	215,9
Фильтр-хвостовик	4160	4160	4191	4191	-	-	114,3	146,1

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – Глубина залегания кровли продуктивного пласта.

Расчет опрессовки колонны для нефтяных пластов в таблице А.4, приложения А.

2.3 Углубление скважины

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Бурение направления будет производиться роторным способом. Бурение кондуктора и эксплуатационной колонны будет производиться с помощью винтового забойного двигателя (ВЗД). Для бурения цементируемого хвостовика и хвостовика был выбран совмещенный способ, для улучшения скорости проходки и обеспечения максимальной механической скорости.

Результаты выбора способа бурения каждого интервала представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор способа бурения под каждый интервал

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	250	Роторный
250	910	ВЗД
910	2690	ВЗД
2690	3854	Совмещенный
3854	4160	Совмещенный

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 трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну, цементируемый хвостовик и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице А.5, приложения А.

2.3.3 Выбор калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения интервалов направления, эксплуатационной колонны и цементируемого хвостовика были выбраны калибраторы с прямыми лопастями, для интервалов кондуктора и хвостовика проектируются калибраторы с прямыми лопастями.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице А.6, приложения А.

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице А.7, приложения А.

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки опираясь на то, что большие статические нагрузки берутся для категорий пород М и МС, а наименьшие значения нагрузки берутся при категориях Т и К.

2.3.5 Расчёт частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчетов представлены в таблице А.8, приложения А.

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 (0-250 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что вращение ротора ограничено. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны значения в пределах статистических нагрузок. Для цементируемого хвостовика и хвостовика была выбрана расчетная величина, обеспечивающая оптимальную линейную скорость на периферии долота.

2.3.6 Расчет расхода промывочной жидкости

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;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (4)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

$S_{заб}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_0^2 \quad (5)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (6)$$

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

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{ом}^2), \quad (7)$$

где $d_{ом}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_0 \cdot \sqrt{K_K}, \quad (8)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{nmax} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (10)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

d_{nmax} – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице А.9, приложения А.

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{зд}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\delta}. \quad (11)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\delta} \cdot G_{oc}, \quad (12)$$

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

$M_{y\delta}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

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

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\delta} \quad (13)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 \cdot D_{\delta}, \quad (14)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения представлены таблице А.10, приложения А.

Для интервала бурения 250–916 м под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 916-2713 м под эксплуатационная колонну выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т, который позволяет бурить

наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 2713-3884 м под цементируемый хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель МВР2-176Т, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 3884-4191 м под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель МВР-121Т, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Технические характеристики запроектированного винтового забойного двигателя представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240Т	250-910	240	8,665	2470	30-75	35-150	16,87	76-286
МВР-240Т	910-2690	240	8,665	2470	30-75	35-150	16,87	76-286
МВР2-176Т	2690-3854	176	8,550	1250	19-38	115-220	8,88	32-162
МВР-121Т	3854-4160	121	6,535	445	10-20	90-260	2,47	24-68

2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение QTK с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (16)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице А.11 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблицах А.12 – А.16, приложения А.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

2.3.9.1 Выбор промывочной жидкости под направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (полимер-глинистый раствор). Такой раствор предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях. Также по требованию заказчика может применяться для вскрытия продуктивных пластов.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин

(под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав и технологические свойства полимер-глинистого раствора для интервала под направление, представлены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
Сода каустик	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	0,8
Основа-Медиум Б	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	15
Оснопак HV-O	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3
Сульфанол	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Seurvey FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1
Оснопак LV-O	Регулятор фильтрации	0,5
Atren FK-D	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5
Барит	Регулирование плотности	213,15

Таблица 9 – технологические свойства полимер- глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,224
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.3.9.2 Выбор промывочной жидкости под кондуктор

Кондуктор спускается с целью перекрытия зон возможного поглощения, кавернообразования и обвалов стенок скважины, а также для установки противовыбросового оборудования. Цементируется на всю длину.

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор также следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка Atren FK-D.

Компонентный состав и технологические свойства полимер-глинистого раствора для интервала под кондуктор, представлены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 - Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
Сода каустик	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	0,8

Продолжение таблицы 10

Основа-Медиум Б	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	15
Оснопак HV-O	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3
Сульфанол	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Seurvey FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1
Оснопак LV-O	Регулятор фильтрации	0,5
Atren FK-D	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5
Барит	Регулирование плотности	140,26

Таблица 11 - технологические свойства полимер- глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,183
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.3.9.3 Выбор промывочной жидкости под эксплуатационную колонну

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствор.

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого

формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав и технологические свойства полимер-глинистого раствора для интервала под эксплуатационную колонну, представлены в таблицах 12 и 13.

Таблица 12 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
Сода каустик	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	0,8
Основа-Медиум Б	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	15
Оснопак HV-O	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3
Сульфанол	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Seurvey FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1
Оснопак LV-O	Регулятор фильтрации	0,5
Atren FK-D	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5
Барит	Регулирование плотности	69,63

Таблица 13 - Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,142
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.3.9.4 Выбор промывочной жидкости под цементируемый хвостовик

Для бурения цементируемого хвостовика, как и для бурения эксплуатационной колонны применяется полимер-глинистый раствор.

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав и технологические свойства полимер-глинистого раствора для интервала под цементируемый хвостовик, представлены в таблицах 14 и 15.

Таблица 14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
Сода каустик	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	0,8
Основа-Медиум Б	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	15
Оснопак HV-O	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3
Сульфанол	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Seurvey FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1
Оснопак LV-O	Регулятор фильтрации	0,5
Atren FK-D	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5
Барит	Регулирование плотности	28,30

Таблица 15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,102

Продолжение таблицы 15

Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.3.9.5 Выбор промывочной жидкости под хвостовик

При бурении под хвостовик основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Интервал бурения хвостовика (3884-4191 м) сложен известняками, песчаниками, аргиллитами и мергелем. Для данного интервала был выбран полимерный (инкапсулированный) буровой раствор.

Компонентный состав и технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора для интервала под хвостовик, представлены в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 - Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Сода каустик	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	0,8
Сульфанол	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Гаммаксан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	4
Оснопак HV-O	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1
Оснопак LV-O	Регулятор фильтрации	4
Survey FL	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8
Atren FK D	Снижение коэффициента трения в скважине	9

Продолжение таблицы 16

Барит	Регулирование плотности	514,58
-------	-------------------------	--------

Таблица 17 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,418
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.10. Выбор гидравлической системы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице 18.

Режимы работы буровых насосов представлены в таблице А.17, приложения А.

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлены в таблице А.18, приложения А.

Таблица 18 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наибольшая 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, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	Диаметр, мм		
Под направление									
0	250	БУРЕНИЕ	0,328	0,041	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	102,5	592
Под кондуктор									
250	916	БУРЕНИЕ	0,459	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	9,5	95,9	389,2

Продолжение таблицы 18

Под техническую колонну									
916	27 13	БУРЕН ИЕ	0,688	0,079	ПЕРИФЕРИ ЙНАЯ	8	10	86,6	269,8
Под эксплуатационную колонну									
271 3	38 84	БУРЕН ИЕ	0,89	0,088	ПЕРИФЕРИ ЙНАЯ	8	8	80,5	135,3
Под хвостовик									
388 4	41 91	БУРЕН ИЕ	0,939	0,091	ПЕРИФЕРИ ЙНАЯ	7	6	65,9	54,4

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 19 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м^3 , продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м^3 .

Таблица 19 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ($\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности ($\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	0-240	0-240	240-250	240-250
Кондуктор	0-900	0-906	900-910	906-916
Эксплуатационная колонна	760-2680	766-2703	2680-2690	2703-2713
Цементируемый хвостовик	0	0	2690-3853	2713-3884
Фильтр-хвостовик	0	0	0	0

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

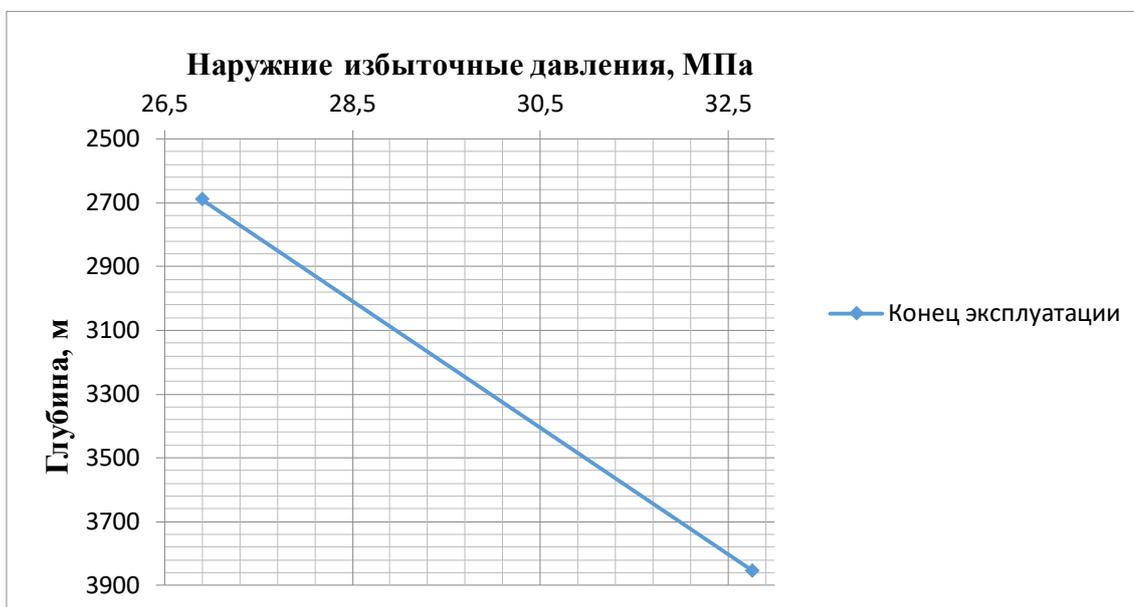


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 4.

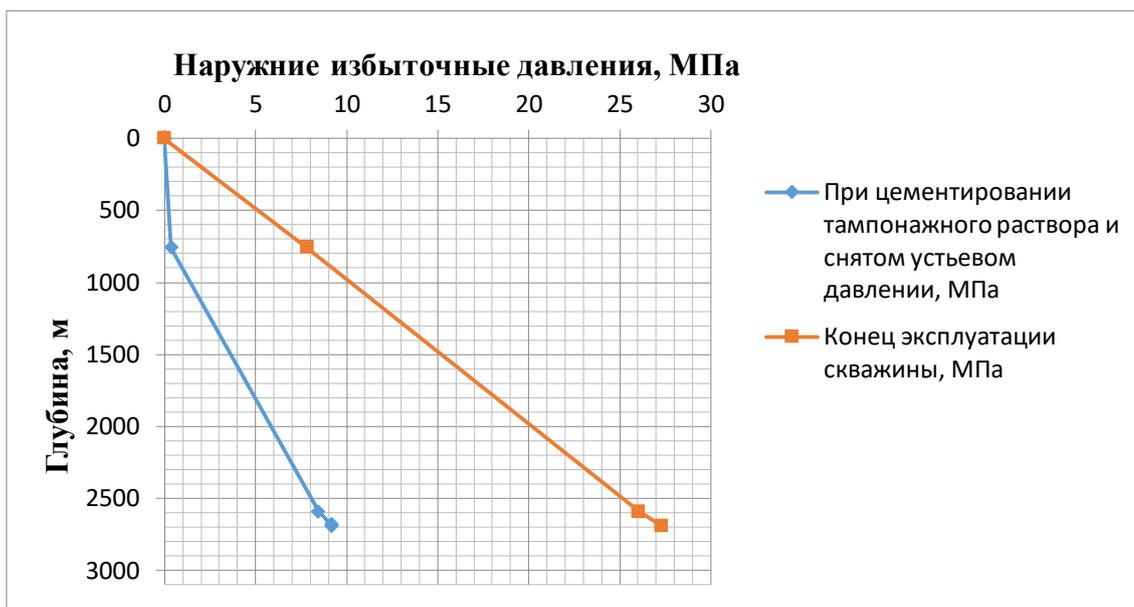


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений для цементируемого хвостовика представлены на рисунке 5.

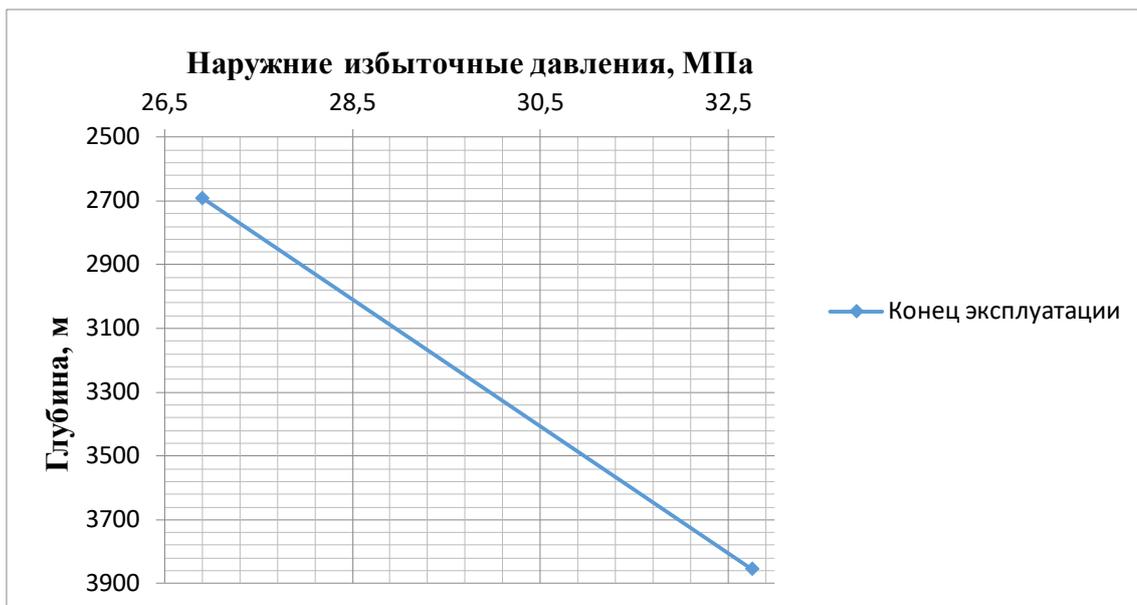


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для цементируемого хвостовика

Результаты расчета наружных избыточных давлений для хвостовика представлены на рисунке 6

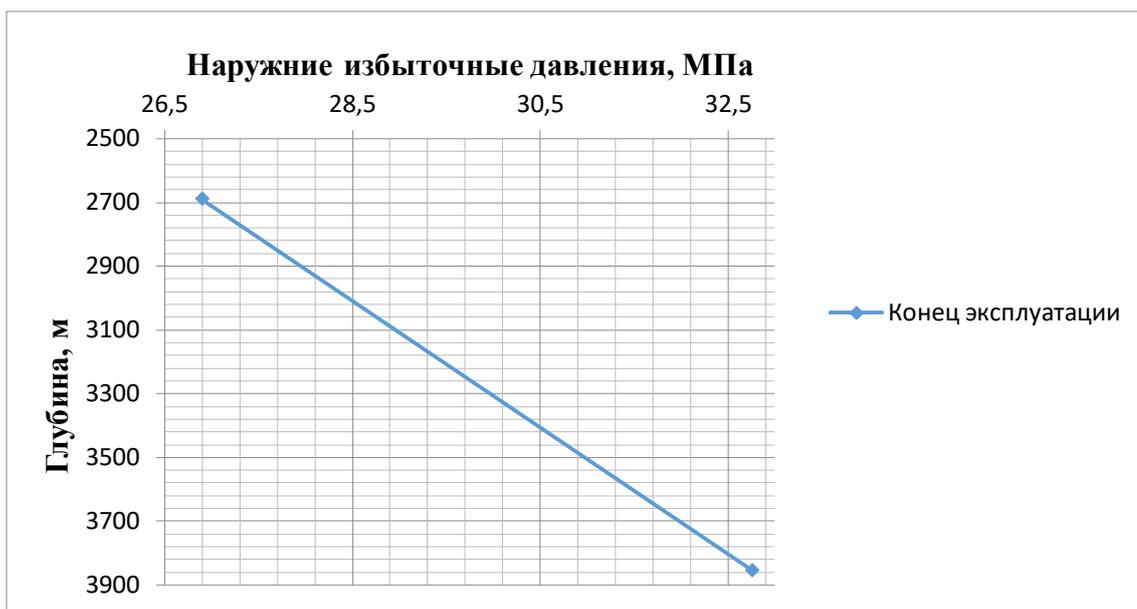


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 7.

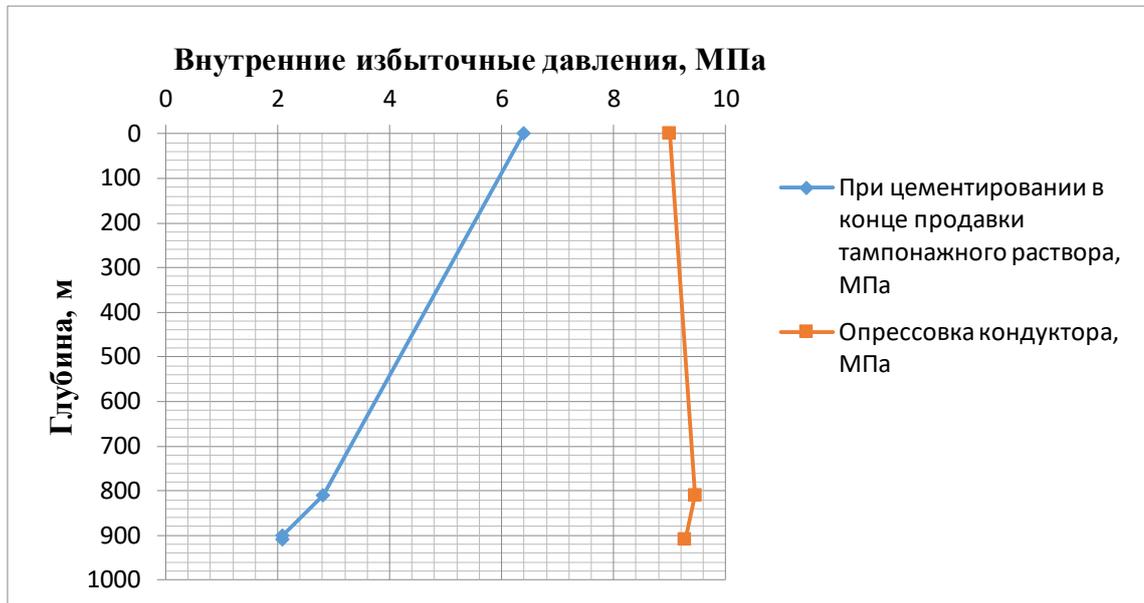


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 8.

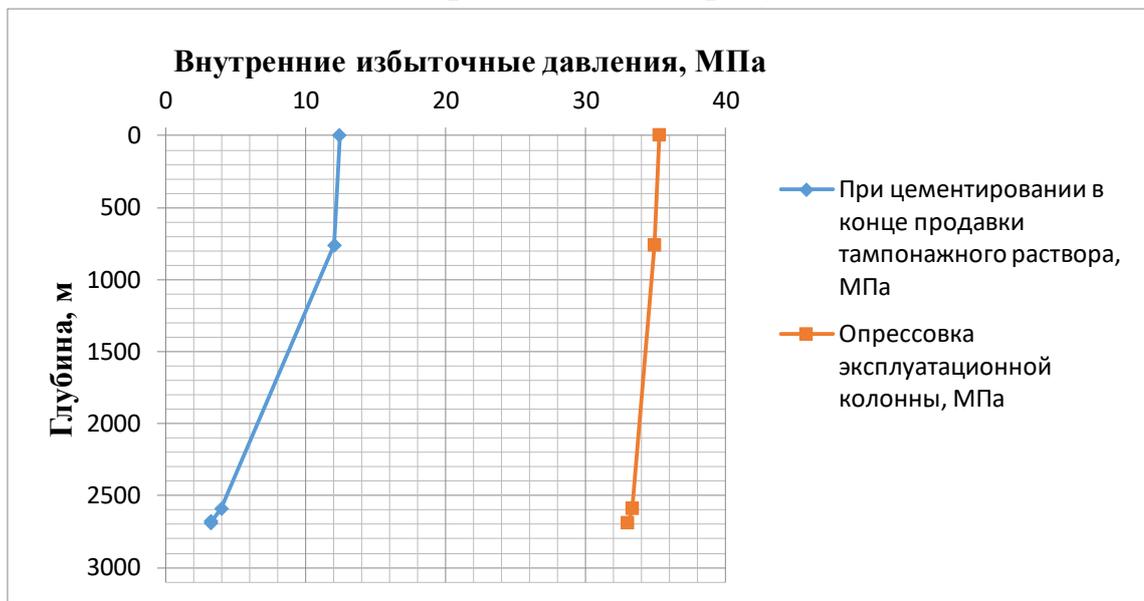


Рисунок 8 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке цементируемого хвостовика представлены на рисунке 9.

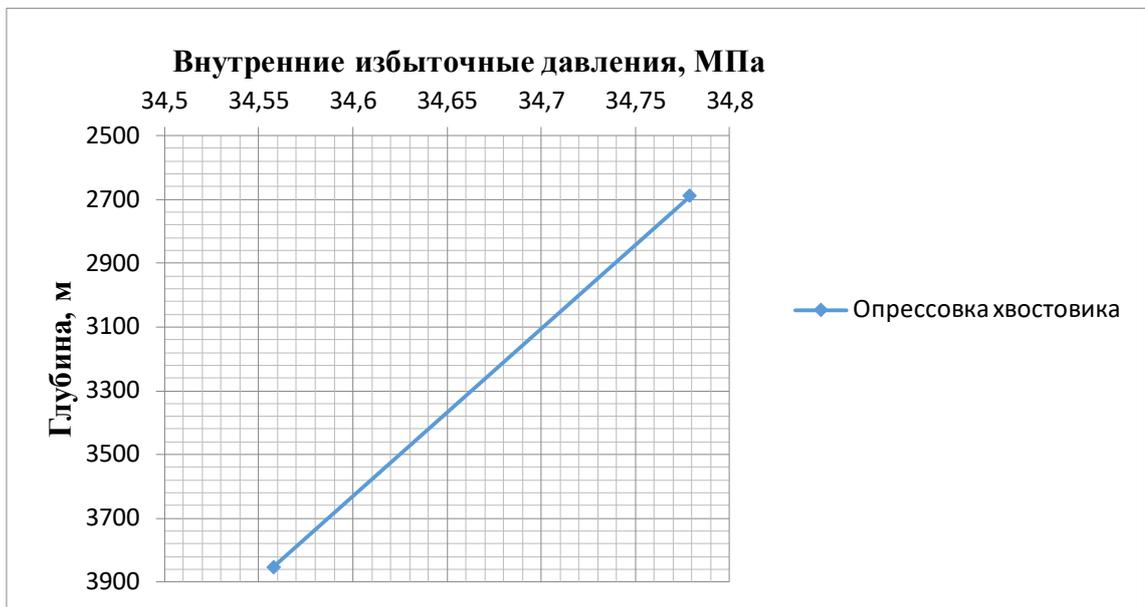


Рисунок 9 – Эпюры внутренних избыточных давлений для цементруемого хвостовика

Внутренние избыточные давления при опрессовке хвостовика представлены на рисунке 10.

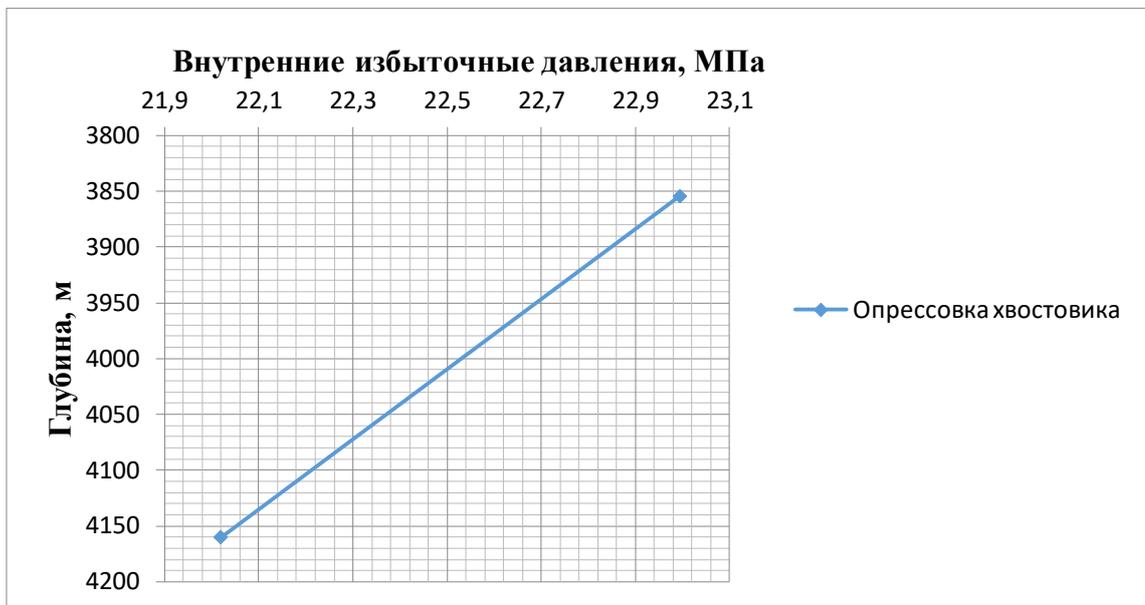


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями влияющими на выбор группы прочности толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а так же недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление 426								
1	Треуг.	Д	10	250	1,044	26100	26100	0-250
Кондуктор 323,9								
1	ОТТМ	Д	8,5	916	0,672	61555,2	61555,2	0-916
Эксплуатационная колонна 244,5								
1	ОТТГ	Е	12	2690	0,693	186417	186417	0-2713
Цем. Хвостовик 168								
1	ОТТМ	Д	10,6	1247	0,414	516,258	516,258	2638-3885
Хвостовик 114								
1	ОТТМ	Е	8,6	381	0,222	8458,2	8458,2	3810-4191

2.4.1.4 Расчет колонны обсадных труб в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП)

В межколонном пространстве замерзание воды происходит:

- 1) в седиментационных дефектах цементного камня;
- 2) в оставшемся не вытесненном глинистом растворе;
- 3) в глинистой корке в зазоре между колонной и цементным камнем.

Для обеспечения целостности и герметичности эксплуатационной колонны в зоне многолетнемерзлых пород на весь планируемый период эксплуатации скважины, предлагаемая методика определения прочностных характеристик труб обсадных колонн всех назначений, в основе которой лежит способ управляемой разгрузки межколонных давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи при замерзании водосодержащих сред в заколонном и замкнутом межколонном пространствах.

Обсадными трубами для колонн всех назначений (кондуктор, промежуточные и эксплуатационная колонны), рассчитанными по предлагаемой методике, должен перекрываться весь интервал залегания мерзлых пород.

Принцип управляемой разгрузки избыточного давления заключается в том, что при любых условиях промерзания водосодержащих сред, оставленных в замкнутом межколонном и заколонном объемах, разгрузка давления, возникающего при этом, должна идти на внешнюю от эксплуатационной колонны сторону (в том числе на мерзлую породу) при сохранении ее целостности и герметичности.

Согласно РД 00158758-207-99 математически основной принцип управляемой разгрузки избыточного давления промерзания можно записать в следующем виде:

$$P_{см/пк} > P_{тек/пр.к.} + P_{р\text{ мп}}, \quad (17)$$

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

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

$P_{тек/пр.к.}$ – давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы предыдущей колонны достигает предела текучести (в МПа), определяемое по формуле:

$$P_{тек./пр.к.} = K \cdot \frac{2 \cdot n \cdot G_{тек}}{D}, \quad (18)$$

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

$G_{тек}$ – напряжение предела текучести стали, МПа (таблица 21);

D – наружный диаметр обсадной трубы, мм;

n – толщина стенки обсадной трубы, мм.

Таблица 21 – 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:

$$P_{\text{тек/п.к.}} > P_{\text{тек/пр.к.}}, \quad (19)$$

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

Таким образом, для обеспечения принципа управляемой разгрузки избыточного давления промерзания необходимо выполнение условия недопущения смятия эксплуатационной колонны (формула 4) и управляемой разгрузки межколонных давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи, то есть в сторону обсадных труб «направления» (формула 5).

$$P_{\text{см/эк}} > P_{\text{тек/к}} + P_{\text{р мп}}, \quad (20)$$

$$P_{\text{тек/к}} > P_{\text{тек/н}}, \quad (21)$$

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

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

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

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

По формуле (2) определим давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы кондуктора достигает предела текучести:

$$P_{\text{тек/к}} = K \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot G_{\text{тек}}}{D} = 0,875 \cdot 2 \cdot 9,5 \cdot 387 / 323,9 = 19,86 \text{ МПа.}$$

Определим давление разрыва мерзлых пород по формуле:

$$P_{\text{р мп}} = \text{grad}P_{\text{грп}} \cdot h, \quad (22)$$

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

h – максимальная глубина зоны ММП, м.

$$P_{\text{р мп}} = 0,0163 \cdot 250 = 4,075 \text{ МПа.}$$

Из условия (4) определим минимально необходимое наружное давление смятия эксплуатационной колонны 177,8мм: $19,86 + 4,075 = 23,94 \text{ МПа.}$

Согласно Приложению 1 этому давлению соответствуют обсадные трубы эксплуатационной колонны марки «Е» с толщиной стенки 12 мм, для которых давление на смятие составляет 29,3 МПа или трубы марки «Д» с толщиной стенки 13,8 мм, для которых давление на смятие составляет 29,9 МПа.

Проведем проверку условия (5).

По расчету обсадных колонн на прочность проектируется направление диаметром 426 мм толщиной стенки 10 мм группы прочности «Д», по формуле (2) предел текучести труб для которых составляет:

$$P_{\text{тек/н}} = K \cdot \frac{2 \cdot n \cdot G_{\text{тек}}}{D} = 0,875 \cdot 2 \cdot 10 \cdot 387 / 426 = 15,89 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $19,86 > 15,89$, то есть условие $P_{\text{тек/к}} > P_{\text{тек/н}}$ выполняется.

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}, \quad (23)$$

где: $P_{\text{гс кп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

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

$P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{\text{гс кп}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н тр}} \cdot h_2), \quad (24)$$

где: $\rho_{\text{буф}}$, $\rho_{\text{н тр}}$, $\rho_{\text{обл тр}}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (25)$$

где: λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

L – длина скважины по стволу, м;

Условия выполняются во всех случаях, следовательно, цементируем в одну ступень.

2.4.2.2 Расчёт объемов буферной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{кп.ос.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (26)$$

где: $S_{кп.ос.}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м²;

$V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (0,5–0,8 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$S_{кп.ос.} = \pi \cdot (D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) / 4, \quad (27)$$

где: $D_{эк\delta}$ – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{экн}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot \left[(D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срезв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн1}^2 \cdot l_{ст} \right] / 4, \quad (28)$$

где: L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эквн1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{прод}$ (м³) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot (d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн1}^2 \cdot h_{ст}) / 4, \quad (29)$$

где: $k_{прод}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет $1,03 \div 1,05$);

$d_{эквн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{сух} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (30)$$

где: $K_{ц}$ – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах $1,03 \div 1,05$;

m – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_6 = K_6 \cdot G_{\text{сух}} \cdot m,$$

где: K_6 – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным $1,08 \div 1,10$.

Включение в состав нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), повышает время загустевания тампонажного раствора.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ».

Результаты расчетов, приведенных выше, представлены в таблице 22.

Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 11.

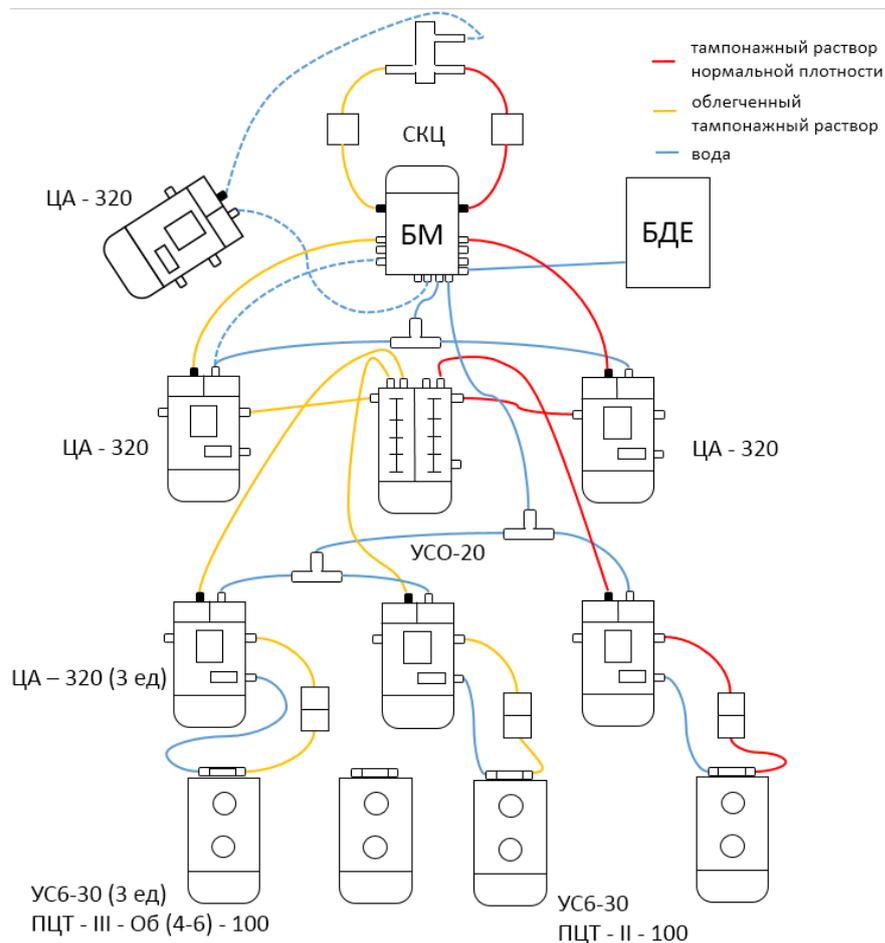


Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением:

- 1 – цементносмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка

Таблица 22 – Расчет цементированния

Параметр	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Цементируемый хвостовик
1	2	3	4
Давление гидроразрыва (0,95P _{гр}), МПа	14,68	43,24	63,7
Давление составного столба жидкости в КП (P _{гс кп}), МПа	13,39	35,97	24,09
Гидродинамические потери давления в КП (P _{гдкп}), МПа	0,59	1,76	5,04
P _{гскп} + P _{гдкп} МПа	13,98	37,74	29,14
Буферная жидкость			
Объем, м ³	3,82	1,73	1,15
Плотность	1050	1050	1050
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	3,82	1,73	1,15
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	267,35	121,35	80,27
Буферная жидкость			
Объем, м ³	15,28	6,93	4,59
Плотность	1050	1050	1050
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	15,28	6,93	4,59
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	229,16	104,2	68,81
Тампонажный раствор нормальной плотности			
Объем, м ³	7,095	2,87	32,914
Плотность, кг/м ³	1820	1820	1820
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	4,72	1,92	21,91
Наименование компонента	ПЦТ - П - 50	ПЦТ - П - 100	ПЦТ - П - 100
Масса компонента, тонн	8,9	3,62	41,41
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	1	1	4
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	1	1	4
Расход НТФ, кг	0,41	0,41	0,41

Продолжение таблицы 22.

Расход НТФ, кг	0,41	0,41	0,41
----------------	------	------	------

Облегченный тампонажный раствор			
Объем, м3	47,789	53,49	0
Плотность, кг/м3	1450	1450	0
Объем воды необходимый для приготовления, м3	35,42	39,64	0
Наименование компонента	ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	0
Масса компонента, тонн	38,58	43,18	0
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	4	5	0
Расход НТФ, кг	0,41	0,41	0
Продавочная жидкость			
Объем, м3	68,100	106,26	45,58
Плотность, кг/м3	1000	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода	Вода

2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.3.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 32.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1418 \text{ кг/м}^3 \quad (32)$$

где: k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$) при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах $1,03 \div 1,05$;

$P_{пл}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 33.

$$\begin{aligned} V_{ж.г.} &= 2(V_{внхв} + V_{внцхв} + V_{внэк.}) \\ &= 2(2,83 + 21,17 + 100,73) = 249,6 \text{ м}^3 \end{aligned} \quad (33)$$

где: $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ;

$V_{внцхв}$ – внутренний объем цементируемого хвостовика, м^3 .

2.4.3.2 Вызов притока

Вызов притока осуществляется, свабированием. В ходе проведения работ по свабированию (рис. 11) поршень опускается в скважину на тросе или грузовой штанге, затем вновь поднимается, что вызывает приток жидкости, уровень которой после проведения подобных манипуляций снижается достаточно

медленно. Это позволяет обеспечить плавный запуск скважины и уменьшает риск проникновения в продуктивный пласт промывочного раствора.

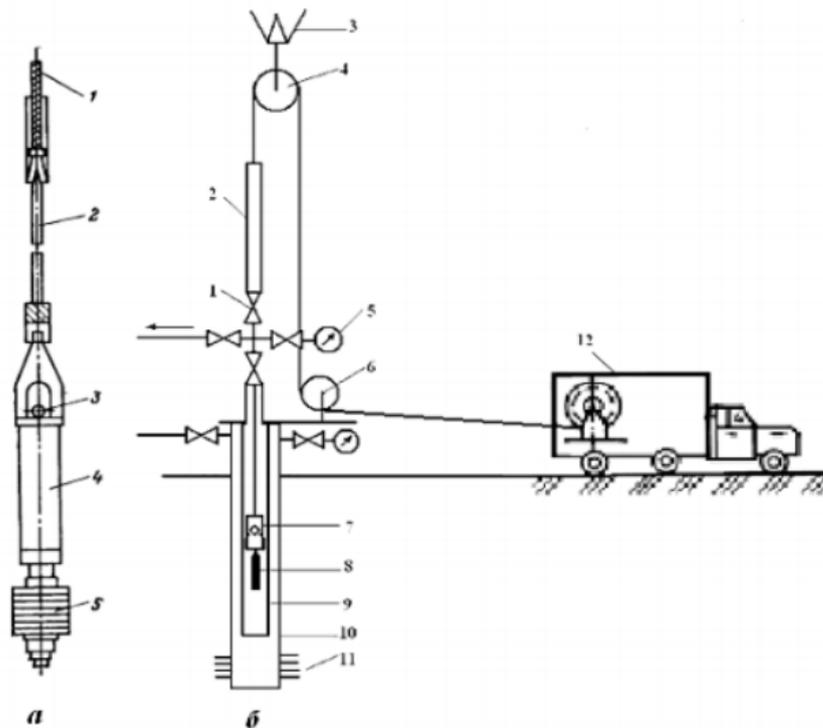


Рисунок 12- Освоение скважины свабированием: а – сваб (1 – канат; 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень), б – схема обвязки (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4,6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 – каротажный подъемник)

Свабирование прекращают при полном извлечении скважинной жидкости или при начавшемся проявлении пластового флюида. Этот способ освоения скважины не требует дополнительного оборудования и позволяет более длительно дренировать пласт.

2.4.3.3 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений

(35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65x70.

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты подбора технологической оснастки представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технологическая оснастка

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Хвостовик, 114,3 мм	БКМ-114/146 («Уралнефтемаш»)	4191	4191	1	1
	ЦКОД-114/146 («Уралнефтемаш»)	4181	4181	1	1
	ЦПЦ-114/146 («НефтьКам»)	3809	3819	2	31
		3819	3884	2	
		3884	3920	1	
		3920	4151	23	
		4151	4186	1	
		4186	4191	2	
	ПРП-Ц-В-114 («Уралнефтемаш»)	4171	4171	1	1
	ПРП-Ц-Н-114 («Уралнефтемаш»)	4181	4181	1	1
	ПХГМЦЗ 114/146	3810	3810	1	1
ЦТ 114/146	3884	4191	15	15	
Цементируемый хвостовик 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3884	3884	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3874	3874	1	1

Продолжение таблицы 23.

	ЦПЦ-168/215 («НефтьКам»)	2638	2648	2	54
		2648	2713	2	
		2713	2743	3	
		2743	3879	45	
		3879	3884	2	
	220 – ЦТ 168/215	3561	3884	16	16
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3874	3874	1	1
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3864	3864	1	1
ПХГМЦЗ 168/245	2638	2638	1	1	
Эксплуатационная колонна 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2713	2713	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2703	2703	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	886	22	100
		886	946	6	
		946	2708	70	
2708	2713	2			
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2703	2703	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	916	916	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	906	906	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	40
		20	220	5	
		220	280	6	
		280	911	25	
	911	916	2		
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	906	906	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	250	250	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	240	240	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	11
		20	245	7	
		245	250	2	
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	240	240	1	1

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего исходя из условной глубины бурения, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования буровой установки представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты проектирования буровой установки

Выбор буровой установки			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	133,31	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	192 > 133,31
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	191,8	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	288 > 191,8
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	173,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	320/173,3 = 1,85 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	320		

3 Специальная часть

Нефтегазовая отрасль в современных реалиях все чаще прибегает к разработке трудноизвлекаемых запасов, но строительство сверхглубоких скважин довольно ресурсозатратный процесс. С каждым новым освоенным километром уменьшается диаметр эксплуатационной колонны, а, следовательно, уменьшается и скорость извлечения за счет уменьшения площади контакта с пластом.

Особенно острой проблемой является сохранение диаметра ствола скважины и эксплуатационных обсадных колонн. Также необходимо сохранять гидравлическую изоляцию проницаемых пластов, увеличение срока службы скважины и ее экономическую пригодность.

Для решения данных проблем можно использовать расширяемые обсадные трубы. Такие трубы используются не только, при изолировании осложнённых горизонтов, они способны полностью заменить, традиционную конструкцию скважины.

Целью данной работы является рассмотрение преимуществ и недостатков существующих расширяемых систем, способных облегчить строительство скважины.

3.1 Обзор расширяемых систем

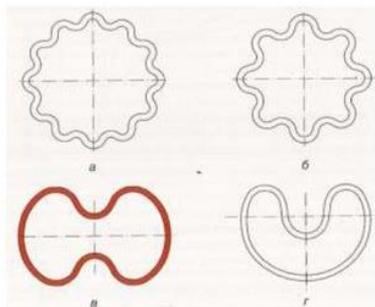
3.1.1 Профильный перекрыватель

Во время строительства скважины могут возникать следующие осложнения: поглощение бурового раствора, разобщение водоносных горизонтов от продуктивных, повреждение обсадных колонн и т.д.

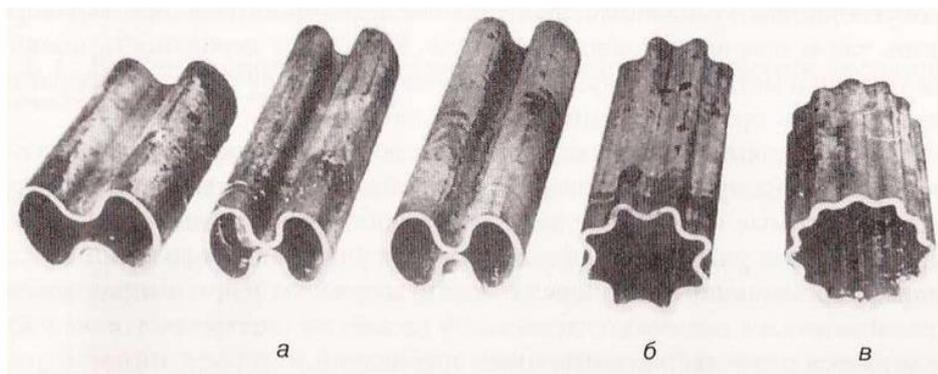
Такие проблемы решаются с помощью использования расширяемых обсадных колонн, таких как профильный перекрыватель.

Данная колонна относится к потайным и представляет собой двухканальную или более, трубу с цилиндрическими концами для присоединения башмака, которая спускается в скважину на колонне бурильных

труб. Профильные перекрыватели не имеют связи с предыдущей колонной и служат для локального перекрытия зон осложнений. [4]



Профили поперечного сечения труб:
а - двенадцатилучевой; б - восьмилучевой; в – двухканальный; г – желобчатый.



Образцы профильных труб:
а – двухканальные; б – восьмилучевой; в – двенадцатилучевой.

Рисунок 13 – Виды профильных перекрывателей

Преимуществами использования профильного перекрывателя, являются:
Восстановление циркуляции бурового раствора до 100% после перекрытия зон поглощения;

Облегчение процесса спуска обсадных колонн, а также возможность применения промежуточной обсадной колонны большего диаметра в процессе бурения благодаря расширению стволов скважин ниже мест сужения обсадной колонны.

Недостатком данного способа является то, что в момент работы расширительной компоновки, затрудняется более точное бурение по запланированной траектории ствола [5].

3.1.2 Сквaziнный расширяющийся фильтр

СРФ содержит (рисунок 14) опорную трубу 1 с равномерно распределенными по окружности открытыми продольными пазами 2, например, с трапецеидальной формой поперечного сечения, обращенными большим основанием 3 внутрь и меньшим основанием 4 наружу (фиг. 1, 5). На дно каждого продольного паза 2 вплотную к боковым стенкам помещен разбухающий эластомер 5, а поверх него с технологическим зазором 6 относительно боковых стенок паза 2 введена фильтрующая реечная щетка 7 (фиг. 5). Реечная щетка 7 состоит из корпуса 8 и пучков щетинок 9. Корпус 8 имеет трапецеидальную форму поперечного сечения, соответствующую форме продольного паза 2, при этом ширина корпуса 8 больше ширины меньшего основания 4 паза 2, что предотвращает выпадение из него щетки 7 (фиг. 5). Возможность выдвижения реечной щетки 7 в радиальном направлении при разбухании эластомера 5 обеспечивается за счет выборки технологического зазора 6 (фиг. 2). В варианте исполнения продольных пазов с Т-образной формой поперечного сечения используются реечные щетки 7 с корпусом 8 подобной Т-образной формы, вводимые с технологическим зазором 6 относительно шейки паза 2 (фиг. 6). Реечные щетки 7 изготавливаются из материалов, устойчивых к воздействию пластовой жидкости и химических реагентов, применяемых для обработки скважин. Расстояние между пучками щетинок 9 по длине корпуса 8 выбирается из условия образования свободными концами щетинок непрерывного щеточного поля (фиг. 3). В окружном направлении между реечными щетками 7 остаются продольные каналы 10, наиболее широкие вблизи опорной трубы 1 (фиг. 1, 2). Плотность щетинок 9 в пучке влияет на размер задерживаемых ими частиц породы. В исходном состоянии наружный диаметр СРФ по пучкам щетинок 9 меньше внутреннего диаметра ЭК 11 на величину кольцевого зазора 12 (фиг. 1, 3), что исключает вероятность их взаимного контакта при спуске в скважину, то есть до разбухания эластомера 5 в пластовой жидкости. Продольные пазы 2

заглушены по концам ограничительными элементами (не показаны), исключающими разбухание эластомера в осевом направлении.[3]

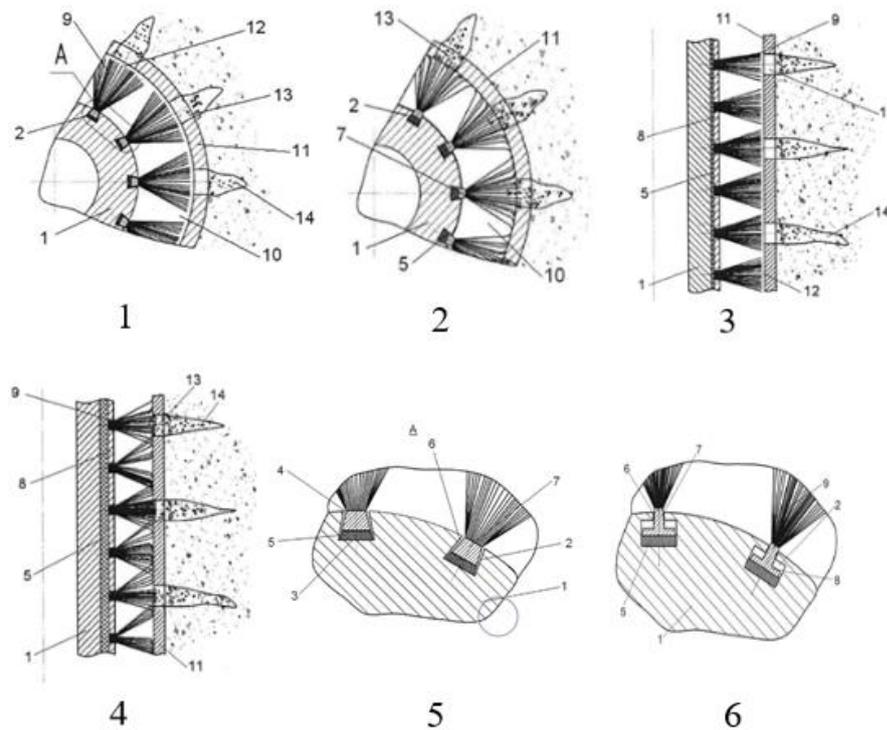


Рисунок 14 – Конструкция скважинного расширяемого фильтра

СРФ крепится при помощи трубы к погружному электродвигателю. Спуск осуществляется до интервала перфорации. Работает фильтр за счет движения пластовой жидкости. Проходя через фильтр за счет контакта с жидкостью, встроенный в конструкцию эластомер набухает и увеличивается в размере. В следствие набухания эластомера, из корпуса выталкивается речная щетка. Щетинки упираются в стенку эксплуатационной колонны. При включении насосного оборудования, пластовая жидкость движется вместе частицами породы. Крупные частицы породы застревают в щетинках, образуя естественный фильтр, с хорошими фильтрационными свойствами.

3.1.3 Технология расширяемых фильтров ESS компании “Weatherford”

Сервисная компания “Weatherford” запатентовала технологию расширяющихся фильтров ESS (рисунок 15). Применение данной технологии

позволяет отказаться от гравийной набивки, которая нужна для удерживания стенок скважины от разрушения [6].



Рисунок 15 – Раздвижной песочный фильтр ESS

Данный фильтр представляет собой многослойную конструкцию. Основной конструкции является стальная труба. По всей площади трубы имеются прорезы. Труба оборачивается в несколько слоев специальных фильтрующих мембран, они необходимы предотвращения выноса песка. Во время увеличения диаметра трубы, мембраны также расширяются.

Для расширения данного фильтра используются роликовые расширители, на активируемых давлением поршнях.

3.2 Альтернативные способы применения расширяемых систем в строительстве скважины

Одним из таких способов является технология бурения монодиаметральных скважин. Данная технология позволяет сократить металлоёмкость конструкции скважины и затраты на бурение, за счёт использования расширяемых систем сохраняющих диаметр ствола скважины на всём протяжении, а также открывает возможности освоения ныне недоступных ресурсов нефти и газа.

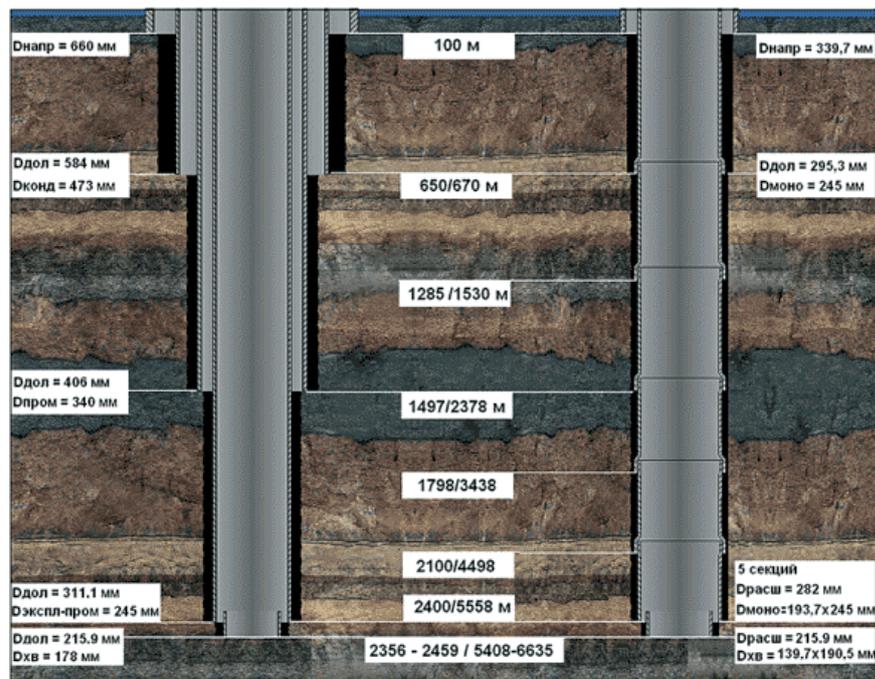


Рисунок 16 – Традиционная конструкция скважины и монодиаметральная скважина

Каждый раз, когда бурится новая секция скважины для укрепления ствола используется специально спроектированный хвостовик (рисунок 16). После того, как хвостовик достигает целевой глубины, он механически расширяется путем протяжки стального конуса, использующего уникальный верхний якорь и тягово-расширяющуюся компоновку. После успешной установки одного хвостовика можно бурить следующую секцию скважины. Это, в свою очередь, достигается путем пропуска такого же хвостовика через уже раскрывшуюся секцию и раскрытия второго хвостовика до диаметра, равного диаметру первого.

Монодиаметральная скважина с одним и тем же фиксированным диаметром ствола от устья до пласта-коллектора может помочь освоить крупные запасы нефти и газа, до которых мы в настоящее время не можем «достать».

При бурении монодиаметральной скважины нужно выбуривать меньший объем породы. Такая скважина требует меньше площади на поверхности, снижая тем самым совокупное негативное воздействие процесса бурения на окружающую среду.

В настоящее время проводятся исследования на предмет перспективности применения технологии монодиаметра в строительстве скважин с большим отклонением забоя от вертикали.

Объектом одного из таких исследований стало крупное нефтяное месторождение в Северном море. Как показало исследование, экономическая эффективность строительства монодиаметральных скважин довольно высока. При использовании данной технологии возможно увеличить длины боковых стволов на 25-100%, а затраты на скважину и время бурения за счет уменьшения металлоемкости, могут быть снижены на 25-30%. [7]

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

«Нафтагаз-Бурение» - буровое предприятие компании «НафтаГаз», выполняющее полный спектр работ по бурению нефтяных и газовых скважин всех назначений и любой сложности. Таких как: строительство эксплуатационных нефтяных и газовых скважин всех типов и любой сложности; строительство разведочных и поисково-оценочных скважин глубиной до 5000 метров, вертикальных и наклонно-направленных; отбор как изолированного, так и неизолированного керна диаметрами 67, 80 и 100 мм из стволов вертикальных поисково-оценочных и наклонно-направленных эксплуатационных нефтяных и газовых скважин; автономное испытание любых категорий скважин, в том числе гидродинамические испытания, отбор глубинных проб.

«Нафтагаз-Бурение» имеет развитые производственные мощности и современную технологическую базу в городах Ноябрьске и Муравленко Ямало-Ненецкого автономного округа [8].

4.1.2 Организационная структура предприятия

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из блоков, которые функционируют под руководством генерального директора

Схема организационной структуры предприятия представлена на рисунке 17.

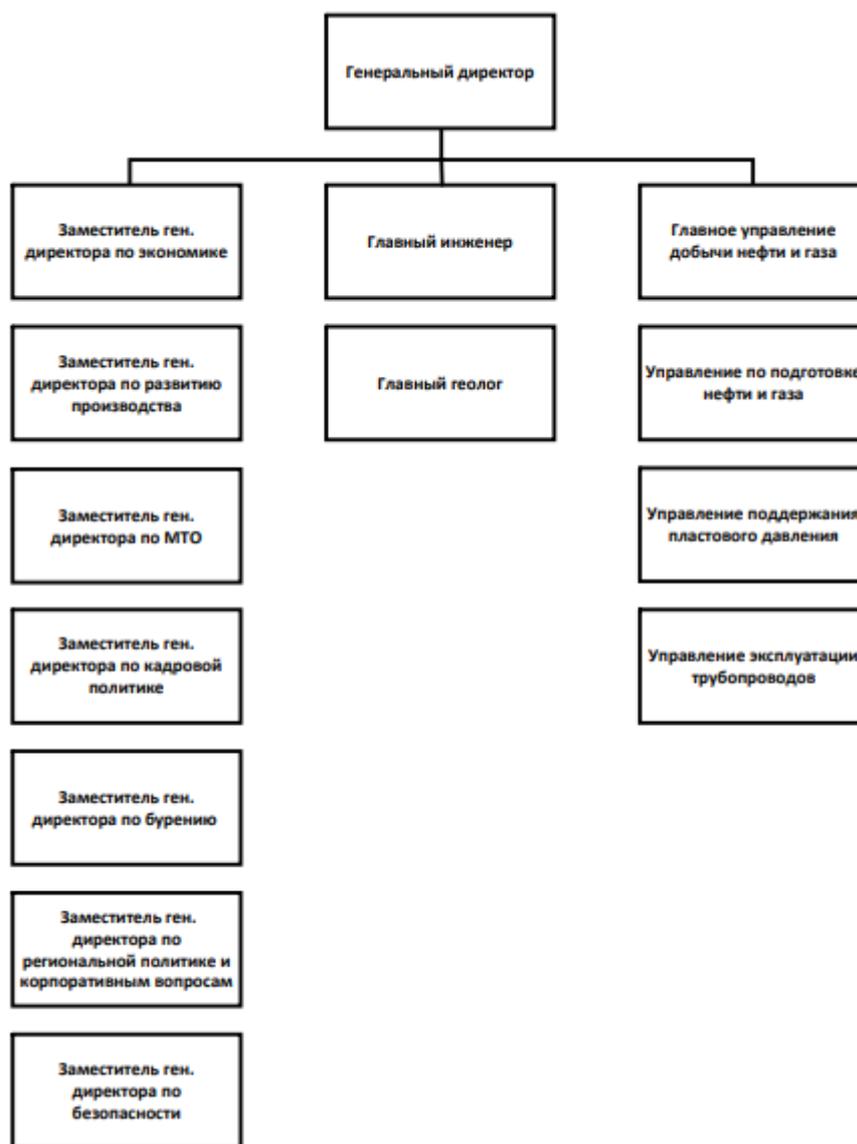


Рисунок 17 – Схема организационной структуры предприятия

4.2 Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов

При бурении необходимо, чтобы запас бурового раствора $V_{\text{зап}}$ на поверхности был не менее двух объёмов скважины. Из них один объём должен быть в виде приготовленного бурового раствора в емкостях, и ещё один должен находиться в виде химических реагентов для его приготовления.

На основе этого в главе 2.3.9. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (34)$$

где C – расход реагента, $\text{кг}/\text{м}^3$;

M_p – масса реагента, кг .

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (35)$$

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л \approx 0,2 $\rho_{\text{ж}}$ кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам в таблице Б.1, приложения Б.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой производится вахтовым методом, так-как зачастую месторождения располагаются в труднодоступных и удаленных от населенной местности местах. Режим работы вахтовым методом регламентируется согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Согласно ТК РФ гл.47 ст.298, к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [11].

Согласно ТК РФ гл.47 ст.300:

1. При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

2. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

3. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Согласно ТК РФ гл.47 ст.301:

1. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной

организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

2. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха [11].

3. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

4. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха [11].

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 N 226-ФЗ, должен заключаться договор обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

На буровой, работа в основном выполняется стоя, следовательно, стоит оборудовать рабочее место, согласно «ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя» [12]:

1. рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного

поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

2. выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

3. при проектировании оборудования и организации рабочего места следует учитывать антропометрические показатели женщин (если работают только женщины) и мужчин (если работают только мужчины); если оборудование обслуживают мужчины и женщины — общие средние показатели мужчин и женщин;

4. организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15°.

5. конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение рабочего.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [13], характерных для строительства скважины, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Изготовление	Эксплуатация	
1.Повышенные уровни шума	+	+	+	СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96

Продолжение таблицы 25.

2. Повышенные уровни вибрации	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96
3. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
6. Пожаровзрывоопасность	+	-	+	ГОСТ 12.1.044- 84 ССБТ

5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор и так далее.

Согласно СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96, предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 26 [14].

Таблица 26 – предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80 дБА	80 дБА	75 дБА	75 дБА	75 дБА
Напряженность средней степени	70 дБА	70 дБА	65 дБА	65 дБА	65 дБА
Напряженный труд 1 степени	60 дБА	60 дБА	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50 дБА	50 дБА	-	-	-

Примечания:

- для тонального и импульсного шума ПДУ на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 1;
- для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления - на 5 дБА меньше фактических уровней шума в помещениях (измеренных или рассчитанных), если последние не превышают значений табл. 1 (поправка для тонального и импульсного шума при этом не учитывается), в противном случае - на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 1;
- дополнительно для колеблющегося во времени и прерывистого шума
- максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА, а для импульсного шума - 125 дБА [14].

5.3.2 Повышенные уровни вибрации

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», по источнику возникновения вибраций различают [15]:

1. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;

2. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного немеханизированного инструмента (без двигателей), например, рихтовочных молотков разных моделей и обрабатываемых деталей;

3. общую вибрацию 1 категории - транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности, агрофонам и дорогам (в том числе при их строительстве). К источникам транспортной вибрации относят: тракторы сельскохозяйственные и промышленные, самоходные сельскохозяйственные машины (в том числе комбайны); автомобили грузовые (в том числе тягачи, скреперы, грейдеры, катки и т.д.); снегоочистители, самоходный горно-шахтный рельсовый транспорт;

4. общую вибрацию 2 категории - транспортно-технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок, горных выработок. К источникам транспортно-технологической вибрации относят: экскаваторы (в том числе роторные), краны промышленные и строительные, машины для загрузки (завалочные) мартеновских печей в металлургическом производстве; горные комбайны, шахтные погрузочные машины, самоходные бурильные каретки; путевые машины, бетоноукладчики, напольный производственный транспорт;

5. общую вибрацию 3 категории - технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации относят: станки металло- и деревообрабатывающие, кузнечно-прессовое оборудование, литейные машины, электрические машины, стационарные электрические установки, насосные агрегаты и вентиляторы, оборудование для бурения скважин, буровые станки, машины для животноводства, очистки и сортировки зерна (в том числе сушилки), оборудование промышленности стройматериалов (кроме бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности и др. [15].

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», общую вибрацию категории 3 по месту действия подразделяют на следующие типы [15]:

а) на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий;

б) на рабочих местах на складах, в столовых, бытовых, дежурных и других производственных помещениях, где нет машин, генерирующих вибрацию;

в) на рабочих местах в помещениях заводоуправления, конструкторских бюро, лабораторий, учебных пунктов, вычислительных центров, здравпунктов, конторских помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда;

Исходя из выше сказанного работа на буровой относится к вибрации 3 категории, а по месту действия к типу «в» и предельно допустимые значения вибрации рабочих месте представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «в»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o , Y_o , Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,6	0,0130		82		0,130		88	
2,0	0,0110	0,020	81	86	0,089	0,180	85	91
2,5	0,0100		80		0,063		82	
3,15	0,0089		79		0,045		79	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4,0	0,0079	0,014	78	83	0,032	0,063	76	82
5,0	0,0079		78		0,025		74	
6,3	0,0079		78		0,020		72	
8,0	0,0079	0,014	78	83	0,016	0,032	70	76
10,0	0,0100		80		0,016		70	
12,5	0,0130		82		0,016		70	
16,0	0,0160	0,028	84	89	0,016	0,028	70	75
20,0	0,0200		86		0,016		70	
25,0	0,0250		88		0,016		70	
31,5	0,0320	0,056	90	95	0,016	0,028	70	75
40,0	0,0400		92		0,016		70	
50,0	0,0500		94		0,016		70	
63,0	0,0630	0,110	96	101	0,016	0,028	70	75
80,0	0,0790		98		0,016		70	
Корректированные и эквивалентные скорректированные значения и их уровни		0,014		83		0,028		75

5.3.3 Отклонение показателей микроклимата от заданных норм

в помещении

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [16].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 28, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [16].

Таблица 28 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2

Продолжение таблицы 28.

	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3
--	-----------------	-------	-------	-------	-----

5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

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

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному [17].

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50

Продолжение таблицы 29.

Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к изолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании 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 приёмников 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 внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников 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.

Причинами электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования
- вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам,
- контактам электрических устройств (автоматических выключателей,

патронов

- ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением; -
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительномонтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам,
- соединенным с источником электротока.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [9];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

5.3.6 Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [10].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;

- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.
- Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:
- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Старооскольский горизонт нефтяного месторождения, глубиной 4191 м.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен S образный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление и совмещенное бурение (ротор+ ВЗД) для остальных колонн.

Литологическая характеристика разреза показала, что он сложен породами, с высокой плотностью и абразивностью, в связи с этим были выбраны долота, способные противостоять нагрузкам, возникающим при контакте абразивными породами.

Для бурения интервала под направление выбран полимер-глинистый буровой раствор. При бурении четвертичных отложений требуется достаточно вязкий буровой раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород формирует фильтрационную корку, стабилизирующую породы.

В интервалах под кондуктор, эксплуатационную колонну и цементируемый хвостовик также применяем полимер-глинистый раствор. Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют известняки, глины, песчаники, аргиллиты, алевролиты, доломиты, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, кавернообразования.

Интервал бурения под хвостовик сложен известняками, аргиллитами и песчаниками, а также в нем находится продуктивный пласт и для его наименьшего загрязнения выбираем полимерный (инкапсулированный) буровой раствор.

В специальной части были рассмотрены преимущества и недостатки таких расширяемых систем, как профильный переключатель, расширяемые

фильтры, расширяемые хвостовики для строительства монодиаметральных скважин. Недостатком многих из них является несовершенство конструкции, способа установки или материалов из которых их изготавливают, и которые на данный момент не могут использоваться повсеместно, но не смотря на эти технологии широко применяются в строительстве скважины и значительно облегчают данный процесс.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были рассмотрены: основные направления деятельности предприятия; структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин; сметная стоимость и норма расхода потребного количества реагентов бурового раствора.

В разделе социальная ответственность содержатся основные выкладки по технике безопасности на буровой установке, также в данном разделе рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список используемой литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
3. Скважинный расширяющийся фильтр [Электронный ресурс] // URL: <https://poleznayamodel.ru/model/13/139250.html>, свободный – Загл. с экрана.
4. Профильный перекрыватель [Электронный ресурс] // URL: <https://www.ngpedia.ru/id249191p1.html>, свободный – Загл. с экрана. Дата обращения: 23.09.2021.
5. Изоляция осложнённых зон профильными перекрывателями в расширенном стволе скважины [Электронный ресурс] // URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/546607-izolyatsiya-oslozhnennykh-zon-profilnymi-perekryvateljami-v-rasshirennom-stvole-skvazhiny/>, свободный – Загл. с экрана..
6. Аксенова, Н. А. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами : монография / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2018. — 134 с. — ISBN 978-5-9961-1797-0. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/138233>. — Режим доступа: для авториз. пользователей.
7. Новейшие перспективные разработки: технология монодиаметра [Электронный ресурс] // URL: <https://oilcapital.ru/news/markets/29-10-2007/noveyshie-perspektivnye-razrabotki-tehnologiya-monodiametra>, свободный – Загл. с экрана.

8. Новейшие перспективные разработки: технология монодиаметра [Электронный ресурс] // URL: <https://naftagaz.com/>, свободный – Загл. с экрана.
9. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства.
10. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года».
11. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0 , свободный – Загл. с экрана
12. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя – Введен 1979-01-01. – постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 26 апреля 1978 г. N 1100
13. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 2017-03-01. – межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48)
14. СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36
15. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 40

16. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. с момента утверждения. – утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86., N 4088-86

17. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 1996-01-01. – постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78 в качестве строительных норм и правил Российской Федерации взамен СНиП II-4-79.

18. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987

19. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 1980-01-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 августа 1978 г. N 2329 дата введения установлена 01.01.80

20. ГОСТ 17.1.3.12-86 «ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОХРАНЫ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ». – Введ. 1987-07-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

21. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Состав разреза	
	от	до	краткое название горной породы	содержание в интервале, %
	(верх)	(низ)		
	1	2	3	4
Q	0	200	суглинок, песок, глина	50 40 10
K ₁	200	470	песок, алевролит, глина	35 25 40
J ₃	470	700	глина, мергель, алевролит	70 10 20
J ₁₋₂	700	860	алевролит, глина, песчаник, песок	20 5 5 70
T _{2+3 nm}	860	1140	алевролит, глина, песчаник	30 35 35
T _{2an}	1140	1250	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
T _{2hr}	1250	1300	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
T _{2cb}	1300	1610	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
P _{2 u}	1610	1860	песчаник, алевролит, глина	5 45 50
P _{1k}	1860	1970	песчаник, аргиллит, алевролит, известняк	60 15 15 10
P _{1ar}	1970	2020	алевролит, глина, известняк	25 15 60
P _{1a+s}	2020	2080	известняк, аргиллит	95 5
C ₂₊₃	2080	2140	известняк, аргиллит	70 30

Продолжение таблицы А.1.

C _{1s2} pr	2140	2180	известняк, доломит, аргиллит	40 30 30
C _{1s1} tr+st	2180	2320	известняк, доломит, ангидрит	40 30 30
C _{1v}	2320	2420	известняк, доломит, глина, алевролит	85 10 3 2
C _{1t}	2420	2470	известняк, алевролит, песчаник	65 25 10
D ₃ fm ₃₊₂	2470	2600	известняк, аргиллит, песчаник, алевролит, мергель	88 5 1 1 5
D ₃ fm ₁ el	2600	2800	известняк, аргиллит, мергель	40 30 30
D ₃ fm ₁ zd	2800	3060	известняк, аргиллит, мергель	40 30 30
D ₃ f _{3ev+lv}	3060	3530	известняк, аргиллит, мергель, доломит	70 5 5 20
D ₃ f ₂₊₃ dm+vt+src	3530	3700	известняк, глина	95 5
D ₃ f ₁₊₂ tm+sr+dzt	3700	4065	известняк, аргиллит, песчаник, мергель	85 5 5 5
D ₂ st	4065	4150	песчаник, аргиллит, алевролит, мергель	60 15 15 10

Таблица А.2 – Физикомеханические свойства горных пород по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность (класс)	Категория породы по твердости
	от (верх)	до (низ)											
Q	0	200	суглинки,	2,33	39	0,01-2,5	10	-	-	10	1,1-4,5	I-II	M
			пески,	2,30	30	-	1-2	6-17	150	1,1-4,5	I-II	M	
			глины	2,71	30	30	1-2	-	80	1,1-4,5	-	M	
K ₁	200	470	пески,	2,30	30	0,01-2,5	-	1-2	6-17	150	1,1-4,5	I-II	M
			алевролиты,	2,65	13	-	1	21-164	100	1,6-4,3	I-II	M	
			глины	2,71	30	40	1-2	6-24	80	1,1-4,5	I-IV	M	
J ₃	470	700	глины,	2,71	30	0,01-2,5	15	1-2	6-24	80	1,1-4,5	I-II	M
			мергели,	2,61	9	-	30	10	88-273	100	1,0-1,9	I-IV	M
			алевролиты	2,65	13	-	1	21-164	100	1,6-4,3	I-IV	M	
J ₁₋₂	700	860	пески,	2,30	30	0,01-2,5	-	1-2	6-17	150	1,1-4,5	I-II	M
			алевролиты,	2,65	13	-	1	21-164	100	1,6-4,3	I-II	M	
			глины,	2,71	30	40	1-2	6-24	80	1,1-4,5	I-IV	M	
			песчаники	2,73	9	-	1-2	9-213	210	1,1-4,5	III-VIII	C	

Продолжение таблицы А.2.

T ₂₊₃ nm	860	1140	алевролиты, глины, песчаники	2,65 2,71 2,73	13 30 9	0,01-2,5	10 30 -	1 1-2 1-2	21-164 6-24 9-213	100 80 210	1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-IV III-VIII	M M C
T _{2an+hr+cb}	1140	1610	алевролиты, глины, песчаники	2,65 2,71 2,73	13 30 9	0,01-2,5	10 40 -	1 1-2 1-2	21-164 6-24 9-213	100 80 210	1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-IV III-VIII	M M C
P ₂ u	1610	1860	алевролиты, глины, песчаники	2,65 2,71 2,73	13 30 9	0,01-2,5	5 50 -	1 1-2 1-2	21-164 6-24 9-213	100 80 210	1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-IV III-VIII	M M C
P _{1k}	1860	1970	алевролиты, песчаники, аргиллиты, известняки	2,65 2,73 2,74 2,74	13 9 3 10	0,01-2,5	15 30 10 -	1 1-2 1-3 10	21-164 9-213 30-182 88-273	100 210 100 200	1,6-4,3 1,1-4,5 1,8-4,2 1,0-1,9	I-II III-VIII I- III V-VI	M C M C
P _{1ar}	1970	2020	алевролиты, глины, известняки	2,65 2,71 2,74	13 30 10	0,01-2,5	10 50 -	1 1-2 10	21-164 6-24 88-273	100 80 200	1,6-4,3 1,1-4,5 1,0-1,9	I-II I-IV V-VI	M M C
P _{1a+s}	2020	2080	аргиллиты, известняки	2,74 2,74	9 10	0,01-2,5	10 -	1-3 50	30-182 88-273	100 200	1,8-4,2 1,0-1,9	I-III V-VI	M C
C ₂₊₃	2080	2140	аргиллиты, известняки	2,74 2,74	9 10	0,01-0,5	10 -	1-3 50	30-182 88-273	100 200	1,8-4,2 1,0-1,9	I-III V-VI	M C
C _{1s2} pr	2140	2180	аргиллиты, известняки, доломиты	2,74 2,74 2,83	9 10 8	0,01-0,5	10 - -	1-3 30 20	30-182 88-273 88-273	100 200 300	1,8-4,2 1,0-1,9 1,0-1,9	I-III IV-V V-VI	M C T
C _{1s1} tr+st	2180	2320	ангидриты, известняки, доломиты	2,89 2,74 2,83	- 10 8	0,01-0,5	- - -	1-3 30 20	30-182 88-273 88-273	100 200 300	1,8-4,2 1,0-1,9 1,0-1,9	I-III IV-V V-VI	M C T

Продолжение таблицы А.2.

C _{1v}	2320	2420	алевролиты,	2,65	13	0,01-0,5	10	1	21-164	100	1,6-4,3	I-II	M
			глины,	2,71	30		50	1-2	6-24	80	1,1-4,5	I-IV	M
			известняки,	2,74	10		-	50	88-273	200	1,0-1,9	IV-V	C
			доломиты	2,83	8		-	20	88-273	300	1,0-1,9	V-VI	T
C _{1t}	2420	2470	алевролиты,	2,65	13	0,01-0,5	15	1	21-164	100	1,6-4,3	I-II	M
			песчаники,	2,73	9		30	1-2	9-213	210	1,1-4,5	III-VIII	C
			известняки	2,74	10		-	10	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
D ₃ fm ₃₊₂	2470	2600	алевролиты,	2,65	13	0,01	15	1	21-164	100	1,6-4,3	I-II	M
			песчаники,	2,73	9		5	1-2	9-213	210	1,1-4,5	III-VIII I-	C
			аргиллиты,	2,74	3		10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	III	M
			известняки,	2,74	10		-	60	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
			мергели	2,61	9		-	20	88-273	100	1,0-1,9	I-III	M
D ₃ fm ₁ el	2600	2800	аргиллиты,	2,74	3	0,01	10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	I-III	M
			известняки,	2,74	10		-	60	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
			мергели	2,61	9		-	20	88-273	100	1,0-1,9	I-III	M
D ₃ fm ₁ zd	2800	3060	аргиллиты,	2,74	3	0,01	10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	I-III	M
			известняки,	2,74	10		-	60	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
			мергели	2,61	9		-	20	88-273	100	1,0-1,9	I-III	M
D ₃ f _{3ev+lv}	3060	3530	аргиллиты,	2,74	3	0,01	10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	I-III	M
			известняки,	2,74	10		-	50	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
			мергели,	2,61	9		-	-	88-273	100	1,0-1,9	I-III	M
			доломиты	2,83	8		-	20	88-273	300	1,0-1,9	V-VI	T
D ₃ f ₂₊₃ dm+vt+src	3530	3700	глины,	2,71	30	0,01	50	1-2	6-24	80	1,1-4,5	I-IV	M
			известняки	2,74	10		-	10	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
D ₃ f ₁₊₂ tm+sr+dzr	3700	4065	песчаники,	2,73	9	0,002-0,03	5	1-2	9-213	210	1,1-4,5	III-VIII I-	C
			аргиллиты,	2,74	3		10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	III	M
			известняки,	2,74	10		-	60	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
			мергели	2,61	9		-	20	88-273	100	1,0-1,9	I-III	M

Продолжение таблицы А.2.

D ₂ st	4065	4150	алевролиты, песчаники, аргиллиты, глины	2,65 2,73 2,74 2,71	13 9 3 30	0,01	15 5 10 50	1 1-2 1-3 1	21-164 9-213 30-182 6-24	100 210 100 80	1,6-4,3 1,1-4,5 1,8-4,2 1,1-4,5	I-II III-VIII I- III I-IV	M C M M
-------------------	------	------	--------------------------------------------------	------------------------------	--------------------	------	---------------------	----------------------	-----------------------------------	-------------------------	------------------------------------------	------------------------------------	------------------

Таблица А.3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент		Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового давления	гидроразрыва пород	
			величина кгс/см ² на м	величина кгс/см ² на м	
Q	0	200	0,100	0,166	4,6
K1	200	470	0,100	0,166	10,8
J3	470	700	0,100	0,166	16,1
J1-2	700	860	0,100	0,166	19,8
T2+3 nm	860	1140	0,100	0,172	26,2
T2an+hr+cb	1140	1610	0,100	0,172	37,0
P2 u	1610	1860	0,100	0,172	42,8
P1k	1860	1970	0,100	0,172	45,1
P1ar	1970	2020	0,100	0,172	46,2
P1a+s	2020	2080	0,100	0,172	47,6
C2+3	2080	2140	0,100	0,172	49,2
C1s2 pr	2140	2180	0,100	0,171	50,1
C1s1 tr+st	2180	2320	0,100	0,171	53,4
C1v	2320	2420	0,100	0,171	55,7
C1t	2420	2470	0,100	0,171	56,8
D3 fm3+2	2470	2600	0,100	0,171	59,8
D3fm1 el	2600	2800	0,100	0,171	63,9
D3fm1 zd	2800	3060	0,100	0,171	70,4

Продолжение таблицы А.3.

D3f3ev+lv	3060	3530	0,100	0,171	80,5
D3f2+3 dm+vt+src	3530	3700	0,100	0,171	85,6
D3f1+2tm+sr	3700	3854	0,100	0,176	87,6
D3f1+2dzr	3854	4065	0,130	0,176	92,4
D2 st	4065	4200	0,130	0,176	94,4

Таблица А.4 – Расчет опрессовки колонны для нефтяных пластов

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	25,63	33,44	35,29
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	23,30	30,40	32,08
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	21,18	21,59	25,39
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	21,04	27,64	29,16
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	50,56	51,53	52,96
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	770	770	690

Продолжение таблицы А.4.

Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3889	3964	4074
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	21	30	31
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,00	0,08	0,06
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	-23,92	1113,48	829,46

Таблица А.5 – Характеристика породоразрашающего инструмента по интервалам

Интервал	0-250	250-910	910-2690	2690-3854	3854-4160
Шифр долота	490 мм (19 19/64") МСЗ-ГБУ (IADC 535) Буринтех	15 1/2'' БТ6916МА- 095 (393,7 мм) IADC S323	БИТ 295,3 В 616 УМ.38 IADC M323	БИТ 215,9 ВТ 613 IADC S333	БИТ 146 ВТ 613 Н IADC S332

Продолжение таблицы А.5.

Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	146,1
Тип горных пород		М	МС	СТ	МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-201	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8	7 5/8	16 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,75	0,466	0,5	0,37	0,255
Масса, кг		460	180	90	45	17
G, тс	Рекомендуемая	22	3-8,	2 - 10	2 - 10	2-8
	Максимальная	40	10	10	10	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	100-160	80 - 400	60 - 400	60-200
	Максимальная	300	160	400	400	200

Таблица А.6 – Характеристика наддолотных калибраторов по интервалам

Интервал	0-250	250-916	916-2713	2713-3884	3884-4191
Шифр калибратора	К-490мс	8КС-393,7мс	1-КА294,0СТ	1-КА215,1МС	КЛС-142,9
Тип калибратора	С прямыми	Со спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	Со спиральными лопастями

Продолжение таблицы А.6.

Диаметр калибратора, мм		490	393,7	294	215,1	142,9
Тип горных пород		М	МС	СТ	МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	М-177	3-177	М3-152/Н3-152	М3-117/Н3-117	М3-88/М3-88
	API	-	-	-	-	-
Длина, м		1,21	1,27	0,395	0,523	0,4
Масса, кг		465	450	93	62	30

Таблица А.7 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото					
Интервал	0-250	250-916	916-2713	2713-3884	3884-4191
Исходные данные					
Порода	М	МС	СТ	МС	МС
D _д , см	49	39,37	29,53	21,59	14,61
G _{пред} , тс	40	10	10	10	8
Результаты проектирования					
G _{доп} , тс	32	8	8	8	6,4

Продолжение таблицы А.7.

G _{проект} , тс	8	6	4	8	6
--------------------------	---	---	---	---	---

Таблица А.8 – Результаты частоты вращения долота

Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента						
Интервал		0-250	250-916	916-2713	2713-3884	3884-4191
Исходные данные						
V _л , м/с		2,8	2	2	2	1,5
Порода		М	МС	СТ	МС	МС
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461
	мм	490	393,7	295,3	215,9	146,1
Результаты проектирования						
n ₁ , об/мин		109	97	129	177	196
n _{стат} , об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200	120-220

Продолжение таблицы А.8.

$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$	60	100	130	180	200
------------------------------------	----	-----	-----	-----	-----

Таблица А.9 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора					
Интервал	0-250	250-916	916-2713	2713-3884	3884-4191
Исходные данные					
$D_{\text{д}}, \text{м}$	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461
K	0,65	0,5	0,4	0,5	0,5
$K_{\text{к}}$	1,33	1,2	1,2	1,34	1,34
$V_{\text{кр}}, \text{м/с}$	0,15	0,14	0,13	0,14	0,14
$V_{\text{м}}, \text{м/ч}$	35	30	25	20	15
$d_{\text{бт}}, \text{м}$	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{\text{нmax}}, \text{м}$	0,018	0,0095	0,01	0,008	0,007
n	3	9	8	8	6

Продолжение таблицы А.9.

$V_{\text{кмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	1	1	1
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,22	1,17	1,12	1,09	1,39
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,71	2,72	2,76	2,77	2,74
S заб	0,19	0,12	0,07	0,04	0,02
S max	0,18	0,11	0,06	0,02	0,01
Dc	0,81	0,69	0,60	0,54	0,44
Результаты проектирования					
$Q_1, \text{ л/с}$	123	61	27	18	8
$Q_2, \text{ л/с}$	163	94	46	20	6
$Q_3, \text{ л/с}$	88	55	56	24	11
$Q_4, \text{ л/с}$	32	50	47	38	25
Области допустимого расхода бурового раствора					

Продолжение таблицы А.9.

ΔQ , л/с	39 - 123	61 - 84	27 - 63	18 - 56	8 - 31
Запроектированные значения расхода БР					
$Q_{\text{проект}}$, л/с	78	61	54	32	15

Таблица А.10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя						
Интервал		0-250	250-916	916-2713	2713-3884	3884-4191
Исходные данные						
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461
	мм	490	393,7	295,3	215,9	146,1
G_{oc} , кН		78	59	39	78	59
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{зд}$, мм		-	315	236	173	117
M_p , Н*м		-	3066	1597	2259	1193

Продолжение таблицы А.10.

M_o, H^*m	-	197	148	108	73
$M_{уд}, H^*m/кН$	-	49	37	27	19

Таблица А.11 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате												
Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	2713	3885	БТ ПК 127х9 м	127	М	9,2	3-133	3884	125,66	133,31	1,36	1,42

Таблица А.12 – КНБК для бурения секции под направление (0–250 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 (0–250 м)							
1	490 мм (19 19/64") МСЗ-ГВУ (IADC 535) Буринтех	0,75	490,0	-	3-201	Ниппель	0,46
2	Переводник М-201/177	0,42	254	101	3-201	Муфта	0,0989
					3-177	Муфта	
3	К-490мс	1,15	490	100	3-177	Ниппель	0,465
					3-177	Муфта	
4	Переводник П-201/177	0,533	254	101	3-177	Ниппель	0,1182
					3-201	Муфта	
5	УБТС2-254	12	254	100	3-201	Ниппель	4,0332
					3-201	Муфта	
6	Переводник ПЗ171/3201254/203- 80/80	0,54	254	100	3-201	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
7	УБТС2-203	24	203	76	3-171	Ниппель	5,136
					3-171	Муфта	
8	Переводник Н 201/М 177	0,533	254	100	3-201	Ниппель	0,118
					3-177	Муфта	
9	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	52	3-177	Ниппель	0,160
					3-177	Муфта	
10	Переводник П-171/177	0,523	229	140	3-177	Ниппель	0,099
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы А.12.

11	Переводник П-147/171	0,521	203	101	3-171	Ниппель	0,0628
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0461
					3-133	Муфта	
13	БТ ПК 127х9 м	208	127	-	3-133	Ниппель	6,822
					3-133	Муфта	

Таблица А.13 – КНБК для бурения секции под кондуктор (250–916 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 (250–916 м)							
1	15 1/2'' БТ6916МА-095 (393,7 мм) IADC S323	0,466	393,7	0	3-177	Ниппель	0,18
2	Переводник П-171/177	0,4	229	101	3-177	Муфта	0,073
					3-171	Муфта	
3	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-171	Ниппель	0,0674
					3-152	Муфта	
4	8КС-393,7мс	1,27	393,7	100	3-152	Ниппель	0,45
					3-152	Муфта	
5	МВР-240Т	8,665	240	-	3-152	Ниппель	2,470
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,587	220	50	3-171	Ниппель	0,102
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы А.13.

7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	50	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
8	Переводник П-161/171	0,538	229	127	3-171	Ниппель	0,0813
					3-161	Муфта	
9	УБТС2-203	18	203	80	3-161	Ниппель	0,214
					3-161	Муфта	
10	Переводник П-147/161	0,517	185	101	3-161	Ниппель	0,06
					3-147	Муфта	
11	УБТС2-178	12	178	80	3-147	Ниппель	0,156
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0461
					3-133	Муфта	
13	Ясс гидрав. 4ЯГ-171	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,920
					3-133	Муфта	
14	БТ ПК 127х9 м	873	127	-	3-133	Ниппель	28,63195
					3-133	Муфта	

Таблица А.14 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (916–2713 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 эксплуатационную колонну (916–2713)							
1	БИТ 295,3 В 616 УМ.38 IADC М323	0,5	295,3	-	3-152	Ниппель	0,09

Продолжение таблицы А.14.

2	1-КА294,0СТ	0,395	294	100	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	МВР-240Т	8,665	240	-	3-152	Ниппель	2,470
					3-152	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,607	203	50	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	203	50	3-152	Ниппель	0,148
					3-152	Муфта	
6	Переводник П-147/152	0,517	197	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
7	Переводник П-161/147	0,517	185	101	3-147	Ниппель	0,053
					3-161	Муфта	
8	УБТС2-203	12	203	80	3-161	Ниппель	0,214
					3-161	Муфта	
9	Переводник П-147/161	0,517	185	101	3-161	Ниппель	0,06
					3-147	Муфта	
10	УБТС2-178	12	178	80	3-147	Ниппель	0,156
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0461
					3-133	Муфта	
12	Ясс гидрав. 4ЯГ-171	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,92
					3-133	Муфта	
13	БТ ПК 127х9 м	2678	127	-	3-133	Ниппель	87,775
					3-133	Муфта	

Таблица А.15 – КНБК для бурения секции под цементируемый хвостовик (2713–3884 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 цементируемый хвостовик (2713–3884)							
1	БИТ 215,9 ВТ 613 IADC S333	0,37	215,9	0	3-117	Ниппель	0,045
2	Переводник М3117/3117140/140-78/78	0,37	140	78	3-117	Муфта	0,024
					3-117	Муфта	
3	1-КА215,1МС	0,523	215,1	80	3-117	Ниппель	0,062
					3-117	Муфта	
5	МВР2-176Т	8,55	176	-	3-117	Ниппель	1,25
					3-147	Муфта	
	Переливной клапан ПК-172РС	0,567	176	40	3-147	Ниппель	0,062
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-172РС	0,927	178	40	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	
7	УБТС2-178	42	178	80	3-147	Ниппель	0,156
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0461
					3-133	Муфта	
9	Ясс гидрав. 4ЯГ-171	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,92
					3-133	Муфта	
10	БТ ПК 127х9 м	3833	127	-	3-133	Ниппель	125,659
					3-133	Муфта	

Таблица А.16 – КНБК для бурения секции под фильтр хвостовик (3884-4191 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 хвостовик (3884–4191)							
1	БИТ 146 ВТ 613 Н IADC S332	0,255	146	-	3-88	Ниппель	0,017
2	КЛС-142,9	0,4	142,9	40	3-88	Муфта	0,03
					3-88	Муфта	
3	МВР-121Т	6,535	121	-	3-88	Ниппель	0,445
					3-102	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-120РС	0,477	120	30	3-102	Ниппель	0,027
					3-102	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ 120РС	0,812	121	28	3-102	Ниппель	0,048
					3-102	Муфта	
6	Переводник П-101/102	0,437	120	62	3-102	Ниппель	0,0222
					3-101	Муфта	
7	УБТС2-120	96	120	64	3-101	Ниппель	0,0635
					3-101	Муфта	
8	Переводник П-102/101	0,43	120	62	3-101	Ниппель	0,0208
					3-102	Муфта	
9	Ясс Сгидрав. 2ЯГ-120/5	5,5	124	56	3-102	Ниппель	0,32
					3-102	Муфта	
10	ПН-89х9,35 Е	1573	88,9	-	3-102	Ниппель	0,0219
					3-102	Муфта	
11	Переводник П-121/102	0,496	146	70	3-102	Ниппель	0,0295
					3-121	Муфта	

Продолжение таблицы А.16.

12	Переводник П-133/121	0,482	146	80	3-121	Ниппель	0,036
					3-133	Муфта	
13	БТ ПК 127х9 м	2512	127	-	3-133	Ниппель	82,354
					3-133	Муфта	

Таблица А.17 – Режимы работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	250	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	0,9	180	197,6	0,85	125	39,1	78,2
250	916	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	0,9	160	275,4	0,85	125	30,6	61,2
916	2713	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	0,9	150	316,8	0,85	125	27,2	54,4
2713	3884	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	0,9	140	367,2	0,85	85	16,18	32,37
3884	4191	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	1	0,9	140	387,6	0,85	80	15,23	15,23

Таблица А.18 – 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	250	БУРЕНИЕ	128,3	75,7	-	42,4	0,2	10
250	916	БУРЕНИЕ	171,3	61,2	27,3	68,6	1,6	10
916	2713	БУРЕНИЕ	221,9	54,4	20,6	135	6,7	10
2713	3884	БУРЕНИЕ	187,5	32,37	43,3	70,6	21,8	10
3884	4191	БУРЕНИЕ	259	15,23	76,4	101,9	41,4	3,6

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результаты расчета стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Упаковка, кг	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Цем. хвостовик		Хвостовик		Общая сумма, тыс. руб.
				Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	
Сода каустик	уп	4,5	25	5	22,5	9	40,5	15	67,5	9	40,5	3	13,5	184,5
Сода кальцинированная	уп	1,56	40	4	6,24	7	10,92	11	17,16	6	9,36	4	6,24	49,92
Основа-Медиум Б	уп	29	1000	3	87	5	145	8	232	5	145	0	0	609
Гаммаксан	уп	85	25	0	0	0	0	0	0	0	0	35	2975	2975
Оснопак HV-O	уп	2,5	25	2	5	4	10	6	15	4	10	9	22,5	62,5
Сульфанол	уп	50	200	1	50	2	100	3	150	2	100	1	50	450
Seurvey FL	уп	9,8	25	1	9,8	1	9,8	2	19,6	1	9,8	7	68,6	117,6
Оснопа LV-O	уп	2,5	25	4	10	7	17,5	11	27,5	6	15	35	87,5	157,5
Atren FK-D	уп	15	200	4	60	8	120	12	180	7	105	10	150	615
Барит	уп	8,1	1000	40	324	52	421,2	51	413,1	13	105,3	113	915,3	2178,9
Итого:														7399,92