

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 на Васюганскую свиту нефтяного месторождения

УДК 622.243.23:622.323

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Дурдыева Клавдия		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.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	-		

Томск – 2022 г.

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
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений

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)-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)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		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
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения,	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов

оборудования	обрабатывать и представлять экспериментальные данные	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» 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)–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
			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 процессах 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-промысловую 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-коллекторов и экранирующих

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				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)-7.4Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию работ безопасности работ нефтегазового производства.	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»	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	И.ПК(У)-8.1 Участвует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

 (Подпись) (Дата) Лукин А.А.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б8В	Дурдыевой Клавдии

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Васюганскую свиту нефтяного месторождения»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: - 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный S-образный 5. Данные по профилю: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,75 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта $T_1=700$ м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 55 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубину спуска ГНО определить 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: 2000 м 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Способ цементирования: манжетное цементирование (ММЦ предусмотреть над кровлей продуктивного пласта) 9. Конструкция забоя: фильтровая колонна перфорированная 10. Способ освоения скважины (выбрать): ГРП/свабирование/компрессирование/струйный насос
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 1.4. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 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 цементированья 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет буровой колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементированья скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементированья обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продажной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементированья скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементовочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына 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	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Дурдыева Клавдия		

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 проекта	40
	3. Анализ современных систем цементных растворов	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	Минаев Константин Мадестович	К.Х.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	Дурдыева Клавдия

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»:

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук, Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Дурдыева Клавдия		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8В		ФИО Дурдыевой Клавдии	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	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 на Васюганскую свиту нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> Буровая вышка на нефтяном месторождении. <i>Область применения:</i> Предназначена для строительства наклонно-направленной скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», – ГОСТ 12.2.033-78. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» – ГОСТ 12.2.032-78. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов	<i>Вредные факторы:</i> – повышенный уровень вибрации и шума; – недостаток естественного и/или искусственного освещения; – физические перегрузки. <i>Опасные факторы:</i> – движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу рабочего; – производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей потенциалов, под действие которого попадет работающий; – пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	– Воздействие на литосферу: физическое нарушение почвенно-растительного покрова, природных ландшафтов зоны аэрации, нарушение температурного режима ММП, деградация верхних горизонтов ММ. Нарушение биоты в районе строительства скважин и изменение условий жизни вплоть до исчезновения отдельных видов животных и растений, миграции крупных животных. – Воздействие на гидросферу: поступление пластовых флюидов и минерализованных пластовых вод в горизонты пресных и минеральных подземных вод и на земную поверхность в результате перетоков пластовых флюидов по затрубному пространству. – Воздействие на атмосферу:

	загрязнение атмосферного воздуха углеводородными и кислыми (сероводород, углекислота) газами при неорганизованных выбросах в процессе испытания скважин и в аварийных ситуациях, а также при сжигании продуктов освоения скважин на факелах и работе двигателей внутреннего сгорания.	
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	Возможные ЧС: – ГНВП; – пожары и взрывы на БУ; – лесные пожары; – взрывы ГСМ. Наиболее типичная ЧС: – ГНВП	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику		

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Дурдыева Клавдия		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц, 6 рисунков, 22 таблиц, 30 литературных источников, 8 приложений. Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, тампонажный раствор, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины нефтяного месторождения.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство эксплуатационной скважины глубиной 2760 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительства, охраны труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяной скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты произведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГНО – глубинное насосное оборудование

СНС – статическое напряжение сдвига

ДНС – динамическое напряжение сдвига

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ПЗП – призабойная зона пласта

ПВО – противовыбросовое оборудование

БУ – буровая установка

ЦА – цементируочный агрегат

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида

ВЗД – винтовой забойный двигатель

МСЦ – муфта ступенчатого цементированья

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза

ТР – тампонажный раствор

УВ жидкости – углеводородные жидкости

СНУ – струйная насосная установка

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ППД – поддержание пластового давления

МРП – межремонтный период

ПДМ – манжетный переводник

ОТ – обсадная труба

ГП – горная порода

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	21
1 Горно-геологические условия бурения скважины	22
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	22
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	25
1.3 Зоны возможных осложнений	28
2 Технологическая часть проекта	30
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	30
2.2 Обоснование конструкции скважины	30
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	30
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	31
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	31
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	32
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	32
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	33
2.3 Проектирование процессов углубления	34
2.3.1 Выбор способа бурения	34
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	35
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	37
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	38
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	39
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	41
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	43
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	44
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	49
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	49
2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность	50
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	50
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	51
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	53

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирование скважин	57
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	66
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	66
2.5 Выбор буровой установки	71
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	72
3.1 Основные направления деятельности предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания» город Красноярск	72
3.2 Организационная структура управления предприятием	73
3.3 Расчет сметной стоимости буровых растворов	75
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
4.2 Производственная безопасность	80
4.3 Экологическая безопасность	82
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
Список использованных источников	88
Приложения А	91
Приложение Б	96
Приложение В	103
Приложение Г	108
Приложение Д	110
Приложение Е	112
Приложение Ж	114
Приложение З	115

ВВЕДЕНИЕ

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в основном глинами, алевролитами и песчаниками. В скважине присутствуют три нефтяных пласта, тип коллектора которых – поровый. Продуктивный горизонт – Васюганская свита (2668-2730 м) выражена неравномерным переслаиванием аргиллитов буровато-серых и углекислых темно-серых, алевролитов светло-серых, тонкозернистых и слоистых, песчаников серых, мелко-и среднезернистых.

На данном месторождении имеется проблема поглощения бурового раствора с интенсивностью до 5 м³/ч. В результате поглощений снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности КНБК, риск ГНВП.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Васюганскую свиту нефтяного месторождения.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

В данном разделе представлены исходные данные, необходимые для дальнейших расчетов.

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1 – Стратиграфическое деление разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	46	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1.3
46	269	Некрасовская	Pg ₃ -N nk	0	-	1.3
269	407	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0	-	1.3
407	577	Люлинворская	Pg ₂ ll	0	-	1.3
577	627	Талицкая	Pg ₁ tl	0	-	1.3
627	773	Ганькинская	K ₂ gn	0	-	1.7
773	828	Славгородская	K ₂ sl	0	-	1.7
828	896	Ипатовская	K ₂ ip	0	-	1.7
896	914	Кузнецовская	K ₂ kz	0	-	1.7
914	1701	Покурская	K ₁₋₂ pk	0	-	1.7
1701	1761	Алымская	K ₁ al	0	-	1.7
1761	2252	Киялинская	K ₁ kls	0	-	1.7
2252	2344	Тарская	K ₁ tr	0	-	1.1
2344	2650	Куломзинская	K ₁ klm	0	-	1.1
2650	2668	Баженовская	J ₃ bg	1,5	-	1.1
2668	2730	Васюганская	J ₃ vs	2-3	-	1.1

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс с страти графич еского подраз делени я	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от верх	до низ	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	46	пески, супеси, суглинки, глины	Почвено-растительный слой, пески и супеси желтые, разнозернистые, полимиктовые; глины, суглинки желтые.
Pg ₃ -N nk	46	269	пески, глины	Глины оливково-зеленые, жирные, пластичные, тонкослоистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые.
Pg ₂ - Pg ₃ cg	269	407	глины алевролиты пески	Глины темно-серые, серые, с прослоями слабосцементированных алевролитов и песков полимиктовых.
Pg ₂ ll	407	577	глины алевролиты	Глины светло-серые, до темных. Зеленовато- серые, мелко- и крупнозернистые.
Pg ₁ tl	577	627	глины алевролиты	Глины темно-серые, плотные, вязкие, иногда комковатые, алевролиты разнозернистые, в верхней части мергель серый с зеленоватым оттенком.
K ₂ gn	627	773	глины опокovidные	Глины темно-серые, серые, алевролитистые, плотные с прослоями опок.
K ₂ sl	773	828	глины алевролиты пески	Глины темно-зеленые, серые, опокovidные, плотные. Алевролиты песчанистые, темно- серые, плотные. Пески серые, мелкозернистые.
K ₂ ip	828	896	алевролиты песчаники глины	Чередование глин, песчаников и алевролитов. Глины, темно-серые, жирные на ощупь, плотные. алевролиты серые, темно-серые песчанистые.
K ₂ kz	896	914	глины	Глины темно-серые, жирные на ощупь, с ходами плоедов.

Продолжение таблицы 2.

K ₁₋₂ pk	914	1701	алевролиты глины песчаники аргиллиты песчаники	Алевролиты песчанистые тонкозернистые, серые. Глины алевролитистые плотные. Песчаники серые, слюдистые, слабосцементированные. Песчаники глинистые среднесцементированные.
K ₁ al	1701	1761	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов. Аргиллиты темно-серые, слоистые, плитчатые. Песчаники серые и светло-серые, разнозернистые, полимиктовые, слабосцементированные. Алевролиты серые, темно-серые плотные, слоистые, разнозернистые.
K ₁ kls	1761	2252	аргиллиты алевролиты песчаники	Аргиллиты пестроцветные, плотные, комковатые. Алевролиты песчанистые буровато-серые, слоистые. Песчаники светло-серые, голубовато-зеленовато-серые, плотные
K ₁ tr	2252	2344	песчаники аргиллиты алевролиты	Частое и редкое переслаивание песчаников аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, и Алевролиты глинистые, серые, косослоистые, крепкие.
K ₁ klm	2344	2650	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, алевролитистые, массивные, плотные, иногда слоистые. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, полимиктовые, известковистые.
J ₃ bg	2650	2668	аргиллиты	Аргиллиты темно-серые до черных, плотные крепкие битуминозные, иногда с запахом бензина.
J ₃ vs	2668	2730	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов буровато-серых и углистых темно-серых аргиллитов, алевролитов светло-серых, тонкозернистых и слоистых, песчаников серых, мелко- и среднезернистых, косослоистых и полимиктовых.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица 3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q - K ₂ ip	0	750	глины, алевролиты, песчанники,	1,9-2,3	35-10	9,6	66	0-5	9-213	10 – 12	1,2 -4,0	I-II	М
K ₂ kz - K ₁₋₂ pk	750	1130	песок, песчанники	2,3	21	4,5	12	0-5	9-213	12-18	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
K ₁ al - J ₃ bg	1130	2400	аргилиты, песчанники	2-2,4	14,08	1,4	16	0 - 10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С

Продолжение таблицы 3

К ₁ (АС ₁₂)	2400	2730	песчанники	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III- VIII	С
------------------------------------	------	------	------------	-----	----	-----	----	-----	-------	---------	---------	--------------	---

Таблица 4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источни к получен ия
			кгс/см ² на м		источн ик получе ния	кгс/см ² на м		источн ик получе ния	кгс/см ² на м		источн ик получе ния	кгс/см ² на м		источн ик получен ия		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	46	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	23	ПГФ
Pg ₃ -N nk	46	269	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	30	ПГФ
Pg ₂ -Pg ₃ cg	269	407	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,2	0,21	ПГФ	34	ПГФ
Pg ₂ ll	407	577	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	41	ПГФ
Pg ₁ tl	577	627	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	42	ПГФ
K ₂ gn	627	773	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,21	0,22	ПГФ	43	ПГФ
K ₂ sl	773	828	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ ip	828	896	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ kz	896	914	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₁₋₂ pk	914	1701	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,18	0,18	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	75	ПГФ
K ₁ al	1701	1761	0,101	0,101	РФЗ	0,1	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	75	РФЗ
K ₁ kls	1761	2252	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	82	РФЗ
K ₁ tr	2252	2480	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	85	РФЗ
K ₁ klm	2480	2650	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J ₃ bg	2650	2668	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,2	0,2	РФЗ	0,23	0,24	РФЗ	92	РФЗ
J ₃ vs	2668	2730	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,2	0,2	РФЗ	0,24	0,23	РФЗ	93	РФЗ

Таблица 5 – Водоносность

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, м.Дарси	Степень минерализации М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	15	17
группа А	Pg ₂ -Pg ₃	20	ПК 350	пор.	1,0	1,0	500	0	да
Ю ₁	K ₁₋₂	930	1720	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K ₁	1750	2000	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
	K ₁	2260	2650	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
	J ₃	2695	2730	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Таблица 6 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
480	520	поровый	0,796	20	59
540	650	поровый	0,775	50	64
668	730	поровый	0,788	170	66

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 7 – Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
т	о		
0	90	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
90	015		слабые
015	200		интенсивные

Продолжение таблицы 7

110	015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
400	450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
460	510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
668	700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	90	Прихватопасные зоны	
110	550		
550	730		
0	90	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{час}$
110	015	Разжижение бурового раствора	
015	600	Сужение ствола скважины	

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

В техническом задании были сформулированы данные по профилю наклонно-направленной скважины, представленные в таблице А.1 приложения А. Расчеты производились в программе «Инженерные расчеты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.2 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке А.1 приложения А.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя понимается система скважина-крепь в интервале продуктивного пласта. Конструкция забоя должна обеспечивать устойчивость ствола, разобщение нефте- и водонапорных горизонтов, также максимально возможное дренирование в призабойной зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида.

Согласно задания на выполнение курсового проекта и исходя из геологических данных выбираем конструкцию забоя – фильтровая колонна перфорированная.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора (рисунок А.2 приложения А).

Исходя из анализа графика, в разрезе нет несовместимых зон по условиям бурения.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в данной скважине 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: расчет недопущения разрыва под башмаком в случае флюидопроявления при дальнейшем бурении скважины, количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В данном варианте имеется три пласта с нефтью, поэтому необходимо рассчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. Расчеты представлены в таблице А.3 приложения А.

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 730 м (753 м).

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждую 1000 м глубины

скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2760 м (2854 м).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м;
- кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 730 м (753 м);
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины, с учетом способа цементирования (манжетное), поэтому интервал цементирования эксплуатационной колонны составляет 2088 метров (2159 м).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр эксплуатационной колонны, принятый 177,8 мм, выбранный согласно предполагаемому дебету скважины. Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Диаметр долота для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимаем 220,7 мм.

Кондуктор

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Направление

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давление, возникающее при ГНВП и открытых фонтанах и определяется по формуле (1):

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

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

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле (2):

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

где $P_{му}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (3):

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения попутного газа, МПа,

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле (4):

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м,

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

В таблице А.4 приложения А представлены значения расчетов.

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;

- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-14-177,8х244,5 К1 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-180/80х14 с рабочим давлением 14 Мпа, условным диаметром прохода 180 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

В проектирование технологии процессов углубления входят: выбор породоразрушающего инструмента, подбор оптимальных режимов бурения, типов бурового раствора, компоновки бурильной колонны, гидравлической программы промывки.

Основным требованием к выбору параметров, является необходимость обеспечения успешной проводки скважины, с максимально возможными технико-экономическими показателями.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Под эксплуатационную колонну выбирается

совмещенный способ бурения (ВЗД+ротор), чтобы предупредить возникновение осложнений и аварий, ввиду тяжелой компоновки и траектории скважины. Способы бурения интервалов представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	753	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
753	2854	Совмещенный (ВЗД+ротор)

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 кондуктор, PDC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, 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 9.

Таблица 9 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0–50	50–753	753-2854
Шифр долота		393,7 М-ЦГВУ	295,3 С-ГАУ	БИТ 220,7 ВТ 613
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		М	МС, С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	4 ½ Reg
Длина, м		0,40	0,93	0,383
Масса, кг		180	80	20

Продолжение таблицы 9

G, т	Рекомендуемая	7-24	15-30	2-10
	Максимальная	24	30	10
n, об/мин	Рекомендуемая	600-40	300-40	60-400
	Максимальная	600	300	400

где G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами.

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

Выбор типа 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 всех интервалов, кроме направления, проектируются

калибраторы с прямыми лопастями, которые позволят уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервалы сложены мягкими и средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-753	753-2854
Шифр калибратора		КЛС 390 М	8К-295,3 МС	КП-220,7 СТК
Тип калибратора		Со спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		М	МС, С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	М/Н 3-171	М 3-152/Н 3-152	М 3-117/ Н 3-117
	API	-	-	-
Длина, м		0,825	0,850	0,295
Масса, кг		261	200	44

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной по формуле (5):

$$G_{\text{доп}} = 0,8 \cdot G_{\text{пред}} \quad (5)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-50	50-753	753-2854
D _д , см	39,37	29,53	20,07
G _{пред} , Т	24	30	10
G _{доп} , Т	19,2	24	8
G _{проект} , Т	8	6	7

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающей требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Данные представлены в таблице 12. Расчет ведется по формуле (6):

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_d}, \quad (6)$$

Таблица 12 – Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-50	50-753	753-2854
V _л , м/с		3,4	2,8	1,8
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
n ₁ , об/мин		165	181	156
n _{стат} , об/мин		40-60	100-160	80-120
n _{проект} , об/мин		60	160	120

В интервале бурения под направление (0-50 м) запроектировано значение частоты вращения, обусловленное задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 40-60 об/мин. Для кондуктора были выбраны значения в пределах статистических нагрузок. Для эксплуатационной колонны была выбрана расчетная величина, обеспечивающая оптимальную линейную скорость на периферийном венце шарошки.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле (7):

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (7)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя (принимается от 0,3 до 0,65 м³/с, большие значения берутся для мягких пород);

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле (8):

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot D_{\text{д}}^2, \quad (8)$$

Расход раствора Q_2 , при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, определяется по формуле (9):

$$Q_2 = \left(V_{\text{кр}} \cdot S_{\text{max}} + \left(\frac{V_M}{3600} \right) \cdot S_{\text{заб}} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{\text{см}} - \rho_p} \right) \cdot 1000, \quad (9)$$

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

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуhrиваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

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

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле (10):

$$S_{\text{max}} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{\text{от}}^2), \quad (10)$$

где $d_{\text{от}}^2$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м;

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле (11):

$$D_c = D_d \cdot \sqrt{K}, \quad (11)$$

где K – коэффициент кавернозности.

Критическая скорость проскальзывания $V_{\text{кр}} = 0,1-0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, то есть в мягких породах.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле (12):

$$Q_3 = S_{\text{max}} \cdot V_{\text{КП min}} \cdot 1000, \quad (12)$$

где $V_{\text{КП min}}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается -0,5 м/с для направления и кондуктора; 1,0 м/с – для эксплуатационной колонны.

Минимальный расход Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле (13):

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{\text{н max}} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (13)$$

где n – число насадок;

$d_{\text{н max}}$ – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице В.1 приложения В.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с для обеспечения качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 61 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит качественную очистку забоя, вынос шлама, стабильную работу ВЗД и предотвратит осложнения.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигателя выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла, для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле (14):

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_d \quad (14)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле (15):

$$M_p = M_o + M_{уд} + G_{ос}, \quad (15)$$

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

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент, необходимый для вращения ненагруженного долота, определяется по формуле (16):

$$M_o = 500 \cdot D_d \quad (16)$$

Удельный момент долота определяется по формуле (17):

$$M_{уд} = Q + 1,2 \cdot D_d, \quad (17)$$

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

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-753	753-2854
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
$G_{ос}$, кН		29	59	69
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
$D_{зд}$, мм		-	236	177
M_p , Н*м		-	2319	2041
M_o , Н*м		-	148	110
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	28

Для интервалов бурения 50–753 и 753-2854 метров (интервал бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны) выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240 Т и ДР-178.4.55 IDT, которые позволяют бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяют при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240 Т	50-753	240	8,49	2355	35-75	80-200	16-87	76-286
ДР-178.4.55 IDT	753-2854	178	5,4	1273	18-56	60-210	7,2	35-182

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников, центраторов.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в таблицах Б.1, Б.2, Б.3 в приложении Б.

Для определения запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение $Q_{\text{тк}}$ для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 143,9 и 151,4 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$ и определяется по формулам (18) и (19).

$$Q_{mk-300}=143,9 \cdot 0,9 = 129,51 \text{ т},$$

$$Q_{mk-400}=151,4 \cdot 0,9 = 136,56 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{тк}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{129,51}{83,91} = 1,54, \quad (18)$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{тк}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{136,26}{83,91} = 1,62, \quad (19)$$

где $Q_{\text{КНБК}}$ и $Q_{\text{б.т.}}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице Б.4 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность химических реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Обоснование и выбор промывочной жидкости.

В качестве сервисной компании и производителя (поставщика) химических реагентов выбирается компания АО «Сибирская Сервисная Компания».

Направление

Для бурения под направление выбран бентонитовый буровой раствор.

Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости. Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Примерный компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структурообразователь	GeoBent	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Регулятор жесткости	Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	1,1
Утяжелитель	Барит	Регулирование плотности	169

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 16.

Таблица 16 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,22
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Кондуктор

Для бурения интервала под кондуктор выбран ингибирующий раствор. Применяется при бурении интервалов, сложенными активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Существует множество рецептов растворов, служащих для предупреждения осложнений, вызванных набуханием глин, однако механизм их действия несколько различается. Основные разновидности: известковые, гипсоизвестковые, хлоркалийевые, гипсокалийевые, хлоркальциевые, малосиликатные, алюмосиликатные. Механизмами могут выступать: перевод натриевых глин в кальциевые, модифицирование поверхности глин, ингибирование ионами калия. В настоящее время самым распространенным является хлоркалийевый как наиболее универсальный. В дополнение к уже приведенным видам можно отнести гликолевый раствор, который по степени своего воздействия выделяется в класс высокоингибирующих. Механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов. Однако достаточно широкого внедрения этого раствора не наблюдается ввиду высоких затрат на его приготовление. Примерный компонентный состав ингибирующего бурового раствора приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Примерный компонентный состав ингибирующих растворов

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
-------	--------------	------------	------------------------------------

Продолжение таблицы 17

Регулятор щелочности (Ph)	NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Регулятор жесткости	Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	1,2
Структурообразователь	GeoBent	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	40
Понизитель фильтрации	Geo FC	Регулятор фильтрации	8
Высоковязкий понизитель фильтрации	ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
Ингибитор	KCl	Предотвращение набухания глин	50
Смазочная добавка	GeoLub	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Пеногаситель	FOBR	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	Барит	Регулирование плотности, кольматация каналов	69,3

После приготовления ингибирующие растворы обеспечивают технологические свойства, представленные в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические свойства ингибирующих растворов

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17
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
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Эксплуатационная колонна

Интервал бурения эксплуатационной колонны (730-2760 м) сложен песчаниками, аргиллитами, алевролитами, глинами. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимаем ингибирующий буровой раствор. Компонентный состав представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Примерный компонентный состав ингибирующих растворов

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Регулятор жесткости	Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	1,2
Структурообразователь	GeoBent	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	40
Понизитель фильтрации	Geo FC	Регулятор фильтрации	8
Высоковязкий понизитель фильтрации	ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
Ингибитор	KCl	Предотвращение набухания глин	50
Смазочная добавка	GeoLub	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Пеногаситель	FOBR	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	CaCO ₃	Регулирование плотности, кольматация каналов	83,33

После приготовления ингибирующие растворы обеспечивают технологические свойства, представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические свойства ингибирующих растворов

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
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

Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблицах В.2, В.3, В.4 приложения В.

Результаты расчета потребного количества реагентов буровых растворов представлены в таблице В.5 приложение В.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (Бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах В.6, В.7, В.8 приложения В.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность

Для расчета обсадных 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 21 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 .

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 1 и 2 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.



Рисунок 1– Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

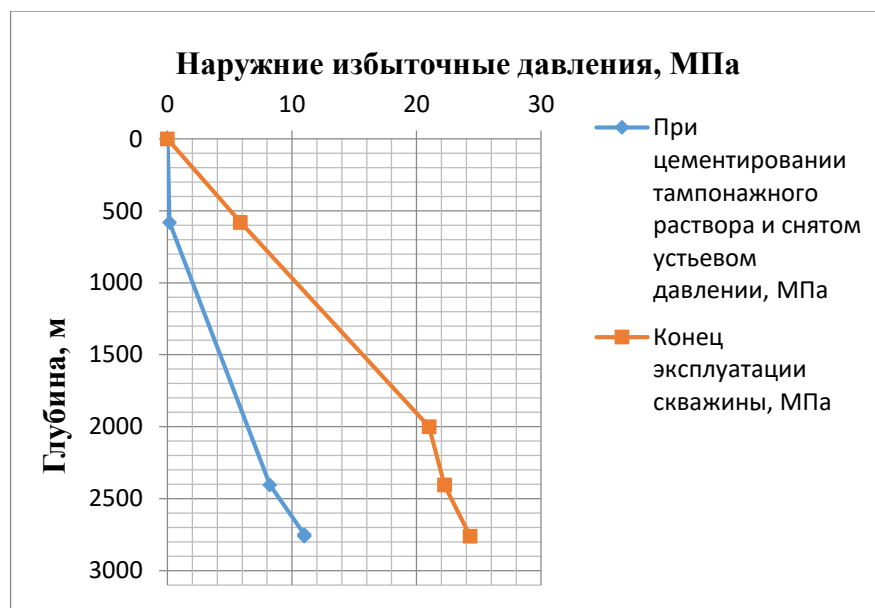


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 3 и 4 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.



Рисунок 3 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

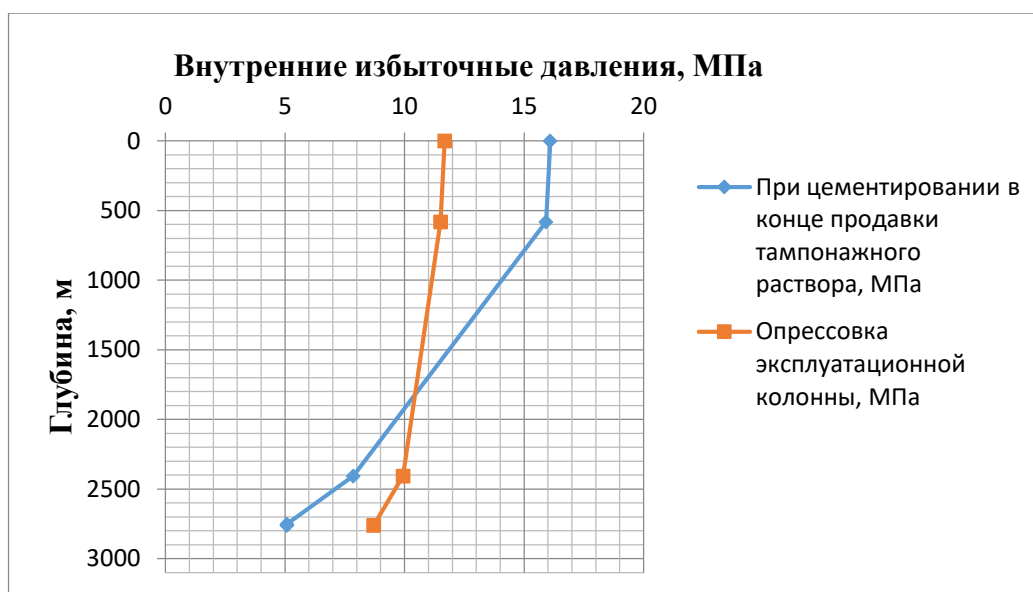


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Направление

Рекомендуемый тип резьбового соединения: ОТТМ.

Выбирается для спуска трубы с условным диаметром 323,9 мм, группы прочности Д с толщиной стенки 8,5 мм.

Кондуктор

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м – 1,5;

Избыточное внутреннее давление МПа – до 10, следовательно, для кондуктора: ОТТМ;

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P_{см}^1$, которая удовлетворяет условию формула (20):

$$P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1 = 1 \cdot 3,505 = 3,505 \quad (20)$$

где $P_{ни}^1$ – величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое);

2) Находится толщина стенки δ^1 , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления.

Условный диаметр трубы: 244,54 мм; группа прочности: Д; толщина стенки: 7,9 мм.

3) Принимается глубина L^1 спуска 1-ой секции 753 м.

4) Рассчитывается вес секции G по формуле (21):

$$G = l^1 \cdot q^1 = 753 \cdot 0,472 = 355,4 \text{ кН}, \quad (21)$$

5) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для секции на глубине L^1 при длине секции l^1 на внутреннее давление по формуле (22):

$$n_p = \frac{P_p^2}{P_{ви}^2} = \frac{21,5}{9} = 2,39 \quad (22)$$

6) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции $*l^1$ на страгивание в резьбовом соединении и на растягивающие нагрузки по телу трубы по формуле (23):

$$N_{стр} = \frac{Q_{стр}^2}{G} = \frac{2216}{355,4} = 6,235 \quad (23)$$

Эксплуатационная колонна

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м – 1,5;

Избыточное внутреннее давление, МПа – от 20 до 30, следовательно, для эксплуатационной колонны: ОТТМ;

Расчет 1-ой секции (в пределах эксплуатационного пласта)

- 1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P_{см}^1$, которая удовлетворяет условию по формуле (20):

$$P_{см}^1 = 1,2 \cdot 24,31 = 29,2 \text{ МПа}$$

- 2) Находится толщина стенки δ^1 , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления.

Условный диаметр трубы: 177,8 мм; группа прочности: Д; толщина стенки: 10,4 мм.

- 2) Принимается глубина L^1 спуска 1-ой секции выше кровли эксплуатационного объекта на 50 метров:

$$L^1 = 2569 - 50 = 2519 \text{ м.}$$

- 4) По эпюре наружных избыточных давлений определяется наружное избыточное давление $P_{ни}^2$

$$P_{ни}^2 = P_{см}^2 = 22,9 \text{ Мпа, (т.к } n_{см} \text{ для остальных секций} = 1,0)$$

Условный диаметр трубы: 177,8 мм, группа прочности: Д, толщина стенки: 9,2 мм.

- 5) Определяется длина 1-ой секции по формуле (24):

$$l^1 = L - L^1 = 2854 - 2519 = 355 \text{ м} \quad (24)$$

- 6) Рассчитывается вес 1-ой секции G^1 по формуле (21):

$$G^1 = 335 \cdot 0,428 = 143,38 \text{ кН}$$

- 7) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции l^1 на внутреннее давление по формуле (22):

$$n_p = 38,8 / 9,54 = 4,065$$

8) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 при длине 1-ой секции $*l^1$ на страгивание в резьбовом соединении и на растягивающие нагрузки по телу трубы по формуле (23):

$$N_{стр} = 2078 / 143,38 = 14,5$$

Расчет 2-ой секции

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой Д.

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной δ^2 при определении параметров 1-ой секции 9,2 мм.

3) Проектируем вторую секцию до устья скважины. Значит длина 2-ой секции $l^2 = L^1 = 2519$ м.

4) Рассчитывается вес 2-ой секции G^2 по формуле (25):

$$G^2 = l^2 \cdot q^2 = 2519 \cdot 0,383 = 964,8 \text{ кН} \quad (25)$$

где q^2 – вес 1 м труб с толщиной стенки δ^2 .

5) Определяется сумма весов 2-х секций ΣG^2 :

$$\Sigma G^2 = 143,38 + 964,777 = 1108,157,$$

6) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 2-ой секции на устье на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении по формуле (22) и (23):

$$n_p = 34,3 / 16,09 = 2,13,$$

$$n_{стр} = 1842 / 1108,157 = 1,66.$$

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристика обсадных колонн

номер секции	тип резьбового соединения	группа прочности	толщина стенки, мм	длина, м	вес, кг			интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	0,672	3360	3360	0-50
кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	753	0,472	35541,6	35541,6	0-753
эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	335	0,428	14338	110815,7	2854-2519
2	ОТТМ	Д	9,2	2519	0,383	96477,7		2519-0

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважин

Выбор способа цементирования скважин.

Согласно задания, выбирается манжетный способ цементирования.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (26):

$$P_{гс\ гп} + P_{гд\ кп} < 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (26)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

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

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора ($P_{гс\ кп}$) определяется по формуле (27):

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н тр}} \cdot h_2) \quad (27)$$

Для кондуктора:

$$P_{\text{гс кп}} = \frac{9,81 \cdot (1450 \cdot (753 - 100) + 1820 \cdot 100)}{10^6} = 11,07 \text{ МПа.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$P_{\text{гс кп}} = \frac{(9,81 \cdot (1030 \cdot 603 + 1450 \cdot (2762 - 603 - 360) + 1820 \cdot 360))}{10^6} = 38,11 \text{ МПа.}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{\text{гд кп}}$ определяются по формуле (28):

Для кондуктора:

$$P_{\text{гд кп}} = \lambda \cdot L = 0,00065 \cdot 753 = 0,49 \text{ МПа,} \quad (28)$$

для эксплуатационной колонны:

$$P_{\text{гд кп}} = 0,00065 \cdot 2762 = 3,59 \text{ МПа,}$$

где L – длина скважины по стволу (м);

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора на интервале кондуктора:

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

$$11,07 + 0,49 \leq 0,95 \cdot 0,016677 \cdot 753,$$

$$11,56 \leq 11,92,$$

на интервале эксплуатационной колонны:

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

$$38,11 + 3,59 \leq 0,95 \cdot 0,0196 \cdot 2762,$$

$$41,7 \leq 51,48,$$

условия выполняются, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Объём буферной жидкости для цементирования кондуктора и эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле (29):

$$V_{\text{б.ж.}} = S_{\text{к.п.о.с.}} \cdot V_{\text{в.п.}} \cdot t \quad (29)$$

где $S_{\text{к.п.о.с.}} = 0,04619 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

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

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении).

Для кондуктора:

$$V_{\text{б.ж.}} = 0,04619 \cdot 0,5 \cdot 600 = 13,857 \text{ м}^3$$

Для эксплуатационной колонны:

$$V_{\text{б.ж.}} = 0,03456 \cdot 0,5 \cdot 600 = 10,35 \text{ м}^3$$

Объём тампонажного раствора $V_{\text{тр}}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (направление-кондуктор), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне по формуле (30):

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot \frac{\left[(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{ср вэв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_{\text{тк}}) + (D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1) + D_{\text{эк вн}}^2 \cdot l_{\text{ст}} \right]}{4} \quad (30)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности по формуле (31):

$$V_{\text{тр}} = V_{\text{тр обл}} + V_{\text{тр норм}} \quad (31)$$

Рассчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности по формуле (32):

$$V_{\text{тр обл}} = \pi \cdot \frac{\left[((D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1)) + ((D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{ср вэв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot L - h_2 - L_{\text{тк}}) \right]}{4} \quad (32)$$

Подставляем значения в формулу (32) для кондуктора:

$$V_{\text{тр обл}} = 0,785 \cdot \left[\left(\left(\frac{323,9 - 2 \cdot 8,5}{1000} \right)^2 - \left(\frac{244,5}{1000} \right)^2 \right) \cdot 50 + \left(\left(\frac{295,3}{1000} \right)^2 \cdot 1,304 - \left(\frac{244,5}{1000} \right)^2 \right) \cdot (753 - 50 - 100) \right] = 26,9 \text{ м}^3,$$

Для эксплуатационной колонны:

$$\begin{aligned}
V_{\text{тр обл}} &= 0,785 \cdot [(((\frac{244,5 - 2 \cdot 7,9}{1000})^2 - (\frac{177,8}{1000})^2) \cdot (753 - 603) + ((\frac{220,7}{1000})^2 \cdot 1,551 \\
&\quad - (\frac{177,8}{1000})^2) \cdot (2762 - 753 - 360)] = 59,3 \text{ м}^3, \\
V_{\text{тр норм}} &= \pi \cdot \frac{[(D_{\text{ЭК Д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{ЭК Н}}^2) \cdot h_2 + D_{\text{ЭК ВН 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}]}{4} \quad (33)
\end{aligned}$$

Для кондуктора:

$$V_{\text{тр норм}} = 0,785 \cdot [((\frac{295,3}{1000})^2 \cdot 1,7 - (\frac{244,5}{1000})^2) \cdot 100 + ((\frac{244,5 - 2 \cdot 7,9}{1000})^2 \cdot 10)] = 7,355 \text{ м}^3,$$

Для эксплуатационной колонны:

$$\begin{aligned}
V_{\text{тр норм}} &= 0,785 \cdot [((\frac{220,7}{1000})^2 \cdot 1,1 - (\frac{177,8}{1000})^2) \cdot 360 + ((\frac{177,8 - 2 \cdot 10,4}{1000})^2 \cdot 10)] \\
&= 6,401 \text{ м}^3
\end{aligned}$$

Находим общий объем тампонажного раствора для кондуктора по формуле (31):

$$V_{\text{тр}} = 26,878 + 7,355 = 34,233 \text{ м}^3$$

Для эксплуатационной колонны:

$$V_{\text{тр}} = 59,3 + 6,401 = 65,7 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продажной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м³) выполняется по формуле (34):

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot \frac{[(D_{\text{ЭК ВН}}^2 \cdot L) - (D_{\text{ЭК ВН 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})]}{4} \quad (34)$$

Подставляем значения для кондуктора:

$$V_{\text{прод}} = 1,04 \cdot 3,14 \cdot \frac{\left[(0,2287^2 \cdot 753) - \left(\frac{244,5 - 7,9}{1000} \right)^2 \cdot 10 \right]}{4} = 31,4 \text{ м}^3$$

Для эксплуатационной колонны:

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot \frac{\left[(0,2287^2 \cdot 2762) - \left(\frac{177,8 - 2 \cdot 10,4}{1000} \right)^2 \cdot 10 \right]}{4} = 56,3 \text{ м}^3$$

Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегчённого, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента:

Для облегчённого тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-50.

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-50.

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле (35):

$$G_{\text{сух}} = \frac{K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}}{1 + m} \quad (35)$$

Для цемента нормальной плотности на интервале кондуктора:

$$G_{\text{сух}} = \frac{1,03 \cdot 1820 \cdot 7,355 \cdot 10^{-3}}{1 + 0,4} = 9,8 \text{ т}$$

Для облегченного:

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1450 \cdot 26,9 \cdot \frac{10^{-3}}{1 + 0,8625}) = 21,55 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле (36):

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m \quad (36)$$

Для цемента нормальной плотности:

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 9,8 \cdot 0,4 = 4,25 \text{ м}^3$$

Для облегченного:

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 21,55 \cdot 0,9 = 20,08 \text{ м}^3$$

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчётов представлены в таблице Г.1 приложения Г.

Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора на интервале эксплуатационной колонны

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и

облегченного, выбираем для цементировании скважины следующие марки цемента:

Для облегченного тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-100

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-100

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле (35):

Для цемента нормальной плотности:

$$G_{\text{сух}} = \frac{1,03 \cdot 1820 \cdot 6,401 \cdot 10^{-3}}{1 + 0,4} = 8,6 \text{ т}$$

Для облегченного:

$$G_{\text{сух}} = \frac{1,03 \cdot 1450 \cdot 59,3 \cdot 10^{-3}}{(1 + 0,8625)} = 47,6 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле (36):

Для цемента нормальной плотности:

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 8,6 \cdot 0,4 = 3,7 \text{ м}^3$$

Для облегченного:

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 57,6 \cdot 0,9 = 44,31 \text{ м}^3$$

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчётов представлены в таблице Г.1 приложения Г.

Гидравлический расчет цементированния скважин.

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах по формуле (37):

$$m_2 = \frac{G_{\text{сух}}}{G_6} \quad (37)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности для кондуктора:

$$m_2 = \frac{9,8}{13} = 0,76$$

Следовательно, необходима 1 машина УС6-30.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора:

$$m_2 = \frac{21,55}{10} = 2,16$$

Следовательно, необходимо 3 машины.

Необходимое число цементосмесительных машин для цементирования эксплуатационной колонны:

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m_2 = \frac{8,6}{13} = 0,66$$

Следовательно, необходима 1 машина УС6-30.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора:

$$m_2 = \frac{47,56}{10} = 4,76$$

Следовательно, необходимо 5 машин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице Д.1 приложения Д.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Выбор жидкости глушения

Задачей операции глушения скважин является обеспечение безопасных условий работы буровых и ремонтных бригад в стволе скважины путем предотвращения выброса нефти или газа из пласта.

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 (38):

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1081 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad (38)$$

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 $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{\text{пл}}$ – 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 (39):

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \left(\frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H \right) = 114,1 \text{ м}^3 \quad (39)$$

Освоение скважины

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин.

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- уменьшение плотности жидкости в скважине;
- снижение уровня жидкости в скважине;

- снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов.

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

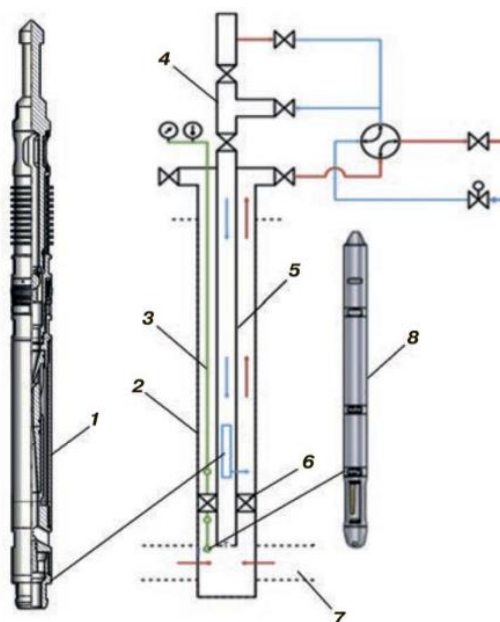
После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта. Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удастся извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до 1000 м³/сут жидкости и более.

Струйная насосная установка – насосная система, которая состоит из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП. Погружное оборудование включает струйный насос с посадочным узлом. При эксплуатации струйных насосных установок (СНУ) одной из главных задач является создание надежного контроля за герметичностью основных элементов погружного оборудования.

При любой схеме компоновки погружного оборудования комплекс "скважина – СНУ" содержит три смежных полости с различными давлениями движущейся в них жидкости. Каждая из полостей гидравлически связана с погружным струйным насосом. Для однетрубной схемы СНУ с пакером, по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) к струйному насосу движется рабочая жидкость высокого давления. В подпакерном пространстве движется инжектируемая жидкость низкого давления. В затрубном надпакерном пространстве – выходящий из струйного насоса смешанный поток. В пространстве давление определяется весом столба газожидкостной смеси над струйным насосом и гидравлическими потерями. Одним из важных условий нормальной эксплуатации СНУ является герметичность элементов погружного оборудования. Основной операцией при запуске СНУ в работу является контроль герметичности.

Схема оборудования скважины струйной насосной установкой показана на рисунке 5.



1 – струйный насос; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – кабель; 4 – устьевая арматура; 5 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 6 – пакер; 7 – пласт; 8 – блок забойной телеметрии

Рисунок 5 – Схема оборудования скважины установкой струйного

При эксплуатации данных компоновок рабочая жидкость от системы ППД нагнетается через НКТ в сопло струйного насоса, а смешанный поток рабочей жидкости и продукции пласта поднимается на поверхность по затрубному пространству.

С помощью телеметрической системы проводятся замеры давлений под пакером (в приемной камере струйного насоса) и над ним (на выходе из диффузора струйного насоса). Замеры передаются на поверхность по кабелю. При необходимости погружной струйный насос можно извлечь из скважины для замены проточной части гидравлическим способом. Это происходит за счет переключения нагнетания воды с прямой схемы закачки на обратную, через затрубное пространство.

Спуск струйного насоса на забой осуществляются также гидравлическим путем при закачке воды в НКТ. При замене скважинного оборудования это позволяет исключить дорогостоящий текущий ремонт и глушение скважины, что существенно повышает межремонтный период (МРП) работы скважины. В аварийных ситуациях застрявший струйный насос из скважины извлекают за ловильную головку с помощью канатной техники.

Для освоения скважины была выбрана установка УЭОС-5. Основные характеристики установки:

- Освоение скважин;
- Добыча нефти;
- Глубокое дренирование и очистка пласта;
- Проходное отверстие - 51 мм;
- Глубина спуска – до 4 000 м;
- Габаритные размеры – не более 108х800 мм.

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). Поскольку скважина является нефтяной, коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). Принимается арматура фонтанная: АФ3-50/60х14.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины указаны в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	83,91	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 83,91$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	101,81 57	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 101,81$ 57
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	109,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/109,1 = 1,83 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

Исходя из расчетов выбираем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Основные направления деятельности предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания» город Красноярск

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал АО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отраденский. Сегодня в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Сформированная четырнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Ключевыми партнерами ССК являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО

«НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Руснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»,

В 2006 году на базе ООО «ГРК-Эвенкия» был сформирован Красноярский филиал АО «ССК». Молодой коллектив быстро расширил географию работ с Красноярского региона до двух огромных территорий Сибирской платформы – Иркутской области и Якутии.

С 2011 года Красноярский филиал работает на месторождениях ООО «Иркутская нефтяная компания», где силами Красноярского филиала построены первые поисково-разведочные скважины и реализовано последующее кустовое эксплуатационное бурение.

С апреля 2017 на объектах заказчиков работают бригады КРС АО «ССК». В период с 2007 по 2018 год специалистами Красноярского филиала пробурены более 160 скважин в Восточной Сибири: 41% из них – это сложные параметрические поисково-разведочные скважины.

3.2 Организационная структура управления предприятием

Структура управления в филиале АО «Сибирская Сервисная Компания» в городе Красноярск является линейно-функциональной (рисунок 6). Выделяют следующие структурные подразделения:

- Подразделение первого заместителя директора – технический директор;
- Заместитель директора по маркетингу;
- Заместитель директора по экономике и финансам;
- Заместитель директора по общим вопросам;
- Заместитель директора по работе с персоналом;
- Заместитель директора по безопасности.

Общее руководство предприятием осуществляет генеральный директор филиала. Он действует от имени предприятия, в соответствии с

законодательством и уставом организации, издает приказы, распоряжается имуществом предприятия, заключает договоры со сторонними организациями, осуществляет наем и увольнение работников, открывает в банках расчетный счет, распоряжается денежными средствами на счетах.



Рисунок 6 – Схема организационной структуры управления предприятия ССК

Рассмотрим подробнее технологический отдел, который состоит из лаборатории буровых и тампонажных растворов и трех групп по бурению, по заключительным работам и группа сервиса системы очистки.

В данной главе рассмотрим организационную структуру предприятия технологического отдела, а именно буровые работы. Основные работы осуществляются силами буровых бригад, которые работают вахтовым методом. Буровая вахта длится от 8 до 12 часов.

Руководит буровой бригадой буровой мастер, отвечающий за все, что происходит на площадке и поселке вахтовиков.

В буровой бригаде обычно три буровых вахты и одна запасная вахта на две бригады. Каждая состоит из четырех человек.

1. Бурильщик (5 или 6 разряд) несет персональную ответственность за все, что происходит на буровой площадке. В его вахту во время бурения и спуска-подъемных операций находится за пультом бурильщика. Ведет записи о проделанной работе в журнале бурового мастера после каждой вахты.

2. Первый помощник бурильщика (4 разряд) следит за состоянием и исправностью бурового оборудования, осуществляет контроль за параметрами бурового раствора и принимает участие в его обработке.
3. Второй помощник бурильщика (3-4 разряд) включает и выключает буровые насосы, участвует в работе по приготовлению, обработке, очистке бурового раствора.
4. Третий помощник бурильщика (3 разряд) работает под руководством первого помощника бурильщика. Следит за чистотой на буровой площадке и в домике отдыха.

Кроме буровых вахт в состав буровой бригады так же входят слесари по ремонту и обслуживанию оборудования, дизелисты или электромонтеры, инженер по буровым растворам или лаборант.

3.3 Расчет сметной стоимости буровых растворов

При расчете потребного количества реагентов необходимо выполнить условие: запас бурового раствора $V_{\text{зап}}$ на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

На основе этого в главе 2.3.8. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле (40):

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (40)$$

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 (41):

$$N_{уп} = \frac{M_p}{V_{уп}}, [\text{шт}]; \quad (41)$$

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

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы Е.1 приложения Е по всем проектируемым интервалам.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Правовое регулирование труда работающих в труднодоступных районах осуществляется с особенностями, предусмотренными нормами ст. ст. 297 - 302 гл. 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом», 313 - 327 гл. 50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

На уровне работодателя разработан, утвержден и действует локальный нормативный акт – технологический регламент, устанавливающий требования по безопасному и эффективному ведению работ и правила поведения работодателя и работников в процессе труда.

Рабочее время

В нефтегазовой отрасли экономики получили распространение следующие режимы рабочего времени: сменные работы и работы вахтовым методом.

Продолжительность рабочего времени работников отрасли за учетный период определяется работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в пределах норм, установленных Трудовым кодексом РФ, и отражается в графиках работы за год.

Трудовая деятельность работников на открытом воздухе прекращается при температуре -40°C и ниже, при силе ветра до 6 м/с; при температуре -35°C и ниже, при силе ветра 6 - 12 м/с; при температуре -30°C и ниже, при силе ветра более 12 м/с. Прекращение работы на открытом воздухе оформляется приказом (распоряжением) работодателя.

Время отдыха

Отношения по предоставлению ежедневного (междусменного) отдыха лицам, работающим вахтовым методом, регламентируются положениями о проведении вахтовых работ, принимаемыми работодателями и включающими нормы-дополнения к гл. 47 Трудового кодекса РФ. Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха, как правило, – 12 часов с учетом перерывов для отдыха и питания. Неиспользованные часы отдыха суммируются и должны быть предоставлены работникам в виде дополнительных выходных дней (дней междувахтового отдыха) в течение учетного периода.

Заработная плата

Заработная плата (оплата труда работников) в организациях нефтегазовой отрасли выплачивается в соответствии с тарифной системой, с помощью которой осуществляется дифференциация оплаты труда работников различных категорий с учетом их квалификации, сложности и условий труда, особенностей производства и природных климатических условий.

Охрана труда

В нефтегазовом комплексе действуют отраслевые:

- правила и инструкции по охране труда;
- нормативные правовые акты, регулирующие отношения по организации охраны труда;
- нормативные правовые акты об охране труда отдельных категорий работников (женщин, несовершеннолетних, лиц с пониженной трудоспособностью);
- нормативные правовые акты о компенсациях и льготах для лиц, работающих во вредных и/или опасных условиях труда, на тяжелых работах;
- нормативные правовые акты об обеспечении средствами защиты от производственных факторов, оказывающих вредное воздействие на организм работника.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Также для работников отрасли законодательно предусмотрены и гарантии, и компенсации:

- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

4.2 Производственная безопасность

Результаты анализа потенциально опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице Ж.1 приложения Ж. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015.

Превышение уровня шума и общей и локальной вибраций

Основным источником шума и вибрации на буровой установке является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное. Дополнительное освещение обеспечивается за счет установки галогенных прожекторов 1000 Вт и светильников в взрывозащищенном исполнении на рабочих местах.

Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

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

- Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
- Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
- На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ12.4.026-2015.
- Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства, предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, поперечин и других частей.
- Устанавливают тормозные устройства, обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
- Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

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

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- Применение предупреждающей сигнализации;
- Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Пожаровзрывоопасность

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

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

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

4.3 Экологическая безопасность

Мероприятия по охране атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений обще обменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например, двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не

только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению.

Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Степень риска при строительстве скважины оценена в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», разработанные в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Источниками чрезвычайных ситуаций при бурении скважин является открытый газовый или нефтяной фонтан из скважины, так как он способен привести к разрушению буровой установки и созданию опасных условий для обслуживающего персонала и относится по классификации к аварии.

По признаку опасности строительство данной скважины относится к опасному производственному объекту, в части возможности открытого газового или нефтяного фонтана.

Вероятность возникновения аварийной ситуации снижается системой мер, предусмотренных в противопожарных мероприятиях, кроме того, снижению степени риска открытого фонтанирования скважин способствуют технические решения, заложенные в проект.

Достаточность разработанных технических, технологических и организационных мер, заложенных в проекте, готовность предприятия совместно с местной военизированной противofонтанной службой к

локализации и ликвидации как самого открытого фонтана, так и последствий самой аварии сводят к минимуму возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

Выводы:

Буровая установка представляет собой комплексное сооружение для проведения будущих подземных работ.

В разделе проведен анализ правового регулирования труда на буровых установках, идентифицированы и описаны потенциально вредные и опасные факторы, воздействующие на работников буровых установок.

Проведен анализ экологического воздействия работы буровой установки на окружающую среду и проанализированы возможные ЧС на буровых установках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2760 м на нефтяном месторождении. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из крепости пород для бурения под направление и кондуктор выбраны шарошечные долота, для бурения под эксплуатационную колонну – PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. При бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонны был выбран ингибирующий буровой раствор, с целью предупреждения образования осложнений, связанных с набуханием глин.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн – для обеспечения прочности на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования колонн был выбран одноступенчатый способ, для цементирования эксплуатационной колонны спроектирован манжетный способ цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-14-177,8х244,5 К1 ХЛ, ОП5-180/80х14.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ-3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

В разделе «Финансовый менеджмент» описаны основные направления деятельности предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания» город Красноярск, а также отражена организационная структура предприятия и произведен расчет сметной стоимости компонентов бурового раствора для каждого интервала.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Список использованных источников

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. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Трудовой кодекс РФ: Федеральный закон № 197-ФЗ от 30.12.2001 г.
5. О специальной оценке условий труда: Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. № 426-ФЗ
6. Постановление Правительства РФ от 30.11.2021 N 2127 "О порядке подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами"
7. ГОСТ Р 54362-2011 «Геофизические исследования скважин. Термины и определения.»
8. Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов: приказ Ростехнадзора от 30.11.2017 № 515.
9. ГОСТ 12.1.019-2017 "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты"
10. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

- 11.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
- 12.ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 13.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
- 14.МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»
- 15.ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
- 16.ГОСТ 17.1.3.02-77 «Охрана природы. Гидросфера.»
- 17.ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера.»
- 18.ГОСТ 17.4.02 – 79 «Охрана природы. Почвы»
- 19.ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность.
- 20.ГОСТ 17.5.02 – 79 «Охрана природы. Земли»
- 21.РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений.
- 22.Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. - М.: «Недра». - 2000. - 667 с.
- 23.Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирование скважин. М., «Недра», 1982,295 С.
- 24.Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. /А.И.Булатов, Л.Б.Измайлов, В.И.Крылов и др./ - М.: Недра, 1981. - 240 с.
- 25.Пятибратов А.Ю. Облегченная тампонажная смесь с применением гранул «Super-K»// Инструмент и оборудование. – 2018. № 3.
- 26.Махмутов Д.З., Якунов А.И., Ложкин С.С.: Применение «Технологии активного цементного камня» / Маслов В.Н., Лапердин А.Н., Ермилов

- О.М., Чугунов П.С. //-М.: Газовая промышленность вып. № 3, 2017, С.24-26.
- 27.Орешкин Д.В. Облегченные тампонажные материалы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2002. № 11. С. 21-23.
- 28.Маликов, А.А. Раствор со стекловолокном для сложных скважин / Маликов А.А. – Текст: Электронный // Информагенство «Девон» 2018 - URL:https://portal.tpu.ru/SHARED/s/SKIRNEVSKIY/academic/vkr/Tab/VKR_standart.pdf (дата обращения 31.05.2022)
- 29.Курбанов Я.М. Совершенствование составов и технологических свойств облегченных тампонажных растворов // Известия вузов. Нефть и газ. 2002. №6. С. 18-25
- 30.Юсифзаде Х.Б., Шахбазов Э.К, Кязимов Э.А. Нанотехнологии при бурении нефтяных и газовых скважин. Баку: Изд-во Маариф, 2014. С. 132–141.

Приложения А

(Обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

Таблица А.1 – Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали (по стволу), м		Максимально-допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100м	максимально-допустимый на интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
					минимально-допустимый	максимально-допустимый
1	2	3	4	5	6	7
2484,29 (2573,60)	2580,66 (2673,60)	15,471	0,175	55	0	-

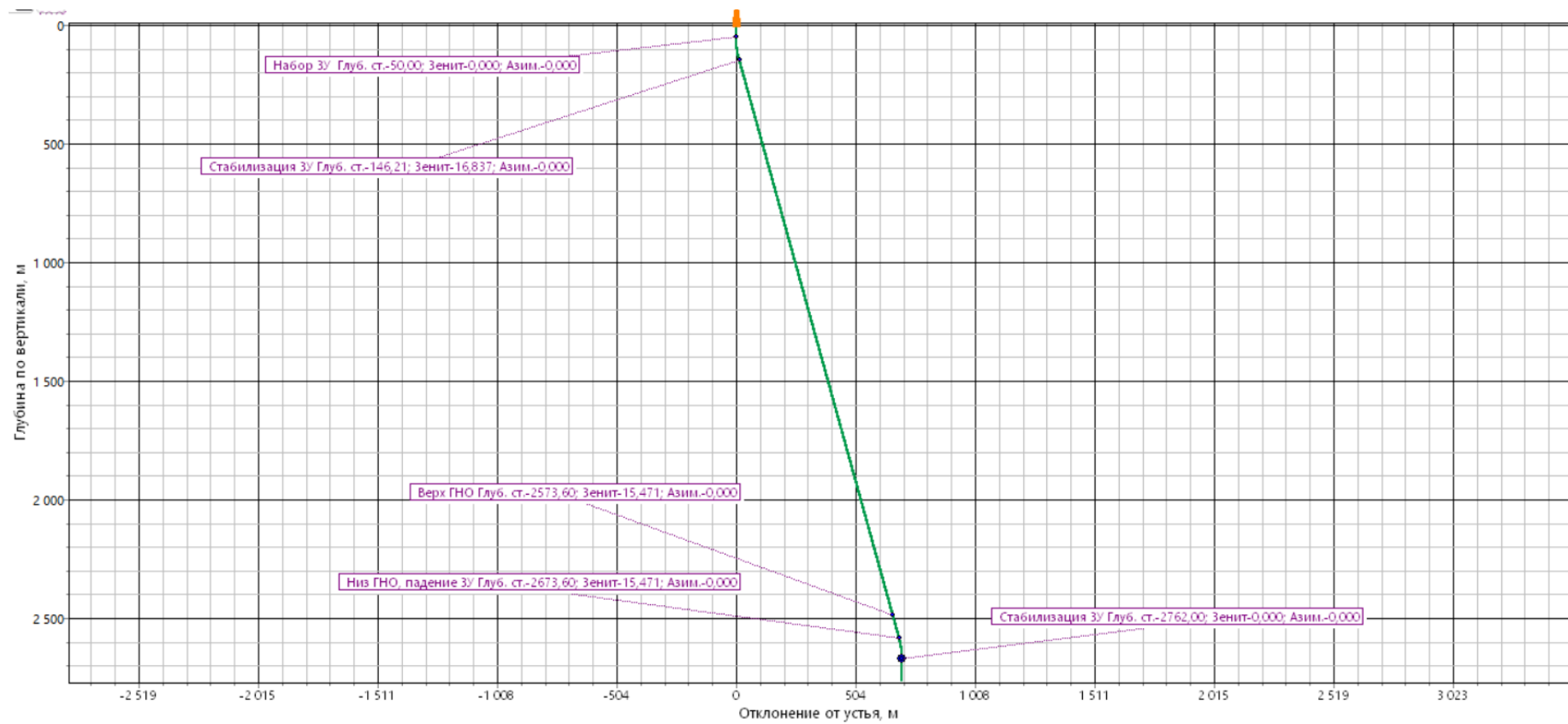


Рисунок А.1 – проектный профиль скважины

Таблица А.2 – Данные по профилю ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол , град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)			в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	50	50	0	0	0	0	0	50	50
50	137,34	87,34	1,75	0	15,471	11,86	11,86	88,41	138,41
137,34	2580,66	2443,32	0	15,471	15,471	688,14	700	2535,19	2673,60
2580,66	2668	87,34	-1,75	15,471	0	0	700	88,41	2762
2668	2760	95	0	0	0	0	700	92	2854

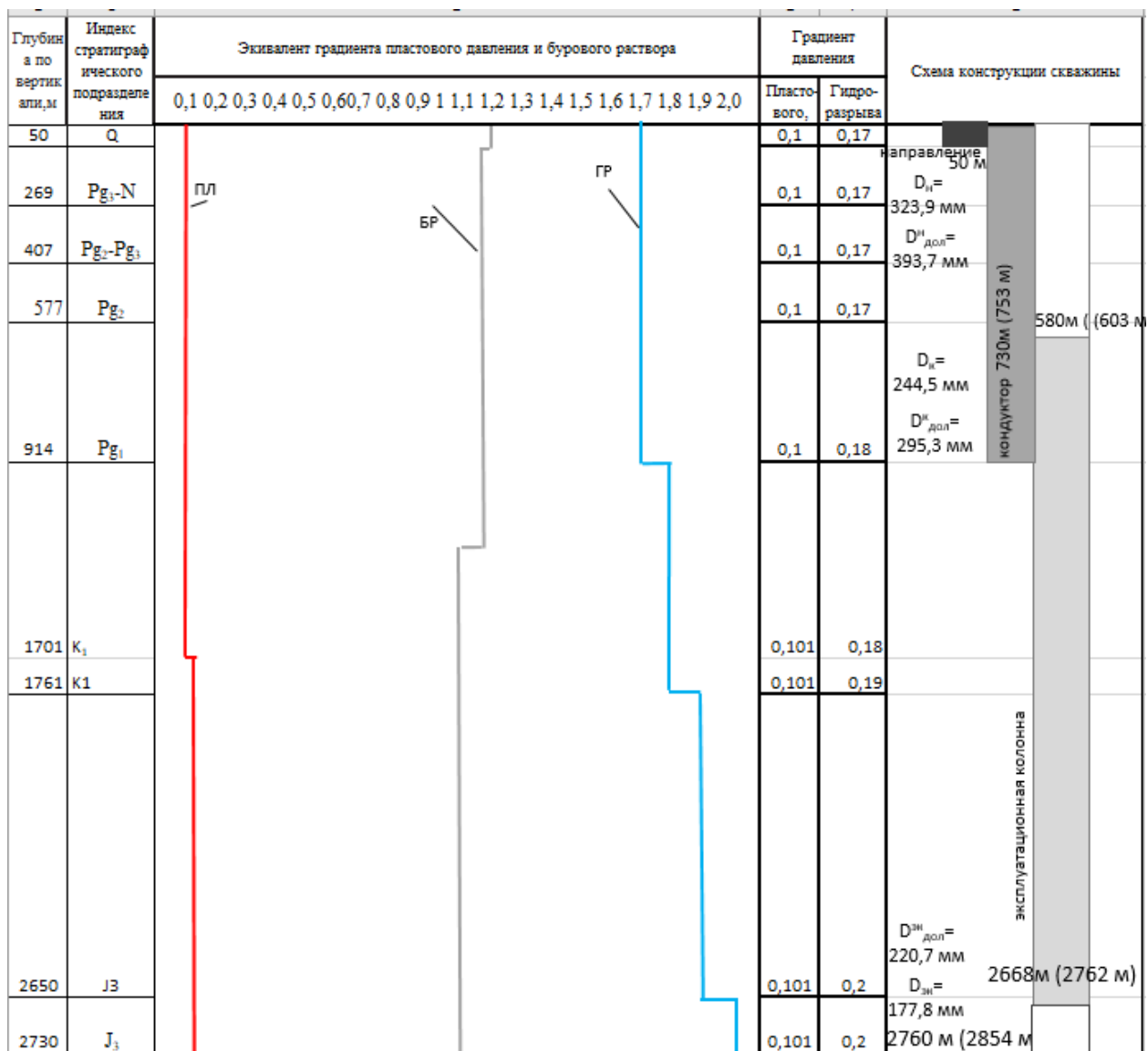


Рисунок А.2 – Совмещенный график давлений

Таблица А.3 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту

Параметр	Значение параметра		
Индекс пласта	K ₁ (AC ₁₀)	K ₁ (AC ₁₁)	K ₁ (AC ₁₂)
Глубина кровли, м	2480	2540	2668
Градиент пластового давления, МПа/м	0,101	0,101	0,101
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,17	0,17	0,17
Плотность нефти, кг/м ³	796	775	788
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	250,48	256,54	269,468
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, атм	680	730	680
Требуемый запас	1,0999	1,08	1,00
Окончательная глубина спуска колонны, м	730		

Таблица А.4 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Пласт	K ₁ (AC ₁₀)	K ₁ (AC ₁₁)	K ₁ (AC ₁₂)
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	25,05	25,65	26,95
Глубина залегания кровли ПП, м	2480	2540	2668
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	9,60	9,65	9,66
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	10,56	10,62	10,62
Степень основания натурального логарифма	0,04	0,04	0,04
Давление насыщения попутного газа, МПа	10	10	10
Давление опрессовки колонны, МПа	11,62	11,68	11,68

Приложение Б

(Обязательное)

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-50 м)							
1	М-ЦГВУ-393,7	0,4	393,7	-	3-177	Ниппель	0,180
2	Переводник П 3-177/3-171	0,42	209	101	3-177	Муфта	0,101
					3-171	Муфта	
3	КЛС-390 М	0,825	390,5	80	3-171	Ниппель	0,261
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/3-161	0,538	185	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203	36	203	80	3-161	Ниппель	7,704
					3-161	Муфта	
6	Переводник П 3-161/3-171	0,517	185	101	3-161	Ниппель	0,053
					3-171	муфта	

Продолжение таблицы Б.1

7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	43	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
	Переводник П 3-171/3-133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,0489
					3-133	Муфта	
9	СБТ ТБПК 127х9 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,32052
					3-133	Муфта	
10	КШЗ-133х70	0,464	162	62	3-133	Ниппель	0,0426
					3-133	Муфта	
11	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,723

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–753 м)

Бурение под кондуктор (50–753 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	С-ГАУ-295,3	0,93	295,3	-	3-152	Ниппель	0,080
2	Переводник П М 3-152/3-152	0,350	197	89	3-152	Муфта	0,046
					3-152	Муфта	
3	8К-295,3 МС	0,850	295,3	-	3-152	Ниппель	0,200
					3-152	Муфта	
4	МВР-240 Т	8,49	240	-	3-152	Ниппель	2355
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240РС	0,587	220	50	3-171	Ниппель	0,102
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	43	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
7	Переводник П 3-171/3-152	0,517	203	89	3-171	Ниппель	0,0743
					3-152	Муфта	
8	ЗТС-СБТ-178-01	3,030	178	-	3-147	Ниппель	3,4896
					3-147	Муфта	
9	Переводник П 3-147/ 3-161	517	185	101	3-147	Ниппель	0,060
					3-161	Муфта	
10	УБТС2-203х100Д	12	203	80	3-161	Ниппель	2568
					3-161	Муфта	
11	Переводник П 3-161/3-171	0,538	229	127	3-161	Ниппель	0,0813
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

12	4ЯГ-203	6,800	210	70	3-171	Ниппель	1325
					3-171	Муфта	
13	Переводник П 3-171/3-147	0,538	203	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
14	УБТС2 178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
15	Переводник П 3-147/3-133	0,504	178	95	3-147	Ниппель	0,0502
					3-133	Муфта	
16	СБТ ТБПК 127х9 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	18,590
					3-133	Муфта	
17	КШЗ-133х70	0,464	162	62	3-133	Ниппель	0,0426
					3-133	Муфта	
18	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,723

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (753–2854 м)

Бурение под эксплуатационную колонну (753-2854 м)							
1	БИТ 220,7 ВТ 613	0,383	220,7	-	3-117	Ниппель	0,020
2	Переводник П М 3-117/3-117	0,355	140	78	3-117	Муфта	0,0233
					3-117	Муфта	
3	КП-220 СТК	0,295	220,7	-	3-117	Ниппель	0,044
					3-117	Муфта	
4	ДР-178.4.55 IDT	5,4	178	-	3-117	Ниппель	1273
					3-117	Муфта	
5	Переводник П 3-117/3-133	0,502	155	78	3-117	Ниппель	0,041
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,834	176	40	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-172РС	0,894	176	43	3-133	Ниппель	0,110
					3-133	Муфта	
8	Переводник П 3-133/3-147	0,520	178	101	3-133	Ниппель	0,0461
					3-147	Муфта	
9	ЗТС-СБТ-178-01	3,030	178	-	3-147	Ниппель	0,315
					3-147	Муфта	
10	Переводник П 3-147/ 3-133	0,504	178	95	3-147	Ниппель	0,0502
					3-133	Муфта	
11	УБТС2 178х90 Д	42	178	90	3-147	Ниппель	6,552
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

12	Переводник П 3-147/3-133	0,504	178	98	3-147	Ниппель	0,0502
					3-133	Муфта	
13	4ЯГ-171	6,800	175	70	3-133	Ниппель	0,920
					3-133	Муфта	
14	СБТ ТБПК 127х9 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	74,681
					3-133	Муфта	
15	КШЗ-133х70	0,464	162	62	3-133	Ниппель	0,0426
					3-133	Муфта	
16	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,723

Таблица Б.4– Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважин, 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 $(\sigma = 200 \text{ МПа})$	в клиновом захвате $(\sigma = 400 \text{ МПа})$
бурение	0	2854	ПК - 127х9Е	127	Е	9,19	3-133	2101	74,681	83,91	1,54	1,62

Приложение В

(Обязательное)

Таблица В.1 – Расход бурового раствора

Интервал	0-50	50-753	753-2854
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207
K	0,65	0,65	0,3
K_k	1,3	1,3	1,7
$V_{кр}$, м/с	0,1	0,1	0,15
V_m , м/ч	40	30	20
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,02	0,018	0,009
n	3	5	8
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,22	1,17	1,08
ρ_n , г/см ³	2,4	2,5	2,69
Q_1 , л/с	79	44	11
Q_2 , л/с	91	43	29
Q_3 , л/с	55	28	26
Q_4 , л/с	39	61	47
ΔQ , л/с	39-90	28-61	11-47
$Q_{проект}$, л/с	45	61	40

Потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица В.2 – Результаты расчеты объемов бурового раствора под интервал направления

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний $\varnothing$ предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{каверн}$	Объем скважины $V_{скв}$ в конце интервала, м ³
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{фил}$						0,10
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{пот}$						4,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{СПО}$						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{бр} - V_{восп}$						52,9
Объем раствора к приготовлению $V_{бр}$						58,1

Таблица В.3 – Результаты расчеты объемов бурового раствора под интервал кондуктора

Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн}	Объем скважины V _{скв} в конце интервала, м ³
от	до					
50	753	703	295,3	323,9	1,7	70,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						1,32
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						41,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						2,9
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						115,2
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						161,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев}						26,5
Объем раствора к приготовлению						164,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						67

Таблица В.4 – Результаты расчеты объемов бурового раствора под интервал эксплуатационной колонны

Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн}	Объем скважины V _{скв} в конце интервала, м ³
от	до					
753	2854	2101	295,3	244,5	1,7	150
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						0,27
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						77,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						9,9
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						305
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						392,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев}						51,9
Объем раствора к приготовлению						340,8

Таблица В.5 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатацион. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Регулятор pH	25	58,1	3	184,3	8	398,2	16	640,54	26
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	25	58,1	2,3	184,3	7,4	398,2	15,9	640,54	26
Барит	Утяжелитель	1000	9820,8	9,8	12769,2	12,85	-	-	22590	23
Geo FC	Регулятор фильтрации	25	-	-	1474,1	59	3185,3	127,4	4659,4	187
KCl	Ингибитор	25	-	-	9213	368,5	19908,3	796,3	29121	1165
CaCO ₃	Утяжелитель	50	-	-	-	-	33179	664	33179	664
GeoLub	Смазывающая добавка	200	-	-	737	3,7	1592,7	8	2329,7	12
ПАЦ ВВ	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	368,5	14,7	796,3	31,9	164,9	47
GeoBent	Структурообразователь	750	4648,9	6,2	7370,4	9,8	15926,6	21,2	27946	38
FOBR	Пеногаситель	50	-	-	46,9	0,7	79,6	1,6	116,49	3

Таблица В.6 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,448	0,064	КОМБИНИРОВАННАЯ	3	20	83	4,59
Под кондуктор									
50	753	БУРЕНИЕ	0,59	0,089	КОМБИНИРОВАННАЯ	5	18	48,1	1,33
Под эксплуатационную колонну									
753	2854	БУРЕНИЕ	0,789	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	9	76,8	2

Таблица В.7 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	90	180	174,6	0,85	125	39,1	78,2
50	753	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	90	160	220,5	0,85	125	30,6	61,2
753	2854	БУРЕНИЕ	УНБ-950	1	90	180	184,3	0,85	125	39,1	39,1

Таблица В.8 – 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	50	БУРЕНИЕ	78,9	49,6	0	19,2	0,1	10
50	753	БУРЕНИЕ	157,2	16	73,5	48,7	9	10
753	2854	БУРЕНИЕ	168,6	37,7	33,3	67,2	20,4	10

Приложение Г
(Обязательное)

Таблица Г.1 – Расчет цементирования

Параметр	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
1	2	3	4
Давление гидроразрыва ($0,95P_{гр}$), МПа	0,79	11,93	51,48
Давление составного столба жидкости в КП ($P_{гс\ кп}$), МПа	0,75	11,07	38,11
Гидродинамические потери давления в КП ($P_{гдкп}$), МПа	0,03	0,49	3,6
$P_{гс\ кп} + P_{гдкп}$, МПа	0,78	11,56	41,7
Буферная жидкость			
Объем, м ³	22,7	13,86	10,35
Плотность, кг/м ³	1030	1030	1030
Объем воды, необходимый для приготовления, м ³	4,55	2,77	2,07
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	318,45	194	144,08
Буферная жидкость			
Объем, м ³	22,7	13,86	10,35
Плотность, кг/м ³	1030	1030	1030
Объем воды, необходимый для приготовления, м ³	18,2	11,09	8,29
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	272,96	166,3	124,19
Тампонажный раствор нормальной плотности			
Объем, м ³	1,05	7,36	6,4

Продолжение таблицы Г.1

Плотность, кг/м ³	1820	1820	1820
Объем воды, необходимый для приготовления, м ³	0,87	4,25	3,7
Наименование компонента	ПЦТ-II-50	ПЦТ-II-50	ПЦТ-II-100
Масса компонента, кг	2005	9848,3	8,571,2
Необходимое количество цементосмесительных машин	1	1	1
Расход НТФ, кг	0,61	3,02	2,62
Облегченный тампонажный раствор			
Объем, м ³	3,03	26,9	59,3
Плотность, кг/м ³	1450	1450	1450
Объем воды, необходимый для приготовления, м ³	2,27	20,08	44,31
Наименование компонента	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	ПЦТ-III-О6(4-6)-100
Масса компонента, кг	2432	21553,2	47568,2
Необходимое количество цементосмесительных машин	1	3	5
Расход НТФ, кг	1,24	11,02	24,32
Продавочная жидкость			
Объем, м ³	3,05	31,4	53,3
Плотность, кг/м ³	1000	1000	1000
Наименование	Вода	Вода	Вода

Приложение Д

(Обязательное)

Таблица Д.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2854	2854	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2844	2844	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	703	14	120
		703	803	10	
		803	2569	66	
		2569	2611	7	
		2631	2744	12	
		2752	2772	2	
		2772	2824	6	
		2824	2849	1	
		2849	2854	2	
	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	753	2333	79	109
		2559	2621	7	
		2621	2754	14	
		2752	2834	9	
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2844	2844	1	1
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2834	2834	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	753	753	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	743	743	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	100	10	34
		100	748	22	
		748	753	2	
	ЦТ-245/295 («НефтьКам»)	50	753	36	36
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	743	743	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1

Продолжение таблицы Д.1

	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	5
		20	50	3	
	ЦТ 324/394 («НефтьКам»)	0	50	3	3
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1

Приложение Е

(Обязательное)

Таблица Е.1 – Результаты расчета потребного количества реагентов и сметная стоимость

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								Стоимость реагента	
			Направление		Кондуктор		Эксплуатацион. колонна		Итого		упаковка	итого
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	рублей	рублей
NaOH	Регулятор pH	25	58,1	3	184,3	8	398,2	16	640,54	26	70954	1844804
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	25	58,1	2,3	184,3	7,4	398,2	15,9	640,54	26	24154	628004
Барит	Утяжелитель	1000	9820,8	9,8	12769,2	12,85	-	-	22590	23	36500	839500
Geo FC	Регулятор фильтрации	25	-	-	1474,1	59	3185,3	127,4	4659,4	187	250000	1250000
KCl	Ингибитор	25	-	-	9213	368,5	19908,3	796,3	29121	1165	64000	1920000
CaCO ₃	Утяжелитель	50	-	-	-	-	33179	664	33179	664	64000	2176000
GeoLub	Смазывающая добавка	200	-	-	737	3,7	1592,7	8	2329,7	12	160000	480000
ПАЦ ВВ	Высоковязкий понижитель фильтрации	25	-	-	368,5	14,7	796,3	31,9	164,9	47	270000	270000

Продолжение таблицы Е.1

GeoBent	Структурообразователь	750	4648,9	6,2	7370,4	9,8	15926,6	21,2	27946	38	39000	1092000
FOBR	Пеногаситель	50	-	-	46,9	0,7	79,6	1,6	116,49	3	120000	120000
											Итоговая Сумма	10620308

Приложение Ж

(Обязательное)

Таблица Ж.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Цементирование	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».[10]
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливается СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»[10]
Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с. Б 08-624-03[1111]
Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [12]
Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. [19]
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей потенциалов, под действие которого попадает работающий	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. [13]

Приложение 3

(Обязательное)

Специальный вопрос на тему: «Анализ современных систем цементных растворов»

1. Способы цементирования

Цементирование скважин – процесс, в результате которого происходит разобщение проницаемых пластов, крепление обсадной колонны и удержание ее в подвешенном состоянии, защита обсадной колонны от коррозии.

Существует первичное и вторичное цементирование: первичное цементирование происходит при строительстве скважин, то есть выполняется после спуска обсадной колонны, вторичное – при ремонтных работах и является дополнительной операцией цементирования.

К основным видам работ, выполняемым при цементировании скважин можно отнести приготовление цементного раствора и закачка его в скважину, подача раствора в затрубное пространство, ожидание затвердевания закаченного цементного раствора (ОЗЦ), проверка качества цементного камня [23].

Процесс цементирования может осуществляться с буферной жидкостью, данный способ является более используемым, и без буферной жидкости [22].

Прямое одноступенчатое цементирование

Прямое одноступенчатое цементирование осуществляется в одну операцию: цементный раствор подают в обсадную колонну, затем продавливают пробкой в затрубное пространство через башмак обсадной колонны.

Технологическая оснастка при прямом одноступенчатом цементировании состоит из башмака, обсадной трубы, обратного клапана со «стоп-кольцом», на наружную поверхность устанавливаются центраторы либо цементировочные фонари, калибраторы, турбулизаторы. На поверхности монтируется цементировочная головка, продавочная пробка.

Прямое одноступенчатое цементирование может осуществляться с двумя продавочными пробками. В начале операции обсадная колонна заполнена промывочной жидкостью, затем, отвинчивая цементировочную головку, в обсадную колонну сбрасывают нижнюю продавочную пробку, дальше снова монтируют головку и устанавливают в нее верхнюю продавочную пробку. Нижняя продавочная пробка разделяет промывочную жидкость и тампонажный раствор с целью улучшения качества цементного камня. Затем в обсадную колонну подают цементный облегченный раствор и раствор нормальной плотности и продавливают его в затрубное пространство с помощью верхней пробки и продавочной жидкости, пока пробка не достигнет «стоп-кольца».

Прямое одноступенчатое цементирование с двумя пробками имеет несколько преимуществ – качество цементного камня на границе раздела с буферной жидкостью выше, чем в технологии цементировании с одной пробкой. Также стенки внутренней поверхности обсадной колонны дополнительно очищаются от образовавшейся глинистой корки.

Прямое двухступенчатое цементирование

Двухступенчатое цементирование осуществляется с отдельным закачиванием цементного раствора верхней и нижней секций скважины.

Применение данного способа цементирования позволяет снизить гидростатическое давление на пласт, в особенности при высоких уровнях подъема тампонажного раствора, позволяет без значительного давления нагнетания увеличить высоту подъема раствора в затрубном пространстве, появляется возможность подобрать цементный раствор в зависимости от температуры цементируемого интервала, а также уменьшить воздействие высоких температур на цементный раствор в глубоких скважинах, в которых время загустевания может быть меньше, чем время закачивания цементного раствора.

Для осуществления процесса двухступенчатого цементирования необходимо установить специальную муфту двухступенчатого цементирования

на расчетной глубине – конце первой секции цементированной. Затем после промывки скважины и монтажа цементировочной головки в обсадную колонну подают необходимый объем цементного раствора для цементируемого нижнего интервала, верхней пробкой и продавочной жидкостью продавливают цементный раствор через башмак обсадной колонны в затрубное пространство.

При цементировании второй секции из цементировочной головки освобождают вторую пробку (шар), которая садится во втулку, при давлении она открывает сквозные отверстия на муфте, через которые будет осуществляться цементирование верхнего интервала. После закачивания цементного раствора в обсадную колонну, сбрасывается третья пробка, которая вытесняет цементный раствор в затрубное пространство с помощью продавочной жидкости. Третья пробка садится в муфту и закрывает отверстия в ней. Процесс двухступенчатого цементированья окончен.

Прямое манжетное цементирование

Манжетный способ цементированья применяется с целью предотвращения загрязнения продуктивного пласта с низким пластовым давлением цементным раствором, так же для предупреждения попадания цемента в зону с фильтром.

Для осуществления операции цементированья с перекрытием продуктивного пласта над ним устанавливается манжетный переводник (ПДМ). «Стоп-кольцо» соединено с нижней втулкой цементировочной муфты. При достижении нижней пробки «стоп-кольца», она «садится» в него, сдвигая муфту вниз. При этом открываются боковые отверстия, через которые вытесняется тампонажный раствор. При закачке цементного раствора манжета открывается, перекрывая затрубное пространство так, что заполняется только надпродуктивная часть.

Манжета – воронка из брезентовой ткани высотой 60-70 см, диаметром на 30% больше скважины [22].

Верхняя пробка «садится» на верхнюю втулку, сдвигает ее вниз до упора в торец первой пробки, закрывает отверстия в муфте – процесс цементирования окончен [23].

Прямое манжетно-селективное цементирование

Данный способ цементирования применяется на месторождениях с низким пластовым давлением и давлением гидроразрыва и с сильно дренированными пластами, при необходимости изоляции продуктивного пласта с тампонажными растворами при применении технологии, исключающей контакт пласт-тампонажный раствор.

Для перекрытия продуктивного пласта над и под ним устанавливают заколонные пакера, с помощью которых продуктивный пласт остается открытым.

Обратное цементирование

При обратном способе цементирования скважин тампонажный раствор поддается в заколонное пространство, в котором под действием собственного веса достигает нужной глубины, либо прокачивается насосами.

Благодаря такому способу цементирования предупреждают поглощения цементного раствора, сокращают количество насосов для прокачивания тампонажной смеси.

Сравнивая с прямыми способами цементирования скважин, можно выделить следующие отличия: отсутствие «стоп-кольца», предыдущую колонну необходимо оборудовать специальными герметизирующими устройствами, для определения времени окончания цементирования необходимо включить в КНБК управляемый обратный клапан, который открывается и закрывается при нагрузке или разгрузке на него НКТ. Тампонажная смесь поддается в межтрубное пространство обсадных колонн через подпревенторные выкидные линии [23]. После закачки расчетного объема цементного раствора НКТ

приподнимают – обратный клапан закрывается, это значит, что процесс обратного цементирования окончен.

Цементирование встречными потоками

Применение способа цементирования встречными потоками обусловлено наличием в разрезе скважины проницаемых отложений с низким градиентом пластового давления и давления гидроразрыва, зоны интенсивных поглощений – более $\text{м}^3/\text{ч}$.

Процесс цементирования данным способом проходит в три этапа: цементный раствор поддается в трубное (технологическая колонна) и затрубное пространство, затем продавливают цементный раствор в поглощающий пласт, промывают технологическую колонну.

Цементирование с расхаживанием обсадной колонны

Цементирование с расхаживанием обсадной колонны позволяет повысить качество цементирования, вытеснением бурового раствора из зацементированных зон обсадной колонны, в особенности в наклонно-направленных участках при соприкосновении обсадной колонны со стенкой скважины. При расхаживании, то есть при возвратно-поступательных движениях, обсадной колонны происходит разрушение структуры бурового раствора, и он вытесняется буферной жидкостью.

Цементирование с вращением обсадной колонны

При цементировании горизонтальных участков скважины для лучшего замещения бурового раствора тампонажным необходимо вращать обсадную колонну, чтобы «поднять» буровой раствор в зону потока, так как буферная жидкость и тампонажная смесь протекают в верхней части скважины.

2. Типы и состав цементных растворов

Портландцемент – вяжущее вещество, получаемое добавлением искусственных минералов, многие из которых не встречаются в природе, а получают с помощью высокотемпературного обжига. В основном это добавки, состав которых представлен в большом количестве силикатами кальция – 70-80%. Также в основной состав добавляют помол цементного клинкера и гипса. Клинкер – продукт обжига в виде спекшихся гранул.

Существуют различные классификации цементных растворов.

Различают ТР по вещественному составу на цемент без добавок, с минеральными и специальными добавками для регулирования плотности тампонажной смеси.

По плотности цементные растворы могут быть легкие, облегченные, нормальные, утяжеленные и тяжелые.

В зависимости от температуры цементируемых интервалов цементные растворы бывают для низких и нормальных температур (15-50°C), для умеренных температур (50-100°C) и для высоких (100-150°C).

По сульфатостойкости ТР разделяют на обычные и сульфатостойкие.

К свойствам портландцемента можно отнести истинную (3-3,3 г/см³) и насыщенную (1,2-1,3 г/см³) плотности, удельную поверхность цемента, представляющую собой суммарную поверхности частиц единицы массы или объема, зависящую от гранулометрического состава, значения которой варьируются от 3000 до 3500 см²/г, и гранулометрический состав, зависящий от степени измельченности [27]. Определяется гранулометрический состав с помощью просеивания на сите, диаметр отверстий которого $8 \cdot 10^{-2}$ мм.

Материалы, используемые для приготовления ТР, могут быть на неорганической и органической основах. Материалы на неорганической основе – это цементы, известь, гипс, на органической – латексы, смолы синтетические, битумы [29]. Также добавляют жидкости затворения – минерализованная или

пресная вода, УВ жидкости, добавки для регулирования плотности тампонажной смеси, наполнители и добавки для регулирования сроков схватывания.

В зависимости от пластового давления и давления гидроразрыва возникает необходимость регулирования противодействия на пласт для предупреждения осложнений и аварий. Достигается это регулированием плотности цементной смеси.

При необходимости увеличения плотности ТР чаще всего увеличивают плотности твердой фазы. Увеличить плотность ТР можно введением в него утяжелителей, увеличением окиси железа в портландцементе и совмещенным помолом утяжеляющих добавок и клинкера.

Для снижения плотности цементного раствора наоборот снижают плотность твердой фазы введением в состав вяжущего вещества меньшей плотности или легкого наполнителя. Также применяется способ введения в раствор газообразной фазы, при этом одновременно его диспергируя и стабилизируя образование пены; заменяют воду на УВ жидкости, повышают водосодержание тампонажного раствора, повышая водоудерживающую способность [27].

В зависимости от геологических условий и возможных осложнений в состав цементных растворов могут быть добавлены замедлители и ускорители сроков схватывания, понизители фильтрации, пластификаторы и пеногасители.

Ускорители сроков схватывания (хлористый калий или натрий) могут быть добавлены в состав цементных растворов при цементировании неглубоких скважин или верхний интервалов.

С углублением скважины увеличивается температура среды, которая оказывает значительное влияние на сроки схватывания цементного раствора. В таких случаях в состав необходимо добавить замедлители сроков схватывания – крахмал, бура, сернокислородное железо, КМЦ.

Для стабилизации дисперсных систем в состав ТР вводят понизители фильтрации. К ним относятся КМЦ, бентонитовая глина. Для повышения текучести растворов применяют пластификаторы. Чтобы предотвратить пенообразование в цементных растворах, добавляют пеногасители, которые повышают герметичность крепи из-за отсутствия водоотделения и хорошего объемного расширения при твердении ТР.

Цементный раствор и цементный камень должны образовать прочный и плотный канал для дальнейшей эксплуатации скважины. Поэтому существуют требования к цементному камню. Он должен обладать механической прочностью, коррозионной стойкостью при взаимодействии с пластовыми флюидами, сохранять свойства в зависимости от температуры среды, быть непроницаемым для БР.

По отношению к цементному раствору выделяют требования технические – хорошая текучесть, отсутствие седиментации, раствор должен проникать в трещины и поры, хорошо сплестись с ОТ и ГП, должен быть стойким к размыву подземными водами и стабильным при высоких давлении и температуре; технологические – цементный раствор должен хорошо прокачиваться буровыми насосами, хорошо смываться с оборудования, легко разбуриваться, а также должен быть малой чувствительности к перемешиванию и комбинироваться с другими растворами.

3. Современные разработки в области цементных растворов

Для качественного цементирования прежде всего необходимо подобрать способ цементирования для определенных условий. Применяемый способ должен обеспечить подъем цементного раствора на расчетную высоту, заполнить раствором весь цементируемый интервал и предупредить попадание

в цементный раствор промывочной жидкости при его движении по обсадной колонне.

Доказано, что промывочная жидкость эффективнее замещается при турбулентном режиме и составляет 98% замещения.

Для улучшения замещения промывочной жидкости необходимо регулирование реологических свойств применяемой промывочной жидкости, а именно снижение вязкости и СНС до минимально допустимых значений, нагнетание цементного раствора со скоростью, обеспечивающей турбулентный режим, необходимо расхаживать или вращать обсадную колонну, применять необходимую технологическую оснастку и соответствующие буферные жидкости [27].

Для качественного цементирования при разработке технологии учитывают не только способ цементирования, но и подбирают рецептуру и свойства тампонажного раствора, определяют суммарную продолжительность цементировочных работ и промежутков ОЗЦ, а также режим закачки и продавки раствора в затрубное пространство.

Облегченный тампонажный раствор с добавлением гранул «Super-K»

Данный состав был разработан в институте ТатНИПИнефть совместно с норвежскими специалистами фирмы «Норшк Брённсервис АС» (NBC AS) в 2011-2012 годах для цементирования скважин с низкими градиентами гидроразрыва пластов, испытания проводились в 20 скважинах ОАО «Татнефть» [25].

С добавлением гранул Super K фирмы «NBC AS» получается облегченный тампонажный раствор плотностью 1500 кг/см^3 и раствор нормальной плотности для цементирования продуктивных интервалов плотностью 1700 кг/см^3 .

Гранулы Super K (рис 3.1) – неорганические полнотелые стеклянные гранулы плотностью $800-1000 \text{ кг/см}^3$, размером от 0,25 до 0,8 мм, изготавливаются из вторичного стекла [25]



Рисунок 3.1 – гранулы «Super K»



Рисунок 3.2 – Равномерное распределение гранул Super K в цементном камне

Данная рецептура была разработана на основе цемента ПЦТ II-50 с добавлением гранул Super K, понизителя водоотдачи и пеногасителя при температуре 30°C и давлении 25 Мпа [25].

К преимуществам данного состава можно отнести высокие теплофизические свойства материала и гидростатическую прочность на сжатие, твердую абразивную поверхность, способность оставаться во взвешенном состоянии в цементном растворе за счет водопоглощения на поверхности гранул и равномерное распределение гранул [25].

Выводы:

- ✓ введение гранул Super K позволяет проводить качественное одноступенчатое цементирование без муфты ступенчатого цементирования;
- ✓ снижение затрат за счет сокращения времени ОЗЦ с 48 до 24 часов, благодаря высокой прочности цементного камня;

Данная смесь обладает высокими теплофизическими свойствами, поэтому возможно использование в скважинах с высокими температурами.

Тампонажный раствор со стеловолокном производства ООО «Стекловолокно-Татнефть»

Данная смесь является аналогом материала Super K, разработанного норвежскими специалистами фирмы «Норшк Брённсервис АС» (NBC AS) в 2018 году специалистами института «ТатНИПИнефть» компании «Татнефть». Технология основана на использовании продуктов переработки стекловолокна в качестве добавки к цементному раствору при строительстве скважин производства ООО «Стекловолокно-Татнефть».

Технология применения цементирования облегченным цементным раствором с добавлением стекловолокна предупреждает гидроразрыв пласта, сокращает затраты на ликвидацию зон поглощений, обеспечивает подъем цементного раствора до проектной высоты, также данным раствором можно заполнять интервалы поглощений. Но главное преимущество использования данной рецептуры – цементирование сложных скважин, при цементировании которых используют МСЦ.

Данная добавка представляет собой гранулы стекловолокна размером от 0,1 до 0,3 мм, плотность тампонажного раствора от 1,4 до 1,45 г/см³.

Преимущества данной технологии:

- ✓ уменьшение затрат на ликвидацию поглощений;
- ✓ уменьшение водоотдачи;
- ✓ уменьшение риска появления заколонной циркуляции.

Технология активного цементного камня «FUTUR»

Данная технология была разработана компанией «Schlumberger» в 2008 году.

Технология активного цементного камня FUTUR – герметик, улучшающий долгосрочное разобщение горизонтов. FUTUR размещается в заколонном пространстве и закачивается в процессе цементировании скважины. Когда происходит повреждение цементного камня, начинается переток углеводорода по образовавшимся трещинам. Данный цемент в течение нескольких часов восстанавливает целостность цементного камня и прекращает переток углеводородов – скважина восстанавливает свою гидравлическую изоляцию.

Применении данной технологии не требует дополнительного оборудования и персонала и закачивается в скважину уже известными технологиями.

Данная технология применялась в двух скважинах на месторождении Столберг в Центральной Альберте с целью предупреждения межколонных проявлений газа, грифонов и перетоков, и спустя год после ее применения не наблюдаются признаки миграции газа.

Гранулированное пеностекло в тампонажных растворах

В 2015 году начали испытывать состав данной цементной смеси, а именно гранулированное пеностекло в цементных растворах.

Пеностекло – это высокопористый ячеистый материал в виде мелких гранул сферической или гексагональной формы, получаемый спеканием тонкоизмельченного стекла и пенообразователя [29].

Применение данной рецептуры позволяет проводить одноступенчатое цементирование с проектным подъемом цементного раствора, плотностью 1250-1600 кг/см³. Результат применения такой технологии – это снижение давления на

продуктивный пласт и улучшение качества крепления скважин при достижении нормативных показателей.

Преимущества использования пеностекла:

- обеспечивается легкое смешивание благодаря сферической форме;
- твердая поверхность гранул обеспечивает устойчивость к эрозии;
- возможность использования одностадийного цементирования;
- минимум затрат на ремонтно-изоляционные работы;
- снижение рисков некачественного цементирования;
- снижение рисков появления заколонных перетоков;
- увеличение дебита скважины из-за меньшего воздействия на коллектор.