

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

УДК 622.243.23:622.323(1-198.6-024.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кучерявенко Владислав Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Молоков Виктор Юрьевич	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына 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.

Результаты освоения образовательной программы

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 образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	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
		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
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
		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
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)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
		И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет

		законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
		И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей
		И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов
		И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и

	профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	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 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.	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
			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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
			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
			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 толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию 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 Участует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

	интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 700 метров / 750 метров 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: 2100 м 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: 114 мм 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя: зацементированная колонна с оборудованием под МГРП 11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля 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 цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Проектирование процессов углубления 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 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование и расчет объема буферной, продажной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

	2.4.4.1. Выбор жидкости глушения 2.4.4.2. Выбор типа фонтанной арматуры 2.4.4.3. Выбор муфт ГРП и расчет их количества 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, и ресурсоэффективность ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, 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 ОНД	Ковалев Артем Владимирович	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кучерявенко Владислав Сергеевич		

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 /2022учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Специальная часть	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Кучерявенко Владиславу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кучерявенко Владислав Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Кучерявенко Владиславу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения 2. Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации проектного решения	<i>Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием</i> <i>Область применения: зона проведения буровых работ</i> <i>Рабочая зона: полевые условия</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) – ТК РФ глава 47 – ГОСТ 12.0.003-2015. – ГОСТ 12.2.049-80 – ГОСТ 12.2.032-78 – СП 2.2.2.1327-03
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<i>Вредные факторы:</i> – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная запыленность и загазованность; <i>Опасные факторы:</i> – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывоопасность. <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> – использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки,

	обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
3. Экологическая безопасность:	<i>Воздействие на атмосферу:</i> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; <i>Воздействие на литосферу:</i> – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – вырубка деревьев; – засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами <i>Воздействие на гидросферу:</i> – загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – нарушение температурного режима вод
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Возможные ЧС:</i> – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.); <i>Наиболее типичная ЧС:</i> – Газонефтеводопроявления (ГНВП)
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кучерявенко Владислав Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 страниц, 40 таблиц, 16 рисунков, 31 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: Буровые установки, спуско-подъемные операции, наклонно-направленное бурение, заканчивание скважин, буровое оборудование.

Целью работы является проектирование и строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3956 метров.

В специальной части проекта рассмотрена автоматизация и механизация спуско-подъема бурильных труб.

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

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

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ХМАО – Ханты-Манский автономный округ;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

УВ – условная вязкость;

ЦС – циркуляционная система.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	23
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	25
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	25
1.2 Геологические условия бурения	27
1.3 Характеристика нефтеводоносности месторождения	27
1.4 Зоны возможных осложнений	27
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	28
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	28
2.2 Обоснование конструкции скважины	29
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	29
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	29
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	30
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	31
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	32
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	32
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	36
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	37
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	38
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	40
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	40

2.3.8	Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	42
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	43
2.4.1	Расчёт обсадных колонн на прочность.....	43
2.4.1.1	Расчёт наружных избыточных давлений.....	43
2.4.1.2	Расчёт внутренних избыточных давлений	46
2.4.2	Расчёт процессов цементирования скважины.....	48
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	48
2.4.2.2	Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов	49
2.4.2.3	Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей ..	50
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины.....	50
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	52
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	53
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения	53
2.4.4.2	Выбор типа фонтанной арматуры.....	54
2.4.4.3	Выбор муфт ГРП и расчет их количества	55
2.5	Выбор буровой установки.....	55
3.	Автоматизация и механизация спуско-подъема бурильных труб	56
3.1	Инструментальные механизмы для механизации и автоматизации спуско- подъемных операций на суше	57
3.1.1	Комплекс механизмов АСП	57
3.1.2	Буровой автоматический ключ	59
3.1.3	Пневматический клиновый захват.....	61
3.2	Роботизированные установки для автоматизации спуско-подъемных операций	62
3.2.1	Робот-ключ weTORQ100.....	62

3.2.2 Роботизированная система бурения компании Robotic Drilling Systems	64
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	67
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	67
4.1.2 Организационная структура управления предприятия	69
4.2 Расчет сметной стоимости потребного количества реагентов бурового раствора.....	71
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
5.2 Производственная безопасность.....	73
5.3 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	74
5.4 Экологическая безопасность.....	79
5.5 Экологическая безопасность.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
Список использованной литературы.....	85
Приложения А	88
Приложение Б.....	96
Приложение В	99
Приложение Г	100
Приложение Д	110
Приложение Е.....	117
Приложение Ж	119

ВВЕДЕНИЕ

Россия занимает лидирующие позиции по добыче мировых запасов нефти и газа. Одной из причин этому является постепенный переход на освоение трудноизвлекаемых и ранее не рентабельных запасов. Поэтому ужесточаются требования к строительству новых скважин.

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

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Лугинецкую свету нефтяного месторождения глубиной 3956 м.

В разрезе имеются 6 водоносных и 6 нефтяных горизонта.

В Четвертичной, Некрасовой, Покурской и Лугинецкой свите возможно поглощение бурового раствора в случае увеличения плотности промывочной жидкости против проектной репрессии на пласт более 20% гидростатического давления.

В Четвертичной, Некрасовой, и с Покурской по Лугеницкую свиту возможны осыпи и обвалы стенок скважины, вызванные несоблюдением технологической скорости бурения, превышением скорости СПО, организационными простоями или несоблюдением параметров бурового раствора.

С Тюменской по Лугинецкую свиту, за исключением Тогурской свиты возможны ГНВП, вызванные снижением гидростатического давления в скважине. Также на протяжении всего разреза присутствуют прихватоопасные зоны

Для достижения поставленной цели ставятся следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по техническому заданию;

- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;
- 5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1. Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения представлена в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	-
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Средняя
Административное - республика; - область (край) - район	расположение: РФ ХМАО
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -2 +35 -54
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	0,3
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	210
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	180
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо, Северо- Западный
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	-
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПKN-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах по трассам

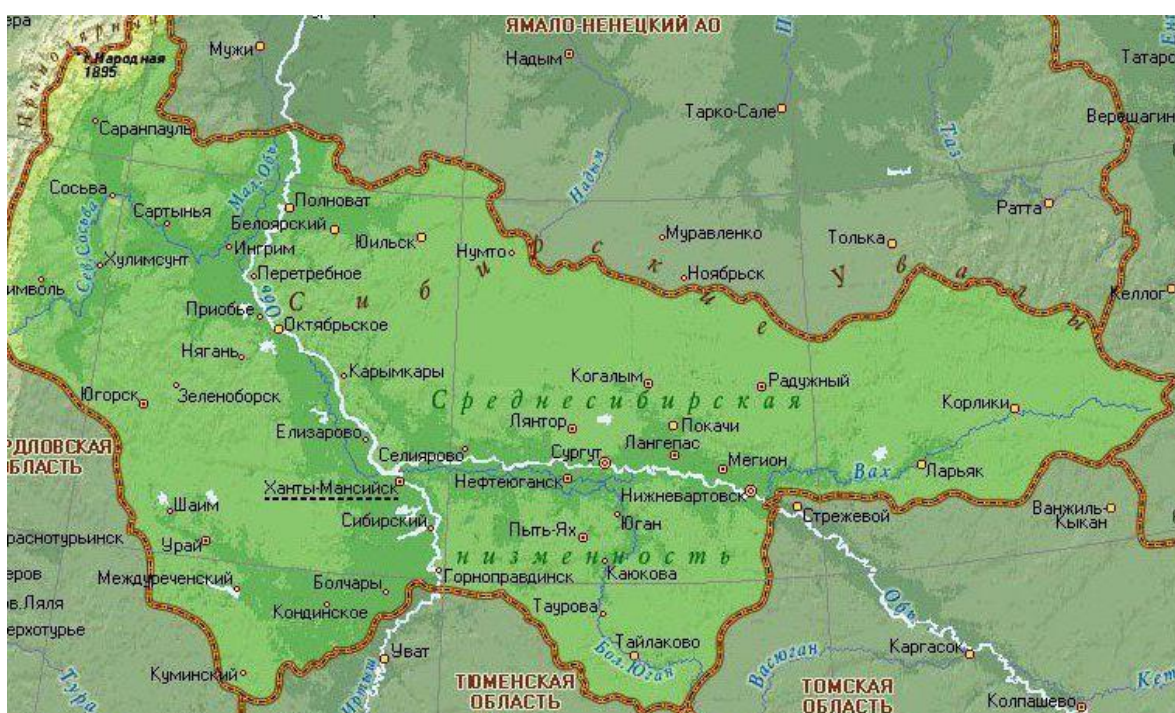


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлена в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.4

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

Продуктивные горизонты представлены алевролитами, аргиллитами и известняками.

АНПД и АВПД в разрезе отсутствуют.

Интервалов несовместимых по условию бурения согласно градиентам пластового и давления гидроразрыва пород не наблюдается.

1.3 Характеристика нефтеводоносности месторождения

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2 соответственно (приложение Б).

Разрез представлен шестью нефтеносными и шестью водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации нижнего нефтеносного пласта. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех нефтеводоносных горизонтов в процессе бурения.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.5 приложения А.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 700 метров / 750 метров

Профиль скважины – наклонно-направленный с горизонтальным участком.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице В.1 приложения В. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 2.

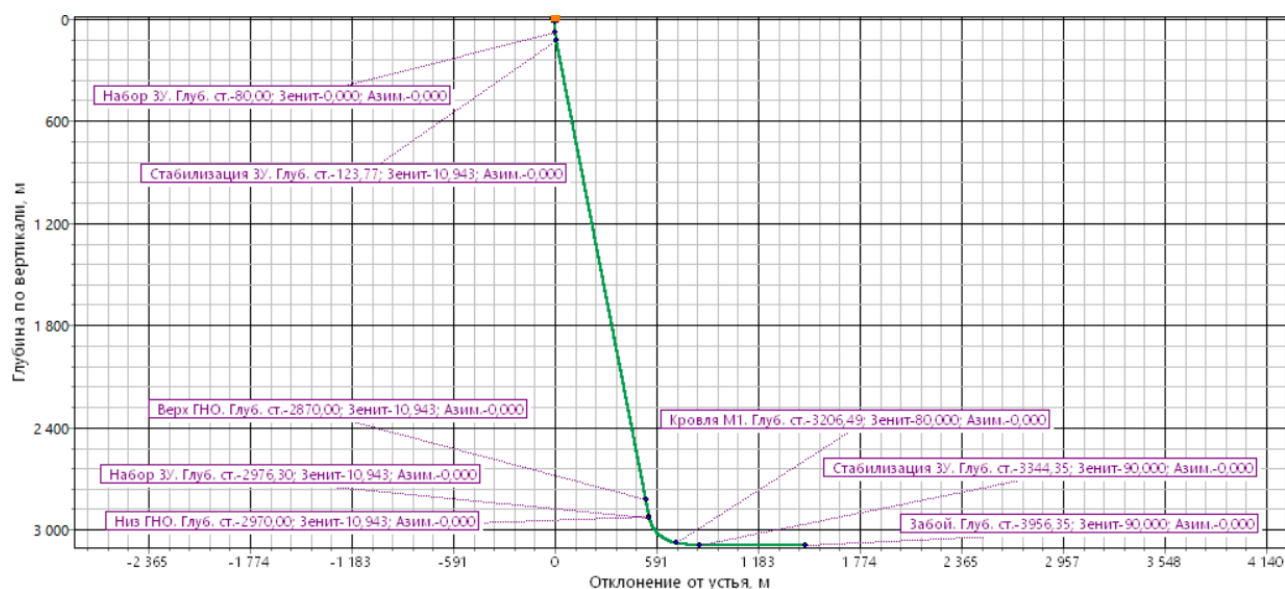


Рисунок 2 – Проектный профиль скважины

2.2 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 нефтенaporных и водо-напорных горизонтов, также максимально возможное дренирование в призабойной зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида.

Согласно техническому заданию, необходимо запроектировать зацементированный хвостовик условным диаметром 114 мм с оборудованием под МГРП. Метод освоения – МГРП.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений и конструкция скважины представлен на рисунке 3.

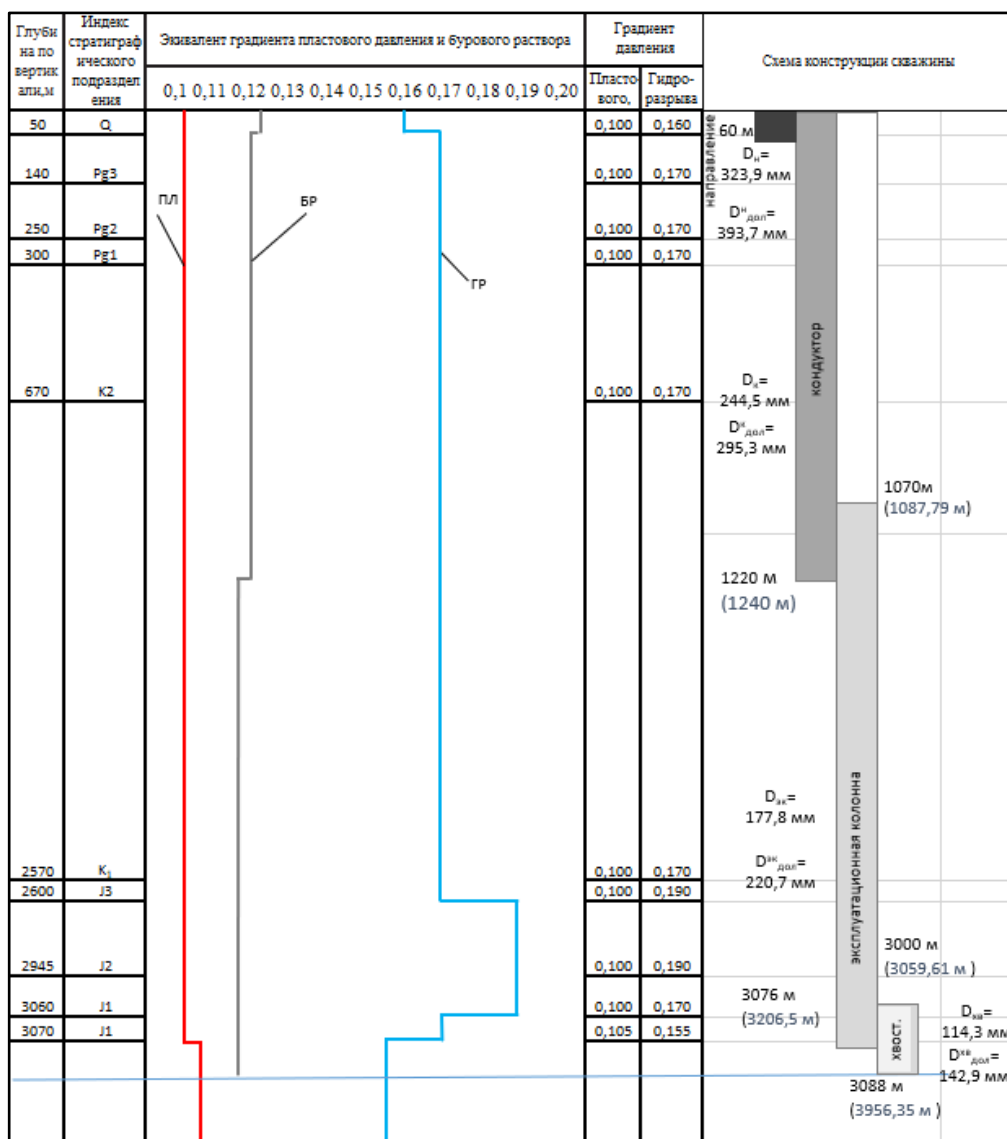


Рисунок 3 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Проанализировав данный график можно заключить, что интервалы с несовместимыми условиями бурения отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление служит для обеспечения устойчивости горных пород вокруг устья при бурении под дальнейшие интервалы. Спускать направление рекомендуется с запасом перекрытия четвертичных осложнений в 10 м. Принимает глубину спуска направления 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент

пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов, приведенных в Таблице 3, было принято решение спускать кондуктор на глубину 1220 м по вертикали (1240 м по стволу).

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю11	Ю12	Ю13	Ю14	к.в.	М1
$L_{кр}$	2866	2896	2908	2946	3056	3076
$\Gamma_{пл}$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,105
$\Gamma_{грп}$	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
ρ_n	681	681	681	683	688	688
Расчетные значения						
Пластовое давление	286,6	289,6	290,8	294,6	305,6	323
$L_{контд\ min}$	1000	1010	1020	1030	1050	1220
Требуемый запас	1,08	1,08	1,09	1,09	1,08	1,08
Принимаемая глубина	1220					

При наличии хвостовика в конструкции скважины, эксплуатационная колонна спускается до входа в наиболее перспективный пласт. Таким нефтеносным пластом является М1, следовательно глубина спуска эксплуатационной колонны составляет 3076 м по вертикали (3206 м по стволу).

Интервал спуска хвостовика основывается на нескольких факторах: необходимая протяженность горизонтального участка ствола, а также согласно правилам в нефтяной и газовой промышленности, подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны должно устанавливаться выше башмака предыдущей колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин. Принимаем интервал спуска хвостовика 3000-3088 м по вертикали (3060-3956 м по стволу)

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление цементируется на всю длину, т.е. 0-60 м;
- кондуктор цементируется на всю длину, т.е. 0-1240 м (по стволу);

- при наличии нефтяных пластов эксплуатационная колонна цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 150 м. Значит интервал цементирования составляет 1088-3206 м (по стволу);
- хвостовик цементируется на всю длину, т.е. 3060-3956 м (по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх. За начальный диаметр принимается диаметр хвостовика – 114 мм, который дан в техническом задании. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	60	60	60	60	0-60	0-60	323,9	393,7
Кондуктор	1220	1220	1240	1240	0-1220	0-1240	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3076	3076	3206	3206	1070-3076	1088-3206	177,8	220,7
Хвостовик	3088	3088	3956	3956	3000-3088	3060-3956	114,3	142,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

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

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

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

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

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

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

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

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

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

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

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

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

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

Результаты расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Параметр	Обозначение параметра	Значение параметра для каждого пласта					
		Ю11	Ю12	Ю13	Ю14	к.в.	М1
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	28,66	28,96	29,08	29,46	30,56	32,30
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2866	2896	2908	2946	3056	3076
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	$P_{му}$	12,76	12,77	12,78	12,53	12,82	25,93
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	14,03	14,05	14,05	13,78	14,10	28,52
Давление опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	15,43	15,45	15,46	15,16	15,51	31,37
Коэффициент запаса	k	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_n	681	681	681	683	688	688

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК1-35-178х245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-230/80х35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 230 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

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

Бурение под направление будем производить роторным способом, так как в интервале 0-60 метров находятся мягкие породы, требующие большой осевой нагрузки и небольшие скорости оборотов. Так же использование ВЗД нерентабельно для коротких интервалов.

Бурение интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну будет производиться с применением ВЗД для увеличения механической скорости проходки и достижения высоких технико-экономических показателей.

Бурение под хвостовик будет производиться совмещенным способом, так как присутствует протяженный горизонтальный интервал.

Данные по способам бурения предоставлены в таблице 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный (СВП)
60	1220	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1220	3076	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3076	3088	Совмещенный (ВЗД+СВП)

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 направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра			
Интервал (по вертикали)		0–60	60–1220	1220–3076	3076–3088
Шифр долота		393,7 МЗ-ЦГВУ (425Z)	BT5916SM A-008 (295,3 мм)	БИТ 220,7 В 813 У.40	TD-142,9 SVD 613-X1. 3 IADC S233
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	142,9
Тип горных пород		МЗ	МСЗ	СЗ+ТЗ	ТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 117	3 117	3 88
	API	7 5/8	4 1/2	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,40	0,35	0,3	0,22
Масса, кг		163	42	32	18
Осевая нагрузка G, тс	Рекомендуемая	7-29	3-16	2–12	2–10
	Максимальная	40	16	12	10
Частота вращения n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	60-350	60–280	60–300
	Максимальная	300	350	280	300

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

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

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

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

Все PDC долота с большим количеством лопастей, так как это облегчает управление геометрическими параметрами бурения в процессе набора и падения зенитного угла и участков стабилизации.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-1220	1220-3076	3076-3088
Исходные данные				
D _д , см	39,37	29,53	22,07	14,29
G _{пред} , Т	40	16	12	10
Результаты проектирования				
G _{доп} , Т	19,2	8	8	4
G _{проект} , Т	6	8	7	4

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот необходимо произвести расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет производим по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\delta}, \quad (5)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_δ – диаметр долота, м.

Результаты представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал (по вертикали)		0-60	60-1220	1220-3076	3076-3088
Исходные данные					
V _л , м/с		3,4	2	2	1,5
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	393,7	295,3	220,7	142,9
Результаты проектирования					
n ₁ , об/мин		165	129	173	200
n _{стат} , об/мин		40-300	60-350	60-280	60-300
n _{проект} , об/мин		40	130	190	220

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента, которые обеспечат требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность разрушения горных пород.

2.3.5 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:

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (6)$$

Требуемый крутящий момент, который должен развивать двигатель определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (7)$$

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

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

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

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\partial} \quad (8)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_{\partial}, \quad (9)$$

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

Расчётные параметры для проектирования забойного двигателя по интервалам, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал (по вертикали)		0-60	60-1220	1220-3076	3076-3088
Исходные данные					
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	393,7	295,3	220,7	142,9

Продолжение таблицы 10

G _{ос} , кН	29	49	78	69
Q, Н*м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм	-	236	177	114
M _p , Н*м	-	3046	2032	986
M _о , Н*м	-	148	110	71
M _{уд} , Н*м/кН	-	37	28	19

Для интервала бурения под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т (Т240.7/8.40), который позволяет бурить наклонные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик проектируются винтовые забойные двигатели ДГР-178М.6/7.57 и ДРЗ-120.6/7.43 соответственно, которые позволяют бурить наклонные интервалы и обеспечивают высокий рабочий момент, что актуально при разрушении твердых горных пород. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240Т (Т240.7/8.40)	60-1220	240	8,655	2470	30-75	35-150	16,87	76-286
ДГР-178М.6/7.57	1220-3076	178	6,984	1038	25-35	180-240	7,5-9,5	104-180
ДРЗ-120.6/7.43	3076-3088	120	5,707	350	10.0-20.0	168-336	2,8-4,5	38-115

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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

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

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300,400} = \frac{Q_{mk}}{Q_{кнбк} + Q_{б.т.}}, \quad (10)$$

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

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Г.1 – Г.4 приложения Г.

В таблице Г.5 приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на прочность.

В таблице Г.6 приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате и коэффициенты запаса прочности бурильных труб.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Компонентный состав бурового раствора был производился на основании каталога ООО «ГеоТехНовации»

Направление – бентонитовый раствор

Для бурения интервала под направление (0-60 м) используем бентонитовый буровой раствор. Данный раствор предназначен для

экономичного бурения верхней части разреза скважины, представленной глинами и песками.

Кондуктор – полимер-глинистый раствор

Для бурения интервала под кондуктор (60-1220 м по вертикали) был выбран полимер-глинистый раствор, так как интервал сложен преимущественно глинами, алевролитами и слабосцементированными песчаными породами.

Эксплуатационная колонна – биополимерный раствор

Интервал бурения эксплуатационной колонны (1220-3076 м по вертикали) сложен песчаниками, алевролитами и алевролитами. Так же в разрезе присутствует 5 нефтеносных пластов, поэтому желательно исключить возможность засорения призабойной зоны, чтобы в дальнейшем был переход на эксплуатацию вышележащих горизонтов. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет биополимерный.

Хвостовик – биополимерный раствор

Интервал бурения хвостовика (3076-3088 м по вертикали) сложен известняками, аргиллитами и алевролитами. Выбираем биополимерный раствор с целью сохранения естественной проницаемости нефтяного пласта.

В таблице 12 представлен компонентный состав бурового раствора. Технологические параметры буровых растворов приведены в таблице 13.

Таблица 12 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по вертикали, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	60	Техническая вода, сода каустическая, GeoBent, барит
Полимер-глинистый	60	1220	Техническая вода, Сода каустическая, GeoGel, МКБ, GeoLub, Geo FC, Барит
Биополимерный	1220	3076	Техническая вода, GeoAsh, GeoFree, GeoXan, Пента 465, Bionutral, Калий хлористый, УКМ
Биополимерный	3076	3088	Техническая вода, GeoAsh, GeoFree, GeoXan, Пента 465, Bionutral, Калий хлористый, УКМ

Таблица 13 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра
----------	--------------------

Интервал по вертикали, м	0-60	60-1220	1220-3076	3076-3088
Тип бурового раствора	Бентонитовый	Полимерный	Биополимерный	Биополимерный
Плотность, г/см ³	1,193	1,152	1,124	1,124
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20/40	15/40	30/40	30/40
Условная вязкость, с	50	35	45	45
Водоотдача, см ³ /30 мин	<12	9	< 6	< 6
рН	8-8,5	8	8	8
Сод. песка, %	<2	<1,5	< 0,5	< 0,5
ДНС, дПа	12-20	35	70	70
ПВ, сПз	10-12	15	12	12

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все колонны.

В таблице Д.1 приложения Д представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора.

В таблице Д.2 приложения Д представлены результаты расчета потребного количества химических реагентов.

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

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Д.3-Д.5 приложения Д соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность

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

Плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м^3 , продавка осуществляется технической водой, ее плотность 1000 кг/м^3 . Плотность облегченного цемента 1440 кг/м^3 , нормальной плотности – 1820 кг/м^3 . В таблице 14 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании. Таблица 14 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-60	0-60
Кондуктор	0-1121	0-1140	1121-1220	1140-1240
Эксплуатационная колонна	1070-2550	1088-2413	2806-3076	2856-3206
Хвостовик	–	–	3000-3088	3060-3956

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

– При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

– В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин.

На рисунке 4 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.



Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании хвостовика представлен на рисунке 6.

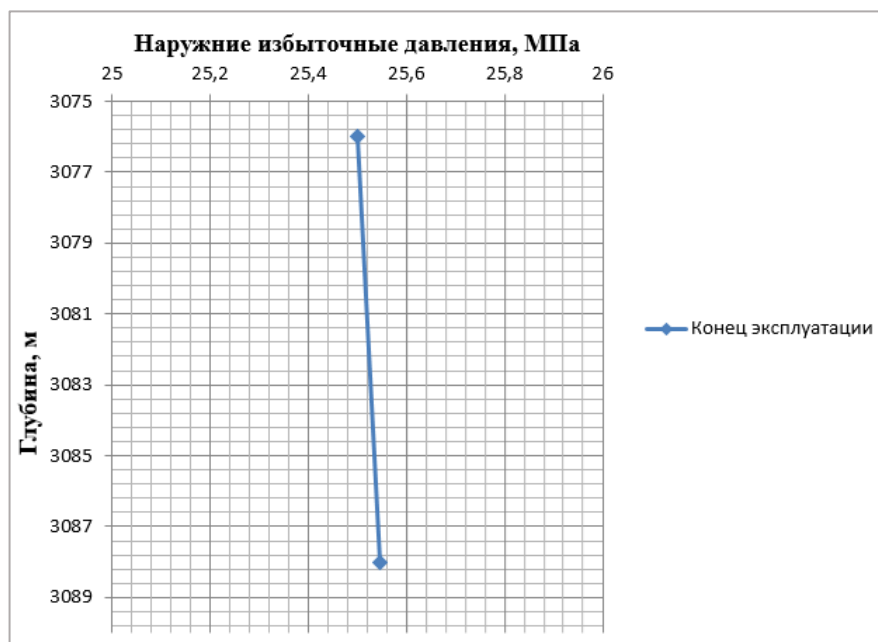


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

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

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

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

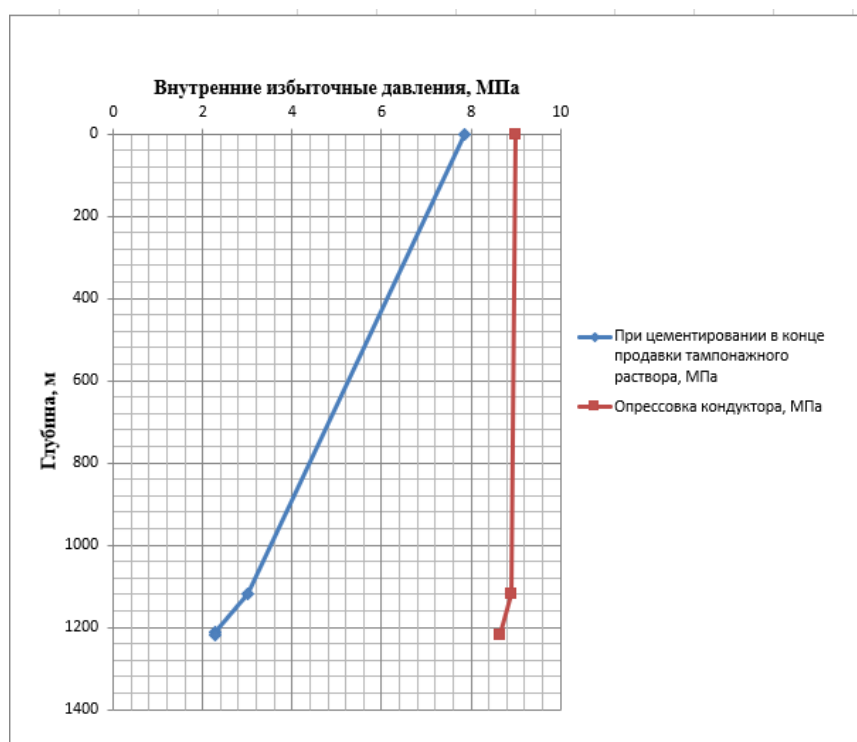


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

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

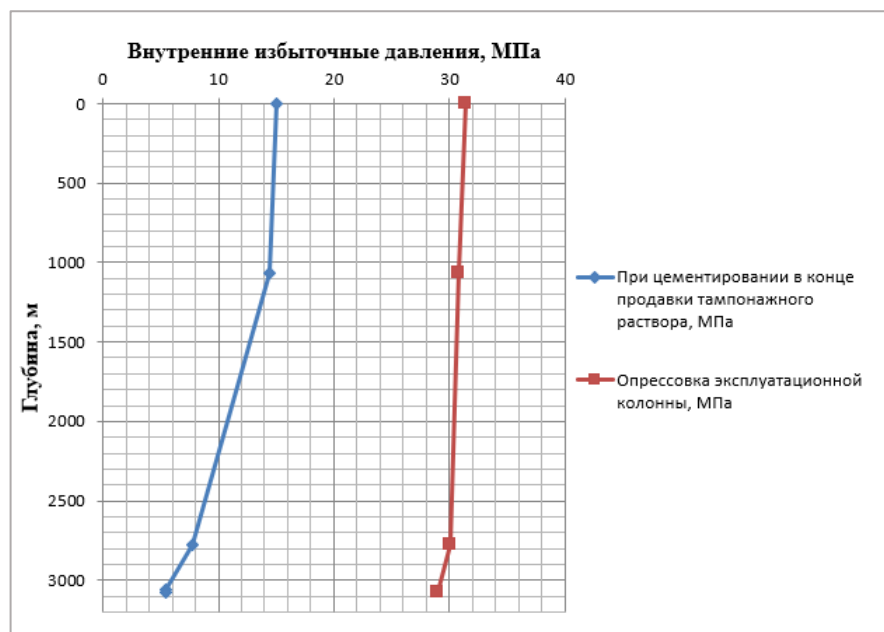


Рисунок 8 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке и проведении ГРП в хвостовике представлены на рисунке 9.

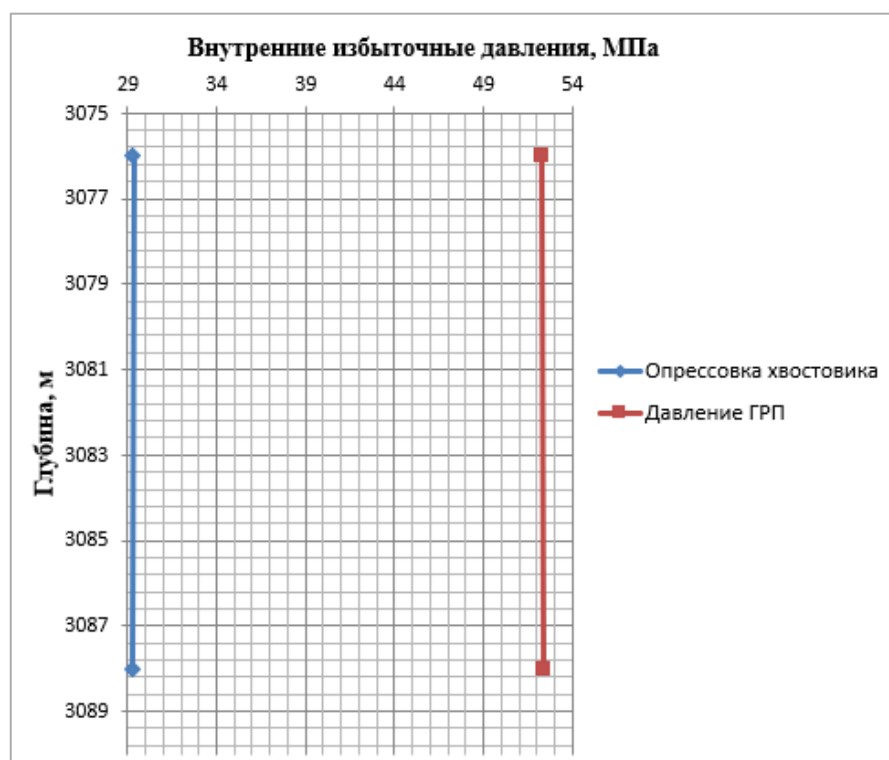


Рисунок 9 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями влияющими на выбор группы прочности толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением.

Результаты расчетов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики обсадных колонн

№	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг		Интервал установки секции по стволу, м
					Вес 1 м трубы	Суммарный вес	
1	2	3	4	5	6	7	8
Направление							
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	0-60
Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	7,9	1240,5	47,2	58528	0-1240
Эксплуатационная колонна							
1	ОТТГ	Д	10,4	3206	43	137858	0-3206
Хвостовик							
1	ОТТГ	Е	8,6	896	22,3	19981	3060-3956

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (11)$$

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

$P_{гдкп}$ – 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:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (12)$$

$$P_{гс кп} = 39,81 \text{ МПа}$$

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

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (13)$$

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 3206 = 4,17 \text{ МПа}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$39,81 + 4,17 \leq 0,95 \cdot 3076 \cdot 0,0152$$

$$43,98 \leq 44,43$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ-II-150 с водоцементным отношением $m_n = 0,45$. Для приготовления

облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-III-об(4-6)-100 с водоцементным отношением $m_n = 1,2$.

Расчеты объема тампонажных растворов, количества компонентов, формирующих их, проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»» [1]. Результаты расчета приведены в таблице Е.1.

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м³. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³ [44].

Результаты расчета тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей представлены в таблице Е.1 приложения Е.

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирование скважины

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементирующих агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирование скважины.

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится одна машина для тампонажного раствора нормальной плотности и две машины для облегченного цемента. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 10.

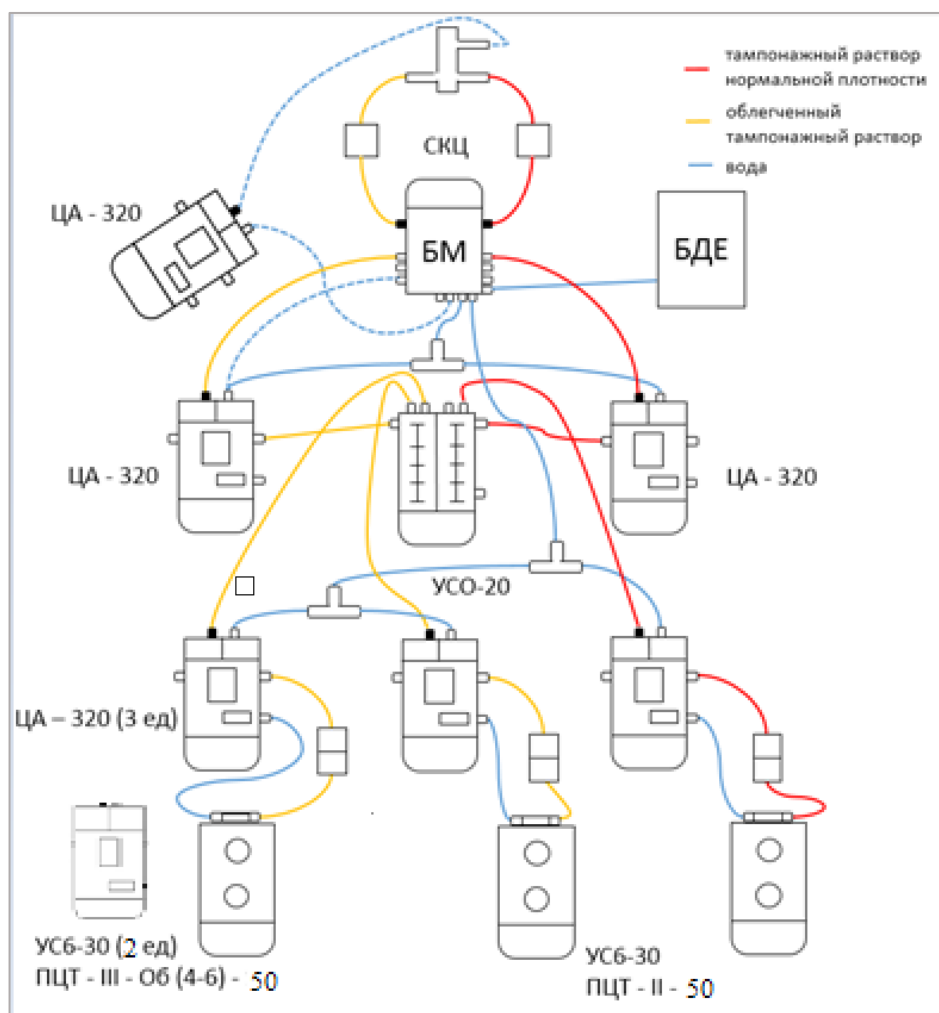


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 16.

Таблица 16 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки по стволу, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Хвостовик	БКМ-114 («Уралнефтемаш»)	3956	3956	1	1
	БКОК-114 («Уралнефтемаш»)	3956	3956	1	1
	ЦКОД-114 («Уралнефтемаш»)	3946	3946	1	1
	ЦПЦ-114/143 («НефтьКам»)	3060	3206	5	82
		3206	3951	75	
		3951	3956	2	
	ЦТ-114/143 («НефтьКам»)	3206	3956	38	38
	ПРП-Ц-Н-114 («Уралнефтемаш»)	3946	3946	1	1
	ПРП-Ц-В-114 («Уралнефтемаш»)	3936	3936	1	1
Эксплуатационная, 178 мм	ПХЦЗВ 127/178-114	3060	3060	1	1
	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	3206	3206	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	3196	3196	1	1
	ЦПЦ-178/221 («НефтьКам»)	0	1200	30	128
		1200	1280	8	
		1280	2917	65	
		2917	3046	13	
		3046	3145	4	
		3145	3201	6	
		3201	3206	2	
	ЦТ-178/221 («НефтьКам»)	2907	3056	8	12
		3135	3206	4	
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	3196	3196	1	1
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	3186	3186	1	1

Продолжение таблицы 15

Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1220	1220	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1210	1210	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	20	2	40
		20	100	8	
		100	1235	28	
		1235	1240	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1230	1230	1	1
Направ- ление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	5
		20	55	1	
		55	60	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.11.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1125 \text{ кг/м}^3, \quad (13)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2], давление столба промывочной жидкости должно

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

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 14.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внэк} + V_{внх.}) = 2 * (59,21 + 6,63) = 57,25 \text{ м}^3, \quad (14)$$

где $V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м³,

$V_{внх}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.4.4.3 Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Для проведения МГРП на данной скважине используются муфта гидравлическая МГ–114. Она спускается в скважину как составляющая часть обсадной колонны. Активация муфты происходит посредством создания определенного давления внутри колонны. Количество муфт проектируется исходя из длины горизонтального участка, который составляет 612 метров.

Муфты устанавливаются с интервалом в 90-100 метров, то есть необходимо проектировать 6 муфт МГ–114. Для разобщения зон МГРП друга от друга в заколонном пространстве используются 2 набухающих пакера ПГМЦ6.114 на одну муфту, таким образом, потребуется 12 пакеров.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/250 ЭК-БМ. При проведении расчетов учитывается вес проектируемого СВП 250ЭЧР массой 11500 кг

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты проектирования буровой установки

БУ 4000/250 ЭК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	112,9	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	$150 > 124,4$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	137,9	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	$225 > 149,4$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	179,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$250/179,3 = 1,39 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3. Автоматизация и механизация спуско-подъема бурильных труб

Из всех операций в бурении самыми трудоемкими и опасными являются спуск и подъем колонны. Так считают многие, начиная от помощника бурильщика и заканчивая бурильщиком. Эта непростая, но в то же время в некоторой степени монотонная работа расходует до пятидесяти процентов производительного времени. Работы при этом ведутся на роторе, а это в свою очередь является весьма опасным местом на буровой. Здесь часто происходят всякого рода травмы по разным причинам.

В наши дни при бурении скважин невозможно исключить спуско-подъемные операции. При спуске и подъеме инструмента многократно повторяются однотипные операции: захват, освобождение, свинчивание, развинчивание, спуск, подъем. Поэтому оптимальным вариантом является сокращение времени данных операций, а также уменьшение степени ручного труда рабочих посредством использования нового оборудования. Таким образом уменьшается:

- время строительства скважины;
- стоимость метра бурения;
- физический труд рабочих;
- травматизм и остальные опасные производственные факторы.

Все это достигается с помощью следующих основных инструментальных механизмов:

- комплекс механизмов АСП;
- буровой автоматический ключ;
- пневматические роторные клинья;
- роботизированное оборудование.

Многие буровые компании внедрились или продолжают внедрять данные механизмы, поэтому рассмотрим подробнее каждый.

3.1 Инструментальные механизмы для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций на суше

3.1.1 Комплекс механизмов АСП

АСП – комплекс механизмов механизации и автоматизации операций спуска и подъема. Данный комплекс предназначен для совместного эксплуатирования с талевой системой особой конструкции, автоматическим стационарным буровым ключом и пневматическими роторными клиньями.

Комплекс механизмов АСП позволяет:

- объединять в одно время опускание и поднятие свечей и свободного от нагрузки элеватора с перемещением свечи на подсвечник и ее перенос обратно;
- механизировать свинчивание и развинчивание свечей;
- механизировать перенос свечей бурильных труб на подсвечник и обратно к центру скважины;
- механизировать наращивание бурильных труб;
- автоматизировать захват и освобождение бурильных труб элеватором;
- механизировать смазку резьбы замковых соединений.

Комплекс механизмов АСП на вышке мачтового типа показан на рисунке

11.

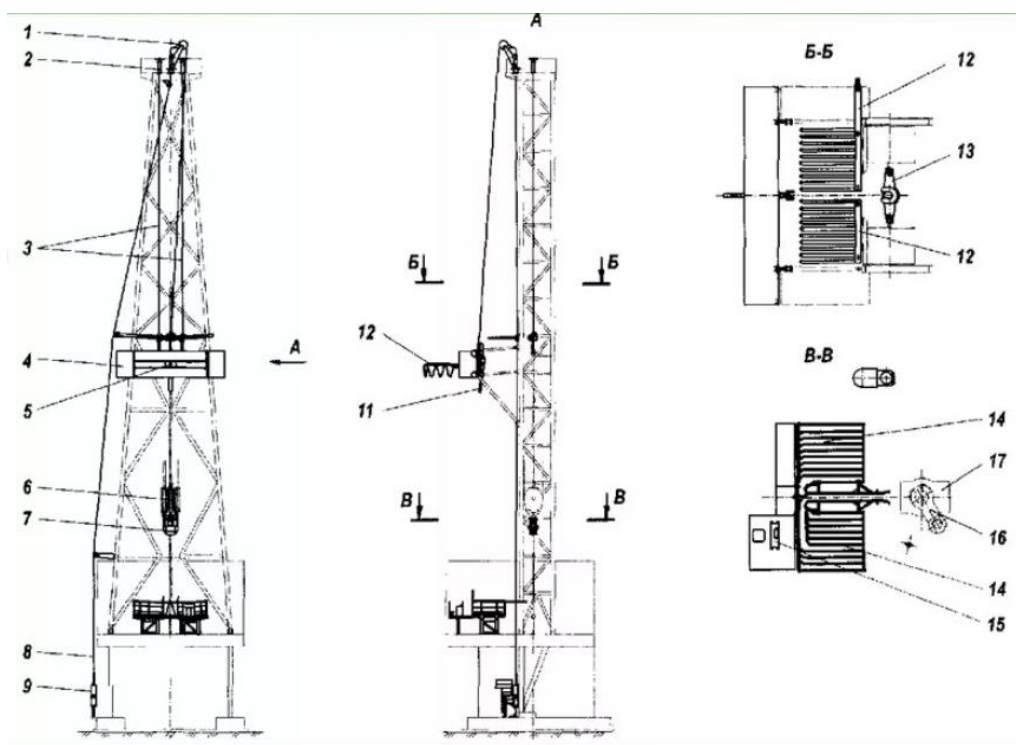


Рисунок 11 – комплекс механизмов АСП: 1 – ролик обводной; 2 – амортизаторы; 3 – направляющие канаты; 4 – корпус; 5 – тележка; 6 – талевый блок; 7 – автоматический элеватор; 8 – канат подъемный; 9 – механизм подъема свечи; 11 – механизм захвата свечи; 12 – магазины; 13 – центратор подвижный; 14 – подсвечники; 15 – пульт управления; 16 – ключ АКБ; 17 – ротор с ПКР

Рассмотрим функции каждого узла, входящего в АСП.

Автоматический элеватор подвешен на двух штропах с талевым блоком и служит для автоматического подхвата и освобождения колонны бурильных труб при спускоподъемных операциях.

Подвижной центратор, перемещаясь по специальным направляющим канатам, удерживает верхний конец свечи при свинчивании или развинчивании ее в процессе спускоподъемных операций.

Магазин для свечей предназначен для удержания верхних концов свечей, которые установлены на подсвечнике, и для расстановки их в таком порядке, в котором механизм захвата сможет взять свечу.

Механизм расстановки свечей используется для переноса от центра скважины отвинченной свечи на подсвечник и в магазин при подъеме и для переноса свечи обратно при спуске инструмента.

Механизм захвата свечей предназначен для захвата отвинченной бурильной свечи и удержания ее при переносе от центра скважины на подсвечник и обратно.

Механизм подъема свечей служит для подъема и спуска механизма захвата вместе со свечой при перемещении ее на подсвечник и обратно. В основе его работы используется энергия сжатого воздуха, которая преобразуется в механическое перемещение с помощью блока цилиндров двойного действия.

Подсвечник представляет собой металлоконструкцию, которая разделена на секции. Данная металлоконструкция служит для установки и размещения на ней бурильных свечей в определенном порядке, необходимом для работы механизма захвата.

Механизм смазки свечей предназначен для автоматической смазки фиксированной порцией резьбы замковых соединений бурильных труб при выносе свечей из подсвечника к центру скважины для дальнейшего свинчивания.

3.1.2 Буровой автоматический ключ

Буровой автоматический стационарный ключ АКБ-3М2 предназначен для механизации процесса свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб во время спуско-подъемных операций.

Ключ крепится болтами между лебедкой и ротором на основании вышечно-лебедочного блока. На рисунке 12 представлен автоматический ключ АКБ-3М2.

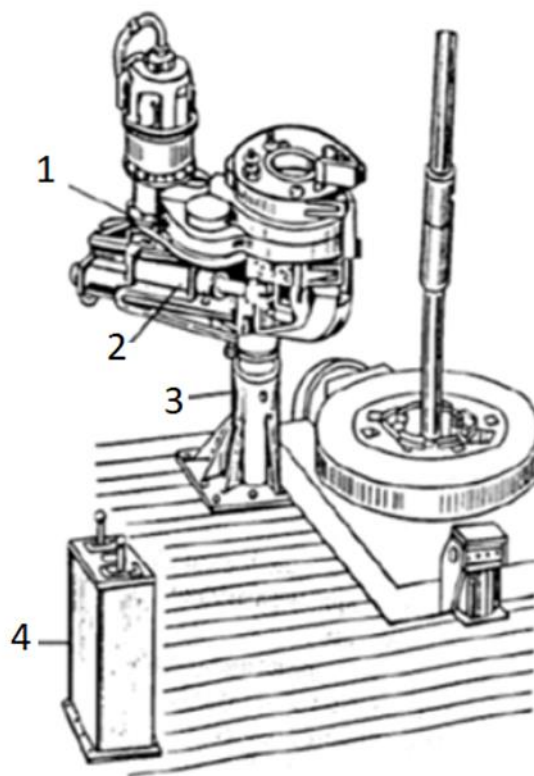


Рисунок 12 – Стационарный автоматический ключ АКБ-3М2:

1 - блок ключа; 2 - каретка с пневмоцилиндром; 3 - стойка; 4 - пульт управления

Блок ключа является основным механизмом при выполнении операций свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб. В передней части блока ключа имеются два трубозажимных устройства – верхнее и нижнее. Верхнее предназначено для захвата и вращения трубы, нижнее для захвата колонны труб и удержания ее от проворота. Нижняя часть колонны ключей жестко крепится к основанию буровой. Конструкция позволяет блок ключа перемещать вдоль колонны (вверх – вниз), вращать вокруг нее, подводить к свинчиваемым трубам или отводить от них по направляющим полозьям. В качестве привода для ключа АКБ-3М2 используется пневмомотор, для ключа АКБ-3М3.Э2 – специальный двухскоростной электродвигатель.

3.1.3 Пневматический клиновый захват

Большинство буровых установок в настоящее время оснащаются ротором с пневматическим клиновым захватом, либо ротором, в который возможно в дальнейшем вмонтировать пневматический клиновый захват.

Клиновый захват ПКР-560 предназначен для механизированного захвата с удержанием утяжеленных бурильных труб, бурильных труб и насосно-компрессорных труб во время СПО. При этом клиновый захват не может использоваться для вращения бурильных труб при бурении. На рисунке 13 приведен разрез пневматического клинового захвата ПКР, установленного в столе ротора.

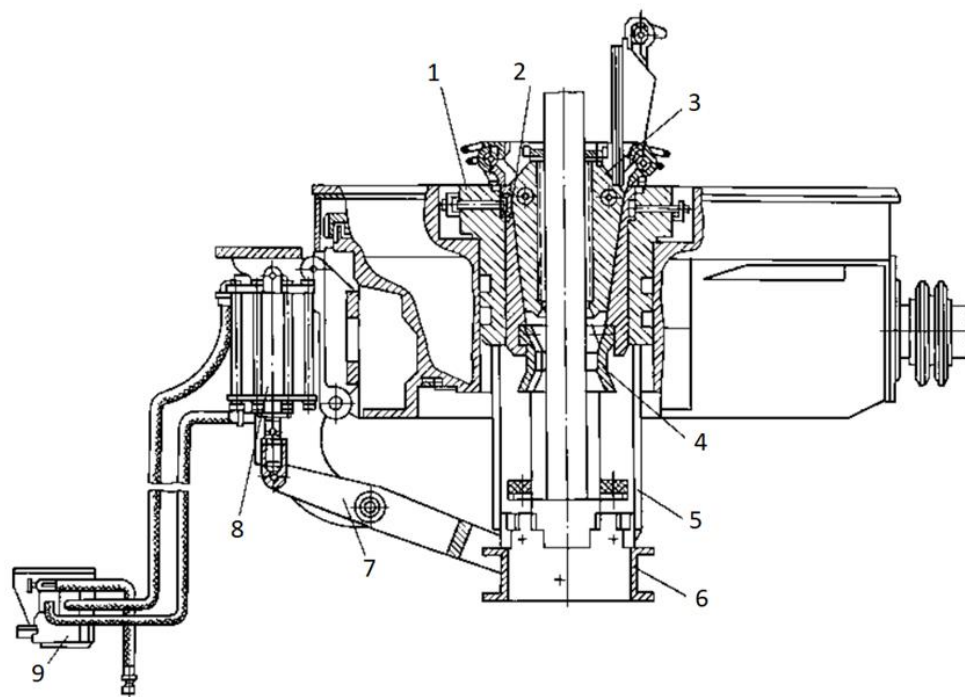


Рисунок 13 – Клиновой пневматический захват ПКР560М: 1 - корпус; 2 - вкладыши; 3 - клинья; 4 - центратор; 5 - направляющие; 6 - кольцо; 7 - рычаг; 8 - пневмоцилиндр; 9 - педальный кран

Клинья, перемещаясь по наклонным плоскостям, автоматически зажимают трубу. Степень зажатия трубы клиновым захватом определяется массой опускающейся колонны.

ПКР-560 имеет четыре клина, которые управляются пультом посредством пневмоцилиндра. По окончании СПО в ПКР клинья убираются, стойки опускают

в крайнее нижнее положение и вместо клиньев устанавливают в ротор зажимы ведущей трубы.

3.2 Роботизированные установки для автоматизации спуско-подъемных операций

Повсеместная роботизация производства не обходит стороной и бурение нефтяных и газовых скважин, особенно когда дело касается морских платформ. В этом случае суть спуско-подъемных операций не меняется, однако коренным образом меняется работа персонала буровой. Иначе можно сказать, что речь идет о таких технологиях, которые позволяют осуществлять спуско-подъемные операции без человека, либо же с небольшим его участием. Рассмотрим некоторое роботизированное оборудование, участвующее в спуско-подъемных операциях.

3.2.1 Робот-ключ weTORQ100

Робот-ключ weTORQ100 от зарубежной компании McCoу является дистанционно управляемым умным буровым ключом. Он был специально разработан с требованиями увеличения скорости крутящего момента, но в то же время с повышенной безопасностью. Данный буровой стационарный ключ позволяет автоматизировать процесс свинчивания и развинчивания бурильных труб. На рисунке 14 представлен ключ в исходном и рабочем положении.

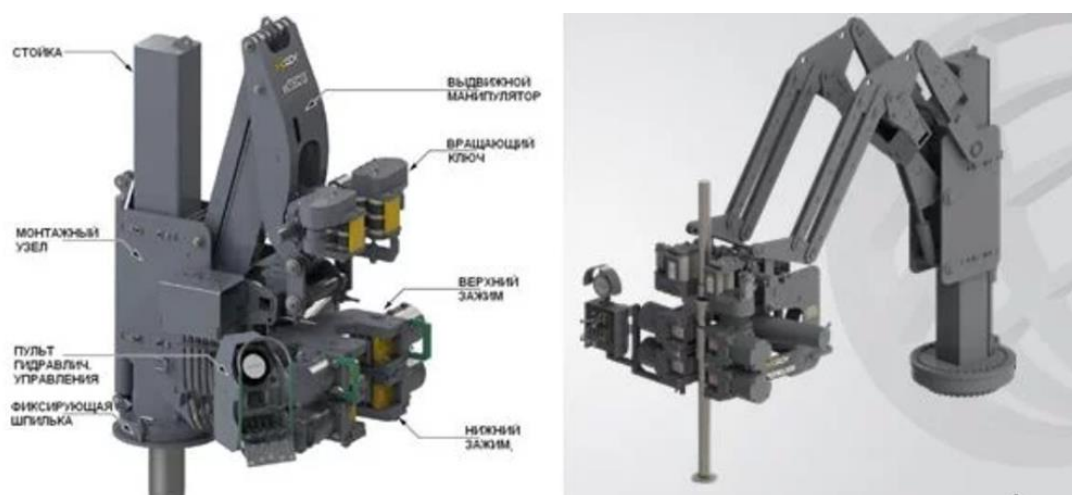


Рисунок 14 – ключ-робот weTORQ100 в исходном и рабочем положении

Выдвижной манипулятор осуществляет автоматический перенос в рабочее положение для дальнейшего свинчивания и развинчивания замковых соединений бурильной трубы. При этом ключ автоматически подстраивается без замены челюстей и сухарей при переходе с одного размера труб на другой. Привод ключа – гидравлический, по заявлениям производителя процесс свинчивания или развинчивается занимает 20-30 секунд. Длина хода манипулятор по горизонтали составляет порядка 1,5 метров, по вертикали – 1 метр.

Данный роботизированный ключ может быть запрограммирован на «мягкий запуск», то есть поддержание низкого давления в нижнем зажиме до тех пор, пока верхний зажим не будет активирован вращением. Так же имеется возможность использования роликов вращателя со специальным покрытием, обеспечивающем избежать повреждений и деформаций бурильных труб.

Управление ключом происходит посредством дистанционного пульта, что в свою очередь обеспечивает безопасное расстояние работников буровой от роботизированного ключа.

3.2.2 Роботизированная система бурения компании Robotic Drilling Systems

Роботизированная система бурения компании Robotic Drilling Systems предназначен для буровой морской платформы. Данная система состоит из роботизированного оборудования, способного проводить спуско-подъемные операции без участия человека.

Роботизированная система состоит из четырех элементов, показанных на рисунке 15.



Рисунок 15 – роботизированная система бурения компании Robotic Drilling Systems: 1 - буровой робот Drill-floor Robot DFR-1500; 2 – мультиразмерный элеватор Multi-size elevator MSE-350; 3 – трубоукладчик Robotic Pipe Handler RPH-3500; 4 – электрический ключ Robotic Iron Roughneck RIR-270

Буровой робот DFR-1500 предназначен для осуществления производственных операций с трубами и инструментами на буровой площадке без участия человека. Данный буровой робот оснащен ключами, захватами, зажимными устройством и другими средствами. Грузоподъемность DFR-1500

составляет 1,5 т, имеет высокую точность позиционирования а так же семь управляемых осей.

Мультиразмерный элеватор Multi-size elevator MSE-350 служит для захвата бурильных труб разного диаметра и удержания их на весу. Замена вставок для труб разного диаметра происходит в автоматическом режиме. Работа элеватора синхронизирована с трубоукладчиком Robotic Pipe Handler RPH-3500, так например информация о весе, считываемая элеватором, передается непосредственно трубоукладчику. В целях повышения безопасности для снижения риска при открытии конструкция данного элеватора выполнена в закрытом виде с предохранителем.

Трубоукладчик Robotic Pipe Handler RPH-3500 является гибким роботом с девятью осями, вокруг которых может производиться движение манипулятора. Нижняя стрела-захват способна работать в горизонтальной и вертикальной плоскости. Своими стрелами с захватами данный манипулятор способен закручивать и выкручивать бурильную трубу из входного отверстия. Далее вступает в работу роботизированный буровой ключ, работа которого заключается в выполнении операций свинчивания и развинчивания. Каждая стрела имеет грузоподъемность 3,5 т, которой хватает для взятия и возвращения бурильных труб из вертикальных стеллажей-магазинов, которые расположены радиально вокруг буровой площадки. Данный трубоукладчик автономен со встроенным управлением.

Электрический ключ Robotic Iron Roughneck RIR-270 является полностью автономным буровым ключом с электрическим приводом. Данный ключ осуществляет свинчивание и развинчивание бурильных труб, контролируя при этом крутящий момент. В нижней части установлены два зажимных устройства для недопущения проворота бурильной трубы, в верхней – для захвата и вращения.

Вывод: в данном разделе были рассмотрены системы автоматизации и механизации спуско-подъемных операций на примере комплекса механизмов

АСП, буровых автоматических ключей, пневматических роторных клиньев, роботизированных ключей и роботизированных систем бурения.

Комплекс механизмов АСП совместно с буровым автоматическим ключом и роторными клиньями облегчает труд буровой бригады, повышает безопасность, обеспечивает высокую скорость проведения спуско-подъемных операций.

Несмотря на то, что первые буровые установки с комплексом АСП были выпущены еще в 1970-х годах, их модернизированные приемники до сих пор используются в бурении на суше. Данные комплексы совместно с ключами и пневматическими клиньями немного устарели, но их экономичность и практичность, налаженность производства в российской промышленности делают их актуальными и сегодня.

Роботизированные установки используются в основном в морском бурении. Их преимуществом главным образом является безопасная эксплуатация, возможность работы с минимальным участием человека. Однако дороговизна и небольшая распространенность не показывают четкую картину возможностей роботизированных комплексов. Так же с их приходом существует вероятность сокращения рабочих мест. Примечательно, ведь с ростом количества буровых платформ количество занятых рабочих мест остается неизменным.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Общество с ограниченной ответственностью «СГК – БУРЕНИЕ» было ликвидировано 4 августа 2021 года путем реорганизации в форме присоединения к ООО «Буровая компания «Евразия». Таким образом, управляющей организацией с 19 февраля 2021 года является ООО «БКЕ»

ООО «СГК-Бурение» - мощный и конкурентоспособный поставщик услуг по бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, использующий передовые технологии и самое современное оборудование. Компания основана в июле 2001 года. В настоящее время операционная деятельность Компании осуществляется тремя экспедициями, базирующимися в Западной Сибири - в Нефтеюганске, Урае и Стрежевом. Головной офис ООО «СГК-Бурение» находится в г. Москва.

Компания объединила известные производственные предприятия: ОАО «Томскнефтегеофизика», ООО «Салымбурнефть», коллективы которых имеют многолетний опыт работы на рынке нефтепромысловых услуг - тысячи построенных и исследованных скважин.

Численность сотрудников Компании на 01 сентября 2015 года составляет более 1600 человек, включая персонал буровых бригад.

Специалисты Компании успешно трудятся на месторождениях, разрабатываемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Газпром Нефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Новатэк», «ТНК-ВР», ООО «Норд Империял», ООО «Матюшкинская вертикаль», ОАО НК «РуссНефть», ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», ОАО «Томскгазпром».

Основным видом деятельности является предоставление услуг по бурению, связанному с добычей нефти, газа и газового конденсата. Дополнительными видами деятельности компании являются:

- Предоставление услуг по монтажу, ремонту и демонтажу буровых вышек;
- Предоставление услуг по доразведке месторождений нефти и газа на особых экономических условиях;
- Предоставление прочих услуг в области добычи нефти и природного газа;
- Производство взрывчатых веществ;
- Производство навигационных, метеорологических, геодезических, геофизических и аналогичного типа приборов, аппаратуры и инструментов;
- Производство прочих насосов и компрессоров;
- Производство прочих машин и оборудования специального назначения, не включенных в другие группировки;
- Ремонт машин и оборудования;
- Производство прочих строительно-монтажных работ;
- Торговля оптовая промышленными химикатами;
- Разработка компьютерного программного обеспечения;
- Деятельность по созданию и использованию баз данных и информационных ресурсов;
- Деятельность консультативная и работы в области компьютерных технологий;
- Работы геолого-разведочные, геофизические и геохимические в области изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы;
- Технические испытания, исследования, анализ и сертификация;
- Аренда и лизинг горного и нефтепромыслового оборудования;
- Аренда и лизинг прочих машин и оборудования научного и промышленного назначения.

4.1.2 Организационная структура управления предприятия

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, во главе которой расположено общее собрание участников.

Таким образом, органами управлениями компании являются:

- Общее собрание участников;
- Совет директоров;
- Президент.

Высшим органом управления общества является общее собрание участников. Общее руководство деятельностью, за исключением решения вопросов, являющихся компетенцией общего собрания участников, осуществляет совет директоров общества. Президент избирается общим собранием участников и является единоличным исполнительным органом общества.

Председатель совета директоров избирается членами совета директоров из их числа открытым голосованием. При необходимости совет директоров может избрать одного или нескольких заместителей председателя совета директоров. Совет директоров назначает постоянного секретаря совета директоров для ведения протоколов заседаний совета директоров. На рисунке 16 представлена схема организационной структуры управления ООО «СГК – Бурение»



Рисунок 16 – Схема организационной структуры управления ООО «СГК – Бурение»

Однако представленные органы управления разумеется не присутствуют на буровой площадке, так как бурение осуществляется силами буровой бригады, которая работает вахтовым методом.

На каждую кустовую площадку приходится две смены буровой бригады: месяц работает одна смена, далее приезжают их сменщики, а первая смена разъезжается на отдых. И так повторяется каждый раз. Рассмотрим обязанности каждого работника стандартной смены буровой бригады:

- Мастер – дипломированный специалист, возглавляющий бригаду. Он несет персональную ответственность за бесперебойное проведение работ, обеспечение процесса всеми необходимыми материалами, соблюдение и выполнение проекта на строительство скважины, обеспечение безопасных условий труда и осуществление мер по охране окружающей среды, участвует в работе комиссии по приемке БУ из монтажа и при сдаче ее в демонтаж.

- Бурильщик (5-6 разряд) – связующее звено между мастером и вахтой. Он возглавляет вахту, несет персональную ответственность за все работы, выполняемые в период его смены. Бурильщик - это высокопрофессиональный

рабочий, имеющий удостоверение от горнотехнического надзора о сдаче экзамена на право ведения буровых работ.

- Помощник бурильщика первый (5 разряд) – при СПО обслуживает машинный ключ, обеспечивает выполнение основных операций по свинчиванию, развинчиванию бурильных труб, перемещению труб в магазин «свечами» при вертикальной расстановке или на приемные мостки и совместно с третьим помощником бурильщика выполняет операции с элеватором. Во время бурения в его обязанности входит наблюдение за работой буровых насосов, контроль за параметрами промывочной жидкости и работой очистной системы, участие в приготовлении и обработке раствора.

- Помощник бурильщика второй (4 разряд) – во время СПО работает наверху (в специально оборудованном на буровой вышке месте, называемом балконом верхового рабочего). Он надевает или снимает элеватор и перемещает верхний конец свечи. В остальное время он выполняет задания бурильщика.

- Помощник бурильщика третий (4 разряд) – при СПО работает возле ротора на машинном ключе, помогает перемещать нижний конец свечи. В остальное время следит за чистотой на буровой, а также выполняет задания бурильщика.

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

4.2 Расчет сметной стоимости потребного количества реагентов бурового раствора

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

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

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

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (15)$$

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

M_p – масса реагента, кг .

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

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (16)$$

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

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы Ж.1 по всем проектируемым интервалам в приложении Ж.

Выводы по разделу:

В данном разделе были рассмотрены: основные направления деятельности предприятия; структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин; сметная стоимость и норма расхода потребного количества реагентов бурового раствора. Сметная стоимость бурового раствора составила 3 миллиона 841 тысяча 150 рублей.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [29].

К данному методу организации трудового процесса не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца.

Во избежание несчастных случаев рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочих зон.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [30].

5.2 Производственная безопасность

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Опасные и вредные факторы предоставлены в таблице 18.

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015) при эксплуатации	Нормативные документы
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека.
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ Р 55710-2013 Система стандартов безопасности труда. Освещение рабочих мест внутри зданий.
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы.
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.

5.3 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

Повышенные уровни шума и вибрации

Источниками вибрации на буровой установке могут являться такие механизмы как буровые насосы, вибросита, электромоторы, разбалансированные вращающиеся элементы. Продолжительные вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски

внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты, производить своевременный ремонт и балансировку, устанавливать амортизаторы, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [22].

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, лебедка, система очистки бурового раствора и др.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА [11]. Для уменьшения негативного воздействия шума используются наушники, вкладыши и коллективные средства защиты.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно документу ГОСГОРТЕХНАДЗОРа России «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [2].:

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

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие хронических заболеваний, раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) [10].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 19.

Таблица 19 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [17]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски.

Движущиеся части и механизмы

На всех этапах работ на буровой площадке оборудование находится в постоянной динамике. При некорректной эксплуатации, ошибках буровой бригады и неисправности оборудования работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск. Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91 [31]: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные 83 устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

Пожаровзрывоопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети,

принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [21].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

- огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) – 2 шт.;
- ведро пожарное – 2 шт.;
- багры – 3 шт.;
- топоры – 3 шт.;
- ломы – 3 шт.;
- ящик с песком, 0,2 м³ – 2 шт.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур

буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [30].
- Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты.

5.4 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

В ходе строительства скважины, основное воздействие на атмосферу осуществляется: продуктами сжигания получаемого природного газа, двигателями внутреннего сгорания, которые применяются как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте.

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

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

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

Для уменьшения попадания в атмосферу выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания, следует использовать в буровых установках электропривод, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. Актуален так же и полный переход на дизельные двигатели с максимальным экологическим классом. Что касается очистки бурового раствора, необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

Воздействие на гидросферу

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-

86 сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

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

Для повышения качества цементировки необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

Воздействие на литосферу

На этапе подготовительных для строительства скважины работ, нередко производится вырубка леса, засорение мусором и отходом почвы, полное уничтожение растительности или повреждение почвенного слоя на месте объекта. Также, во время бурения имеется вероятность загрязнения почвы пластовым флюидом, химическими реагентами бурового раствора.

Для предотвращения загрязнения следует уделять особое внимание герметичности шламовых амбаров и незамедлительно предотвращать утечки

Большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 [26]. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.5 Экологическая безопасность

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ (ГНВП)	Метеорологические опасные
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал буровых труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [27].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения, глубиной 3956 м.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен наклонно-направленный профиль с горизонтальным участком скважины.

Разрез скважины состоит из абразивных пород, поэтому были выбраны износостойкие долота, которые способны эффективно разбуривать данные породы.

Для успешного строительства скважины было решено применять роторное бурение под направление, ВЗД под кондуктор и совмещенное бурение (ротор+ ВЗД) для эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для каждого интервала бурения была спроектирована КНБК, соответствующая режимам бурения, профилю скважины и геологическим особенностям.

Также были произведены расчеты гидравлической программы промывки скважины, выбор типа бурового раствора и его компонентов. Так же были произведены расчеты цементирования.

Все расчеты осуществлялись с учетом повышения рентабельности строительства скважины и снижением металлоемкости.

С специальной части были рассмотрены системы автоматизации и механизации спуско-подъемных операций на примере комплексов механизмов АСП, буровых автоматических ключей, пневматических роторных клиньев, роботизированных ключей и роботизированных систем бурения.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были рассмотрены: основные направления деятельности

предприятия; организационная структура предприятия; сметная стоимость и норма расхода потребного количества реагентов бурового раствора.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была приведена характеристика компании ООО «СГК-Бурение», а также была определена стоимость реагентов бурового раствора.

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

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76 с.
6. Самохвалов, М.А. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования: методическое указание/ М.А. Самохвалов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 73-126 с.
7. Реагенты для буровых растворов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geobent.ru/> (дата обращения: 25.04.2022).
8. McCoy CLOBAL, weTOGQ100 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mccoyglobal.com/products-and-services/wetorq-100/> (дата обращения: 21.04.2022).
9. Петророботика: роботизированные буровые комплексы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2018-02/8> (дата обращения: 21.04.2022).
10. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

11. ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека.
12. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
13. ГОСТ Р 55710-2013 Система стандартов безопасности труда. Освещение рабочих мест внутри зданий.
14. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
15. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
16. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
17. СанПиН 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
18. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы.
19. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
20. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.
21. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
22. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

24. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

25. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

26. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

27. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

28. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

29. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

30. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

31. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное

Приложения А

Геологическая характеристика скважины

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

Интервал Залегания (по вертикали), м		Стратиграфическое подразделение		Угол залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс	Угол, град	Азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	Четвертичная система	Q	0	0	1,45
50	140	Некрасовская свита	Pg3 nk	0	0	1,45
140	190	Чеганская свита	Pg2-3 cg	0	0	1,45
190	250	Люлинворская свита	Pg2 ll	0	0	1,45
250	300	Талицкая свита	Pg1 tl	0	0	1,45
300	460	Ганькинская свита	K2 gn	0	0	1,45
460	510	Славгородская свита	K2 sl	0	0	1,45
510	640	Ипатовская свита	K2 ip	0	0	1,45
640	670	Кузнецовская свита	K2 kz	0	0	1,45
670	1550	Покурская свита	K1-2 pk	0	0	1,10
1550	1590	Алымская свита	K1 al	0	0	1,10
1590	2250	Киялинская свита	K1 kls	0	0	1,10
2250	2320	Тарская свита	K1 tr	0	0	1,10
2320	2570	Куломзинская свита	K1 klm	0	0	1,10
2570	2600	Баженовская свита + Георгиевская	J3 bg+J3 gr	0	0	1,10
2600	2680	Васюганская свита	J3 vs	0	0	1,10
2680	2945	Тюменская свита	J2 tm	0	0	1,20
2945	3050	Салатская свита	J1 sal	0	0	1,20
3050	3060	Тогурская свита	J1 tog	0	0	1,20
3060	3070	Урманская свита	J1 urm	0	0	1,20
3070	3750	Лугинецкая	PZ	45-50	45-50	1,30

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м по вертикали		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	50	торф, пески, супеси алевролиты	40 40 10 10	почвенно - растительный слой; торф; пески; супеси и алевролиты.
Pg3 nk	50	140	глины, суглинки, супеси, алевролиты, пески	50 10 10 10 10	Чередование глин, суглинок, супесей, алевролитов и песков
Pg2-3 cg	140	190	глины, алевролиты	80 20	Глины зеленовато - серые с прослоями алевролитов
Pg2 ll	190	250	глины, алевролиты	50 50	Глины тонко отмученные, оскольчатые, прослои алевролитов, глин опоковидных
Pg1 tl	250	300	глины, алевролиты	80 20	Глины с линзами алевролитов
K2 gn	300	460	глины	100	Глины известковистые, алевролитистые
K2 sl	460	510	глины,	100	Глины алевролитистые
K2 ip	510	640	пески, глины, алевролиты	80 10 10	Переслаивание песков, глин, алевролитов
K2 kz	640	670	глины,	100	Глины с зернами глауконита
K1-2 pk	670	1550	пески, песчаники, алевролиты, глины,	50 20 20 10	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов и алевролитистых глин

Продолжение таблицы А.2

K1 al	1550	1590	глины	100	Глины с линзами алевролитового и глин
K1 kls	1590	2250	песчаники, алевролиты, глины	40 30 30	Чередование песчаников, алевролитов и глин
K1 tr	2250	2320	песчаники, аргиллиты	65 35	Песчаники серые, светло - серые, средне - зернистые, кварц - полевошпатовые, слабо - и среднесцементированные, иногда известковистые, крепкие, участками косослоистые, подчиненные прослои темно - серых плотных аргиллитов и алевролитов, глины темно - серые
K1 klm	2320	2570	аргиллиты, песчаники, алевролиты,	40 30 30	Аргиллиты слюдистые с прослоями песчаников и алевролитов
J3 bg+J3 gr	2570	2600	аргиллиты,	100	Аргиллиты глинисто - кремнистые, битуминозные
J3 vs	2620	2680	песчаники, алевролиты, аргиллиты,	50 30 20	Верхняя часть - переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; нижняя часть - преимущественно аргиллиты
J2 tm	2680	2945	песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли,	50 10 30 10	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями углей до 16 м и углистых аргиллитов
J1 sal	2945	3050	песчаники, алевролиты, аргиллиты,	40 20 20	Верхняя часть - преимущественно глинисто - углистые породы с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов; нижняя - часть - средне и крупно зернистые песчаники с прослоями аргиллитов
J1 tog	3050	3060	аргиллиты,	100	Представлена аргиллитов сидеритизированные, битуминозными детритом
J1 urm	3060	3070	аргиллиты, алевролиты,	60 40	Переслаивание аргиллитов и алевролитов
PZ	3088	3750	известняк,	100	Известняк органогенно - обломочные с прослоями глинистых известняков

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

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м по вертикали		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, процент	Проница- емость, мдарси	Глинист- ость, процент	Карбо- натность, процент	Твёр- дость, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абра- зивность	Категория породы промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и. п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	торф	1,9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			пески	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			супеси	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg3 nk	50	140	пески	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg2-3 cg	140	190	алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая,
			глины	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg2 ll	190	250	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая,
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg1 tl	250	300	глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая,
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
K2 gn	300	460	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K2 sl	460	510	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая,
K2 ip	510	640	глины	2,4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая,
			пески	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
K2 kz	640	670	глины	2,4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

K1-2 pk	670	1550	глины	2,4	-	0	95	2	25	3	4	мягкая,
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	5	35	3	6	средняя
			пески	2,5	38	1450-1500	7	3	20	1	10	средняя
K1 kls	1590	2250	песчаники	2,60	26,2	100	5	5	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,69	-	30	25	5	-	3	10	средняя
			глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K1 tr	2250	2320	песчаники	2,60	25	50	20	5	40	3	10	средняя
			аргиллиты	2,67	-	5	95	5	50	3	4	средняя
K1 klm	2320	2570	песчанки,	2,60	17	240	20	5	45	3	10	средняя
			алевролиты,	2,69	-	30	25	5	35	3	6	средняя
			аргиллиты	2,67	-	2	95	5	50	3	4	средняя
J3 bg+J3 gr	2570	2600	аргиллиты	2,67	-	0	95	5	70	3	4	средняя
J3 vs	2620	2680	аргиллиты	2,67	-	5	0	0	120	4	5	средняя
			алевролиты	2,69	-	15	25	5	70	3	6	твердые
			песчаники	2,60	18,0	32	20	5	65	3	10	средняя
J2 tm	2680	2945	аргиллиты	2,67	-	-	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2,69	-	-	25	5	120	3	6	твердые
			песчаники	2,60	12,6	2,09	20	5	120	3	10	твердые
			угли	1,2	-	0	0	0	25	4	5	средняя
J1 sal	2920	3060	песчаники,	2,60	15	2,09	20	5	120	3	10	твердые
			алевролиты,	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			аргиллиты,	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
J1 tog	3060	3060	аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
J1 urm	3070	3088	алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
PZ	3088	3750	известняки	2,75	24,2	64,1	35	80	170	4	4	твердые

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от	до	пластового		источ- ник полу- чения	порового		источ- ник полу- чения	гидроразрыва пород		источ- ник полу- чения	горного		источ- ник полу- чения	градус	Источник получения
			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м				
			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	50	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0	0,22	РФЗ	3	РФЗ
Pg3 nk	50	140	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	10	РФЗ
Pg2-3 cg	140	190	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	15	РФЗ
Pg2 ll	190	250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	16	РФЗ
Pg1 tl	250	300	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	18	РФЗ
K2 gn	300	460	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K2 sl	460	510	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K2 ip	510	640	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K2 kz	640	670	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K1-2 pk	670	1550	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	52	РФЗ
K1 al	1550	1590	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	65	РФЗ
K1 kls	1590	2250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	75	РФЗ
K1 tr	2250	2320	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
K1 klm	2320	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
J3ay +J3 gr	2570	2600	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	87	РФЗ
J3 vs	2600	2680	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	90	РФЗ
J2 tm	2680	2945	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	100	РФЗ
J1 sal	2945	3050	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	101	РФЗ
J1 tog	3050	3060	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	102	РФЗ
J1 urm	3060	3070	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	103	РФЗ
PZ	3070	3750	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,155	0,155	РФЗ	0,25	0,25	РФЗ	107	РФЗ

Продолжение таблицы А.4

Примечание - прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ - геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах).
--

Таблица А.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения	Причина возникновения
	От	До		
Q - P _{g3}	0	140	Поглощение	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидро -статического давления.
K ₁₋₂	670	1550		
Pz	3070	3750		
Q - Pg	0	140	Осыпи и обвалы	Не соблюдение технологической скорости бурения, снижение плотности и увеличение водоотдачи промывочной жидкости
Мел	670	2570		
J3+J3+J3	2570	2950		
J1	2950	3040		
PZ	3040	3750		
Q-P _{g3} nk	50	140	Нефтегазоводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
K ₂ ip	510	640		
K ₂ pk	685	1560		
K ₁ al - K ₁ klm	1560	2590		
J ₃ vs	2620	2680		
J ₂ tm	2680	2866		
	2866	2874		
	2880	2890		
	2896	2904		
	2908	2926		
J ₁ tog	2946	2989		
Pz	3076	3096		
	3096	3750		
Q - P _{g2-3} cg	0	190	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения
P _{g2} - K ₂ sl	190	490		
K ₁₋₂ pk	700	1690		
K ₁ al	1690	1760		
J ₂ tm	2908	2989		
Pz	3076	3120		

Приложение Б

(обязательное)

Исходная информация по нефтяному месторождению (ХМАО)

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на санти - пуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, нм ³ /м ³	Содержание сероводорода, процент по объему	Содержание углекислого газа, процент по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₂ (Ю ₁₁)	2866	2874	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	20	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₂)	2896	2904	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	20	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₃)	2908	2926	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	30	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₄₋₁₅)	2946	2989	терригенный	0,683	0,811	0,0223	0,39	4,98	20-70	156	-	1,56	1,125	-	13,3
к.в.*	3056	3076	терригенный	0,688	0,875	0,0223	0,49	8,13	50	160	-	-	-	-	13,3

Продолжение таблицы Б.1

М1	3076	3100	Порово- трещинн о- кавернов ый	0,688	0,875	0,0223	0,49	8,13	0-250	198	-	2,10	0,745	0,9490	32,7
----	------	------	--	-------	-------	--------	------	------	-------	-----	---	------	-------	--------	------

Таблица Б.2. – Водоносность

Индекс	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг - эквивалентной форме						Степень минерализации М, г/л
	От	До					анионы			катионы			
							Cl^{-}	SO_4^{-}	HCO_3^{-}	Na^{+}, K^{+}	Mg^{++}	Ca^{++}	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	50	поровый	1,00	20-160	2500	89	-	11	82	4	14	0,1-0,2
Pg3 nk	50	140	поровый	1,00	До 300	500	89	-	11	82	4	14	0,11-0,87
K1-2 pk	670	1550	поровый	1,004	168-492	500	97	-	3	89	3	8	11-15
K1 kls - K1 klm	1590	2570	поровый	1,01	100-200	-	394,5	-	2	291,3	2,7	137	17-27
J3 vs - J2 tm	2600	2920	терригенный	1,022	До 125	32	657,8	0,104	16,16	624,5	13,6	49,8	40,1
PZ	3096	3750	Порово-трещинно-каверновый	1,027	До 250	64,1	708,2	0,708	11,9	627,5	20,5	60,78	41,9

Приложение В

(обязательное)

Данные по профилю проектируемой скважины

Таблица В.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				3088		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				2,5	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				3076		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				10,94	
Отход скважины, м				1449,16		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				3	
Длина вертикального участка, м				80		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				90	
Длина третьего участка стабилизации, м				2852,53		Длина горизонтального участка				612	
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м				749,86							
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	80,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	100,00	80,00
2	80,00	123,50	43,5	0,00	4,17	4,17	0,000	10,943	80,00	123,77	43,77
3	123,50	2924,17	2800,76	4,17	545,65	541,48	10,943	10,943	123,77	2976,30	2852,53
4	2924,17	3076	151,83	545,65	700	154,35	10,943	80	2976,30	3206,49	230,19
5	3076	3088	12	700	837,16	137,16	80	90	3206,49	3344,35	137,86
6	3088	3088	0	837,16	1449,16	612	80	90	3344,35	3956,35	612

Приложение Г

(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Г.1 – Проектируемая КНБК для бурения под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м во вертикали)							
1	Ш 393,7 МЗ-ЦГВУ (425Z)	0,4	393,7	-	3-177	Ниппель	0,163
2	Переводник М-177/171	0,42	229	101	3-177	Муфта	0,090
					3-171	Муфта	
3	КЛС–393,7 СТ	1,1	393,7	80	3-171	Ниппель	0,39
					3-171	Муфта	
4	УБТ-203	24	203	100	3-171	Ниппель	4,620
					3-171	Муфта	
5	Переводник П-147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,068
					3-147	Муфта	
6	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
7	ТБПК 127х9,2 М	34	127	108,6	3-163	Ниппель	1,046
					3-162	Муфта	

Таблица Г.2 – Проектируемая КНБК для бурения под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–1220 м по вертикали)							
1	БТ5916SMA-008 (295,3 мм)	0,35	295,3	-	3-117	Ниппель	0,042
2	Переводник П 117/147	0,52	178	78	3-117	Муфта	0,056
					3-147	Ниппель	
3	Переводник М 171/147	0,44	203	71	3-147	Муфта	0,07
					3-171	Муфта	
4	КП–292 СТ	1,1	292	185	3-171	Ниппель	0,32
					3-152	Муфта	
5	МВР-240Т (Т240.7/8.40)	8,655	240	-	3-152	Ниппель	2,47
					3-152	Муфта	
6	Переводник П 171/152	0,54	203	80	3-152	Ниппель	0,065
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,587	220	40	3-171	Ниппель	0,102
					3-171	Муфта	
8	Клапан обратный КОБ-240РС	0,927	220	40	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
9	Переводник П 147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,062
					3-147	Муфта	
10	ТБТН 178	12	178	102	3-147	Ниппель	0,68
					3-147	Муфта	
11	ЗТС АТ-3-172	4	172	-	3-147	Ниппель	0,4
					3-147	Муфта	
12	ТБТН 178	12	178	102	3-147	Ниппель	0,68
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Г.2

13	УБТ-178	48	178	80	3-147	Ниппель	6,955
					3-147	Муфта	
14	Переводник П 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
15	SJ-172	5,6	172	70	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
16	ТБПК 127х9,2 М	1145	127	108,6	3-133	Ниппель	35,747
					3-133	Муфта	

Таблица Г.3 – Проектируемая КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1220–3076 м по вертикали)							
1	БИТ 220,7 В 813 У.40	0,3	220,7	-	3-117	Ниппель	0,032
2	Переводник М 117/117	0,37	140	78	3-117	Муфта	0,03
					3-117	Муфта	
3	КП–215,9 СТ	0,66	215,9	70	3-117	Ниппель	0,06
					3-117	Муфта	
4	ДГР-178М.6/7.57	7	178	-	3-117	Муфта	1,038
					3-133	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ- 172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
7	Переводник П 147/133	0,534	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
8	ТБТН 178	12	178	102	3-147	Ниппель	0,68
					3-147	Муфта	
9	ЗТС АТ-3-172	4	172	-	3-147	Ниппель	0,4
					3-147	Муфта	
10	ТБТН 178	12	178	102	3-147	Ниппель	0,68
					3-147	Муфта	
11	Переводник П 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
12	ТБПК 127х9,2 М	190	127	108,6	3-133	Ниппель	6,228
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.3

13	SJ-172	5,6	172	70	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
14	Переводник П 147/133	0,534	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
15	УБТ-178	42	178	80	3-147	Ниппель	6,086
					3-147	Муфта	
16	Переводник П 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
17	ТБПК 127х9,2 М	2924	127	108,6	3-133	Ниппель	95,848
					3-133	Муфта	

Таблица Г.4 – Проектируемая КНБК для бурения под хвостовик

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под хвостовик (3076–3088 м по вертикали)							
1	TD-142,9 SVD 613-X1.	0,22	142,9	-	3-88	Ниппель	0,018
2	Переводник М 88/88	0,33	113	58	3-88	Муфта	0,015
					3-88	Муфта	
3	КЛС-139,7 СТ	0,48	139,7	40	3-88	Ниппель	0,45
					3-88	Муфта	
4	ДРЗ-120.6/7.43	5,7	120	-	3-88	Муфта	0,35
					3-88	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-106РС	0,65	106	28	3-88	Ниппель	0,028
					3-88	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ- 106РС	0,7	106	30	3-88	Ниппель	0,033
					3-88	Муфта	
7	Переводник П-86/88	0,395	113	38	3-88	Ниппель	0,02
					3-86	Муфта	
8	ТБТН 105	6	105	51	3-86	Ниппель	0,197
					3-86	Муфта	
9	АТ-3-108	6	108	-	3-86	Ниппель	0,15
					3-86	Муфта	
10	ТБТН 105	6	105	51	3-86	Ниппель	0,197
					3-86	Муфта	
11	Переводник П 102/86	0,42	120	54	3-86	Ниппель	0,02
					3-102	Муфта	
12	ПН-89х9,4 Р	930	89	70,2	3-102	Ниппель	20,711
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Г.4

13	Переводник П 86/102	0,42	118	58	3-102	Ниппель	0,023
					3-86	Муфта	
14	Ясс SJ-108	5,4	108	50	3-86	Ниппель	0,243
					3-86	Муфта	
15	Переводник П 108/86	450	133	54	3-86	Ниппель	0,025
					3-108	Муфта	
16	ТБТ-102	108	101,6	63,5	3-108	Ниппель	4,914
					3-108	Муфта	
17	Переводник П 102/108	0,465	133	70	3-108	Ниппель	0,024
					3-102	Муфта	
18	ПН-89х9,4 Р	2903	89	70,2	3-102	Ниппель	64,650
					3-102	Муфта	

Таблица Г.5 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
0-60	Долото	393,7					0,4		0,163	0,163			
Бурение	Калибратор	393,7	80,0				1,1		0,390	0,553			
КНБК №1	УБТ	203,0	100,0				24	0,1925	4,620	5,173			
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	34,5	0,0328	1,131	6,304	3,36	>10	>10
60-1241	Долото	295,3					0,35		0,042	0,042			
Бурение	Калибратор	292,0	185,0				1,1		0,320	0,362			
КНБК №2	Двигатель	240,0					8,66		2,470	2,832			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,0567	0,681	3,513			
	ЗТС	171,0	120,0				4		0,400	3,913			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,0567	0,681	4,593			
	УБТ	178,0	80,0				48	0,1449	6,955	11,55			
	Яс гидрав.	171,0	63,6				6		0,682	12,23			
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	1149	0,0328	37,66	49,89		5,51	3,41
1241-3207	Долото	220,7					0,3		0,032	0,032			
Бурение	Калибратор	215,9	78,0				0,66		0,060	0,092			
КНБК №3	Двигатель	178,0					6,98		1,038	1,130			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,0567	0,681	1,811			
	ЗТС	171,0	120,0				4		0,400	2,211			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,0567	0,681	2,891			
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	190	0,0328	6,228	9,119	1,02	>10	5,74
	УБТ	178,0	80,0				48	0,1449	6,955	16,07			
	Яс гидрав.	171,0	63,6				5,6		0,682	16,76			
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	2927	0,0328	95,96	112,72	1,11	2,44	1,58

Продолжение таблицы Г.5

3207-3956	Долото	142,9					0,22		0,018	0,018			
Бурение	Калибратор	139,7	48,0				0,48		0,045	0,063			
КНБК №4	Двигатель	120,6					5,71		0,350	0,413			
	УБТ	104,8	50,8				6	0,0328	0,197	0,610			
	ЗТС	106,0	50,0				6		0,150	0,760			
	УБТ	104,8	50,8				6	0,0328	0,197	0,957			
	БТ	88,9	70,1	9,4	p	3П-127-54	930	0,0223	20,71	21,67	1,09	>10	7,47
	Яс гидрав.	108,0	57,2				5,4		0,243	21,91			
	УБТ	102,0	47,3				108	0,0473	5,108	27,02			
	БТ	88,9	70,1	9,4	p	3П-127-54	2888	0,0223	64,32	91,34	1,22	2,62	2,39

Таблица Г.6 – Результаты расчета бурильных колонн на напряжение в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	3076	ТБПК 127х9, 2 М	127	М	9,19	3-133	2924	95,85	112,91	1,60	1,68
бурение	3076	3088	ПН-89х9,4 Р	89	Р	9,35	3-102	2903	64,65	91,63	1,43	1,48

Приложение Д

Таблица Д.1 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление интервал бурения по стволу, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	393,7	-	1,45	10,59
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,089
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						6,61
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						0,24
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						56,69
Объем раствора к приготовлению:						63,53
Кондуктор интервал бурения по стволу, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	1240	1240	295,3	306,9	1,284	108,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						1,47
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						69,17
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						4,84
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						222,4
Общая потребность бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$:						297,89
Объем раствора к приготовлению $V_{\text{потр}}$:						208,93
ЭК интервал бурения по стволу, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1240	3206	1966	220,7	228,7	1,127	135,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						1,97
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						114,01
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						10,34
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						277,31
Общая потребность бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$:						403,63
Объем раствора к приготовлению $V_{\text{потр}}$:						403,64
Хвостовик интервал бурения по стволу, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
3206	3956	750	142,9	157	1,3	77,67
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,56
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						65,28
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						9,41
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						161,34

Продолжение таблицы Д.1

Общая потребность бурового раствора на интервале $V_{бр}$:	236,59
Объем раствора к приготовлению $V_{потр}$:	139,79

Таблица Д.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		колонна				итого	
						Эксплуатационная		Хвостовик				
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	25	63,53	3,00	211,57	9,00	162,78	7,00	48,84	2,00	486,72	21
GeoAsh	Регулятор жесткости	25	-	-	-	-	406,95	17,00	122,09	5,00	529,04	22
МКБ	Высоковязкий понижитель фильтрации	25	-	-	120,9	5,00	-	-	-	-	120,9	5
GeoLub	Смазочная добавка	27	-	-	302,24	12,00	-	-	-	-	302,24	12
Geo FC	Низковязкий понижитель фильтрации	25	-	-	151,12	7,00	-	-	-	-	151,12	7
GeoFree	ПАВ	30	-	-	-	-	366,26	13,00	109,88	4,00	476,14	17
GeoBent	Структурообразователь	1000	4447,1	5,00	3022,4	4,00	-	-	-	-	7469,5	9
GeoXan	Биополимер	25	-	-	-	-	1424,33	57,00	427,32	18,00	1851,65	75
Пента 465	Пеногасители	200	-	-	-	-	162,78	1,00	48,84	1,00	211,62	2
Барит	Утяжелитель	1000	11803,87	12	52892	53,00	-	-	-	-	64695,87	65
Bionutral	Бактерицид	40	-	-	-	-	162,78	5,00	48,84	2,00	211,62	7

Продолжение таблицы Д.2

Калий хлористый	Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта	1000	-	-	-	-	28486	29,00	8546	9,00	37032	38
УКМ	Утяжелитель карбонатный	1000	-	—	—	—	34143	35,00	10243	11,00	44386	46

Таблица Д.3 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,5	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	14	133,2	1024,9
Под кондуктор									
60	1240	БУРЕНИЕ	0,894	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	9,5	87,8	293,7
Под эксплуатационную колонну									
1240	3206	БУРЕНИЕ	0,755	0.073	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	92,8	160,2
Под хвостовик									
3206	3956	БУРЕНИЕ	0,948	0.087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	81,9	61,8

Таблица Д.4 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	95	170	261,2	1	125	41	82
60	1240	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	95	140	387,6	1	125	28	56
1240	3206	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	1	95	140	387,6	1	125	28	28
3206	3956	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	1	95	140	387,6	1	60	13,44	13,44

Таблица Д.5 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	144	125	0	8,5	0,6	10
60	1240	БУРЕНИЕ	249,1	52,4	77	96,1	13,5	10
1240	3206	БУРЕНИЕ	261,8	57,2	56,3	81	58,2	9,1
3206	3956	БУРЕНИЕ	384,9	44,5	90,3	151,2	96,2	2,7

Приложение Е

Таблица Е.1 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Параметр	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	2	3	4
Давление гидроразрыва ($0,95P_{гр}$), МПа	19,65	44,43	44,61
Давление составного столба жидкости в КП ($P_{с\ кп}$), МПа	17,89	39,81	34,51
Гидродинамические потери давления в КП ($P_{г\ д\ кп}$), МПа	0,806	4,17	4,69
$P_{с\ кп} + P_{г\ д\ кп}$ МПа	18,7	43,98	39,21
Буферная жидкость			
Объем, м ³	2,46	1,1	0,63
Плотность	1100	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	9,84	4,4	2,52
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	173	77,5	44,42
Буферная жидкость			
Объем, м ³	9,83	4,38	2,54
Плотность	1100	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	2,61	1,22	0,69
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	174	65,6	38,07

Продолжение таблицы Е.1

Тампонажный раствор нормальной плотности			
Объем, м ³	3,25	7,86	9,41
Плотность, кг/м ³	1820	1820	1820
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	2,2	4,94	5,91
Наименование компонента	ПЦТ-II-50	ПЦТ - II - 150	ПЦТ - II - 150
Масса компонента, тонн	4,08	10,2	12,2
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	1	1	1
Расход НТФ, кг	1,33	3,22	3,86
Облегченный тампонажный раствор			
Объем, м ³	46,88	29,61	—
Плотность, кг/м ³	1440	1440	—
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	34,5	25,16	—
Наименование компонента	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	—
Масса компонента, тонн	37582	19,41	—
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	4	2	—
Расход НТФ, кг	19,22	5,68	—
Продавочная жидкость			
Объем, м ³	52,02	63,5	18,47
Плотность, кг/м ³	1000	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода	Вода

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Нормативная карта

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Упаковка, кг	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Общая сумма, тыс. руб.
				Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	
Сода каустическая	уп	4,5	25	3	13,5	9	40,5	7	31,5	2	9	94,5
GeoAsh	уп	3,75	25	-	-	-	-	17	63,75	5	18,75	82,5
МКБ	уп	1,5	25	-	-	5	7,5	-	-	-	-	7,5
GeoLub	уп	4,1	27	-	-	12	49,2	-	-	-	-	49,2
Geo FC	уп	6,25	25	-	-	7	43,75	-	-	-	-	43,75
GeoFree	уп	6,4	30	-	-	-	-	13	83,2	4	25,6	108,8
GeoBent	уп	41	1000	5	205	4	164	-	-	-	-	369
GeoXan	уп	12	25	-	-	-	-	57	684	18	216	900
Пента 465	уп	96	200	-	-	-	-	1	96	1	96	192
Барит	уп	10,5	1000	12	126	53	556,5	-	-	-	-	682,5
Bioneutral	уп	11	40	-	-	-	-	5	60	2	24	84
Калий хлористый	уп	30	1000	-	-	-	-	29	870	9	270	1140
УКМ	уп	1,9	1000	-	-	-	-	35	66,5	11	20,9	87,4
Итого:												3841,15