

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
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)

УДК 622.245.54(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Чимитов Станислав Найданович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	основе принципов образования в течение всей жизни	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 карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	продукта на основе научно-технической идеи	

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 общетехнические 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
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	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции

	управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
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	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

	профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	
--	--	--

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. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	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 эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	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»	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 добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	добычи углеводородного сырья»	процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	нефти, газа и газового конденсата
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья 8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»	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 разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации 9. Составление геологических отчетов	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей» ОТФ В «Организация	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		геолого-промысловых работ»		
	10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья 11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья	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» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

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
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Чимитову Станиславу Найдановичу

Тема работы:

Комплексный подход к снижению обводненности призабойной зоны пласта на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)
Утверждена приказом директора (дата, номер) 09.03.2022 №68-66/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Причины накопления жидкости в призабойной зоне пласта газовых и газоконденсатных скважин. Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин. Сравнительная характеристика существующих способов удаления жидкости с забоя скважины. Совместимость различных технологий снижения обводненности призабойной зоны пласта. Общие сведения об Ямбургском месторождении. Опыт эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам. Основания для перевода скважины на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам. Описание технологии концентрических лифтовых колонн. Выбор скважин. Исходные данные. Моделирование градиента

	давления КЛК в RPIESIM.
--	-------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.т.н., доцент, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин на месторождениях Крайнего Севера	
Использование технологии КЛК для газовых скважин на завершающей стадии разработки	
Анализ влияния ассиметричной конструкции концентрической лифтовой колонны на потери давления в газовой скважине	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.03.22 г.
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			10.03.22 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Чимитов Станислав Найданович		10.03.22 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, 20 рисунков, 31 таблиц, 35 источников. Работа содержит 3 приложения.

Ключевые слова: самозадавливание, газовые скважины, концентрические лифтовые колонны, технология, призабойная зона пласта.

Объектом исследования является скважина «Х» сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО).

Целью выпускной квалификационной работы является анализ технологий удаления жидкости и влияния ассиметричной конструкции концентрической лифтовой колонны на величину потери давления в случае двухфазного потока по стволу скважины сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования был проведен отбор текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, проанализированы проблемы эксплуатации самозадавливающих скважин, рассмотрены различные методы удаления жидкости с забоев газовых и газоконденсатных скважин, писана технология перевода скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн.

Использование технологии концентрических лифтовых колонн с ассиметричной конструкции позволяют повысить сроки эксплуатации залежи, увеличить устьевые давления, дающие возможность движению газа к установкам комплексной подготовки газа, при пониженных мощностях дожимных компрессорных станции.

Область применения: газовые и газоконденсатные скважины, на забое которых происходит накопление жидкости.

Экономическая часть работы заключается в обосновании рентабельности проведения научного исследования по переводу скважины на эксплуатацию с использование концентрических лифтовых колонн и составления проекта технического перевооружения скважины.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗП – призабойная зона пласта

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

УВС – углеводородное сырье

ГВК – газоводяной контакт

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

НКТ – насосно-компрессорная труба

ПАВ – поверхностно-активное вещество

КЛК – концентрические лифтовые колонны

МКП – межтрубное кольцевое пространство

ФА – фонтанная арматура

ГВД – газ высокого давления

ГЖС – газожидкостная смесь

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

КРС – капитальный ремонт скважин

ТРС – текущий ремонт скважин

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей флюида

КИГ – коэффициент извлечения газа

МКУ – модульная компрессорная установка

ГОСТ – государственный стандарт

ЦЛК – центральная лифтовая колонна

ОЛК – основная лифтовая колонна

СПТ – сталеполимерная труба

СПО – спускоподъемные операции

АУК – автоматический управляющий комплекс

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба

ПО – программное обеспечение

ВГФ – водогазовый фактор

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	17
1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОЗАДАВЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	19
1.1 Причины накопления жидкости в призабойной зоне пласта газовых и газоконденсатных скважин.....	19
1.2 Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин.....	22
1.3 Сравнительная характеристика существующих способов удаления жидкости с забоя скважины.....	35
1.4 Совместимость различных технологий снижения обводненности призабойной зоны пласта.....	37
2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН ДЛЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕМ ПЕРИОДЕ РАЗРАБОТКИ	38
2.1 Общие сведения об Ямбургском месторождении	38
2.2 Опыт эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам 40	
2.3 Основания для перевода скважины на эксплуатацию по КЛК	46
2.4 Описание технологии концентрических лифтовых колонн.....	47
3 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ АССИМЕТРИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ НА ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ.....	53
3.1 Выбор скважин	54
3.2 Исходные данные	54
3.3 Моделирование градиента давления КЛК в PIPESIM.....	57
3.3.1 Подготовка данных к расчетам	57

3.3.2 Аналитический расчет потерь давлений с учетом эксцентриситета
60

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 67

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения
научных исследований с позиции ресурсоэффективности и
ресурсосбережения..... 67

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования 67

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений..... 68

4.1.3 Оценка при помощи технологии QuaD..... 70

4.1.4 SWOT-анализ..... 72

4.2 Планирование научно-исследовательских работ 75

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования 75

4.2.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ ... 76

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования..... 77

4.3 Бюджет научно-технического исследования 81

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования .81

4.3.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления 82

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей..... 83

4.3.5 Накладные расходы 85

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского
проекта..... 86

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой,
бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования
87

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 93

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... 93

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства..... 93

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны..... 94

5.2 Производственная безопасность 94

5.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов рабочей среды.....	96
5.3 Экологическая безопасность	101
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	101
5.3.2 Мероприятия по охране водных объектов	102
5.3.3 Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира.....	103
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	103
5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	107
ПРИЛОЖЕНИЕ А	111
ПРИЛОЖЕНИЕ В	112
ПРИЛОЖЕНИЕ С	113

ВВЕДЕНИЕ

В последние десятилетия большая часть добываемого природного газа поступают из районов Крайнего Севера (более 85%), который осуществляется за счет разработки газовых и газоконденсатных залежей. Самые распространенные проблемы, которые встречаются в северных районах России, при работе газовых или газоконденсатных скважин – высокий риск формирования гидратных пробок, увеличивающие местные сопротивления, а также снижающие эффективность работы добывающих газовых (газоконденсатных) скважин, скопление воды на забое, замерзание промывочной жидкости в стволе скважины.

Газ (конденсат) добывается фонтанным способом, то есть когда давление столба флюида не превышает величину депрессии пласта. При длительной эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин могут возникнуть множество факторов, влияющих на снижение продуктивности пласта. В случае газовых скважин – скопление жидкости на забое скважины.

В таких случаях происходит ухудшение условий для выноса жидкости и механических примесей. Скопившаяся жидкость оказывает негативное воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП) такие как рост фильтрационных сопротивлений, к дальнейшему снижению продуктивности скважины, что приводит к снижению скорости движения газа и конденсации в стволе скважины, вследствие чего может произойти «самозадавливание» скважины, что приводит к росту скважин, переведенных в бездействующий фонд.

Для максимального уровня добычи газа следует прибегнуть к таким технологиям, которые могут обеспечить нужные условия для того чтобы была возможность выноса жидкости и твердых частиц с забоя добывающих скважин. Самым перспективным мероприятием является внедрение технологии концентрических лифтовых колонн с использованием ассиметричной конструкции колонн.

Объектом исследования является скважина «Х» сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Предметом изучения является анализ технологий удаления жидкости и влияния ассиметричной конструкции концентрической лифтовой колонны на величину потери давления в случае двухфазного потока по стволу скважины сеноманской залежи Ямбургского НГКМ.

Научная новизна: Установлено, что при эксплуатации залежи технологией концентрических лифтовых колонн, используя большее отклонение центральной лифтовой колонны от оси основной лифтовой колонны, приводит к меньшим потерям давления в межтрубном кольцевом пространстве.

Практическая значимость результатов: использование технологии концентрических лифтовых колонн с ассиметричной конструкции позволяют повысить сроки эксплуатации залежи, увеличить устьевые давления, дающие возможность движению газа к установкам комплексной подготовки газа, при пониженных мощностях дожимных компрессорных станций.

Реализация и апробация работы: Данная выпускная квалификационная работа основана на ранее проведенных исследованиях Автором была представлена научная статья на международной конференции в честь академика М.А. Усова.

1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОЗАДАВЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Сеноманские залежи месторождений Крайнего Севера: Тазовское, Ен-Яхинское, Медвежье, Уренгойское и Ямбургское и других разрабатываются уже более 35 лет и в настоящее время находятся на последней стадии разработки (стадия падающей добычи). На данной стадии характерно явное снижение добычи УВС – непосредственно связанное с падением пластового давления, причиной которой является истощение запасов газа и поднятие газовой контактной поверхности (ГВК). Последствием данных факторов является обводнение ПЗП, снижение скорости движения газа, что приводит к самозадавлыванию скважин, вплоть до полной остановки скважины (нулевого дебита), и образование песчаных пробок, так как мехпримеси не могут выйти вместе с газом, так как у последнего низкая скорость движения.

1.1 Причины накопления жидкости в призабойной зоне пласта газовых и газоконденсатных скважин

На протяжении всего периода разработки, в газовых и газоконденсатных скважинах возникают скопления жидкости на забое и ПЗП. Обводнение ПЗП газовых и газоконденсатных скважин приводят к множеству осложнений и трудностям для дальнейшего процесса извлечения флюида. К скоплению жидкости на забое и ПЗП можно отнести множество причин. Однако для каждой скважины может наблюдаться своя особенность в накоплении жидкости, а также индивидуальные характеры влияния на ПЗП и их физико-химический состав. Накопленная жидкость на забое и в ПЗП приводит за собой ряд негативных факторов, а именно:

- разрушение цементного кольца обсадной колонны;
- увеличение скин-фактора, за счет ухудшения состояния ПЗП (нарушение целостности породы в ПЗП);

- если порода содержит глинистый материал, то возможно их набухание, с последующим снижением ФЕС;
- разрушение породы (песчаников, алевролитов) в воде приводит к значительному повышению доли мехпримесей в составе флюида, отрицательно воздействующие на подземное и устьевое оборудование скважины;
- скопление жидкости приводит к росту ГВК, тем самым уровень воды может перекрыть перфорационную зону, тем самым создается водяной барьер, вследствие чего, газ, проходя через него, теряет свою энергию, соответственно и скорость;
- столб жидкости создает свое гидростатическое давление, то есть противодействие на пласт, при превышении величины депрессии, которой, произойдет «самозадавливание» скважины.

Жидкость может поступить на забой скважины несколькими путями:

- пластовые перетоки жидкости (напорные воды, водоносные горизонты);
- подтягивание конуса воды, при интенсивных темпах отбора;
- конденсационная вода, стекающая со стенок скважины, при достижении точки росы (в зоне многолетнемерзлых пород);
- жидкая фаза, выделяющаяся из газового конденсата, вследствие ретроградной конденсации [1];

Межпластовые перетоки возникают из-за того, что на ямбургском сеномане очень сильно разнятся величины проницаемости (от 0,3 до 2 мкм²). Поэтому скважины, в которых за относительно короткий промежуток времени скопилась вода, быстро поднялся ГВК, имеют очень хорошую проницаемость.

Вода, которая появилась в результате конденсации имеет минерализацию от 0,05 до 1 г/л. На Ямбургском НГКМ в составе пластовой воды преимущественно содержатся катионы калия и натрия (1500-2600 мг/л), гидрокарбонат-анион (2120-5100 мг/л) и хлорид-ионы (1100-2100 мг/л).

В случае газоконденсатных залежей при прохождении газового конденсата через перфорационные отверстия снижается давление, но при этом

остается неизменная температура на забое. В этом случае, газ может выделить жидкую фазу и образуется двухфазная система «жидкость-газ». В случае низких дебитов и низких давлений в пласте жидкость не сможет вынестись вместе с газом, так как скорости газового потока ниже критической.

Существует такое значение скорости, при котором жидкость не может выйти на поверхность попутно с газовой фазой, такое значение называют критической скоростью. Критическое значение скорости имеет различную величину, то есть для каждой скважины это величина индивидуальна. В случае Уренгойского НГКМ значения меняются от 3 до 4 м/с. Значение критической скорости зависит, прежде всего, от:

- пластового давления;
- диаметра НКТ.

Наглядно показывает, как зависит величина критического дебита от пластового давления и размеров НКТ на рисунке 1.1.

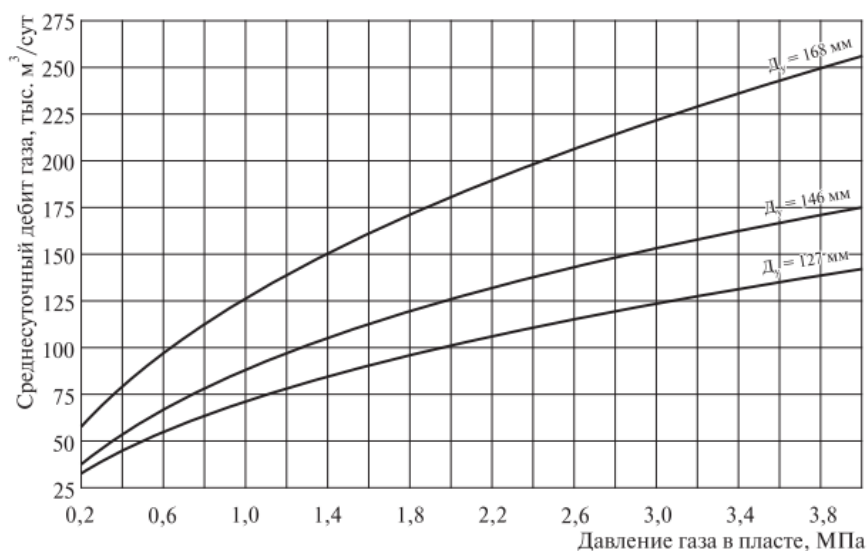


Рисунок 1.1 – Суточный дебит газа, при котором возможен вынос жидкости

Как видно из рисунка 1.1, что чем ниже значения пластового давления и чем меньше размеры НКТ, тем меньше требуются дебиты. Но на завершающей стадии разработки обычно запасы близки к истощению, что говорит о том, что создаются условия, при котором жидкость не сможет выноситься на поверхность. Снижение пластового давления приводит к уменьшению скорости

перемещения газа. Из всех вышеперечисленных факторов можно сказать, что интенсивность обводнения ПЗП крайне высокая.

В ООО «Газпром добыча Уренгой», по результатам воздействия пластовой и конденсационной воды на керн, провели их влияние на ПЗП, и пришли к следующему:

- так как конденсационная вода имеет относительно низкое содержание солей – это привело к тому, что в керне глинистый материал (частицы) разбухли, снизились ФЕС, вода приобрела структуру устойчивой к агрегации (некоторого рода дисперсионную среду);

- вода из пласта более совместима с минералами породы (керн), поэтому её влияние на разрушение породы происходило в меньшей степени (вследствии её гидратации с глинистым материалом, содержащегося в породах-коллекторах), нежели с конденсационной водой;

- остановка скважины приведет к тому, что столб накопившейся конденсационной жидкости уйдет в ПЗП и снизит ФЕС, а также повысит скин-фактор, ввиду активного ухудшения состояния ПЗП.

В результате лабораторных испытаний установилось, что вода, образующая в результате конденсации и стекающая со стенок скважины на забой, активно разрушает структуру глинистого материала на керне. Подтвердились зависимости, что чем ниже минерализация, тем выше разрушающая способность конденсационной воды, по сравнению с той же пластовой.

1.2 Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин

Существуют общие способы избежания накопления жидкости в ПЗП:

- поддержка условий подъема природного газа или конденсата с забоя;

- проведение таких темпов отбора, при котором:

- 1) не будет подтягиваться конус подошвенных вод или краевых вод;
- 2) влияние на ПЗП будет минимальным.

- своевременное проведение водоизоляционных работ (изоляция пластовых и сторонних вод);
- своевременное крепление ПЗП [2].

Отличным способом избежания последствий скопления жидкости (воды) на забое и ПЗП – удаление жидкости. Варианты удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин следующие:

- периодические;
- непрерывные.

К периодическим удалениям относят именно такие способы, при которых технологический эффект пропадает спустя непродолжительное время, к ним относят:

- остановка скважины;
- обработка ПАВ;
- продувка скважины.

Непрерывное удаление жидкости – это такие способы удаления, при котором идет поддержка такой скорости газа, при котором возможен вынос жидкости. Или же сохранение скоростей выше критических, к ним относят:

- отбор жидкости штанговыми глубинными насосами;
- технология плунжерного лифта («летающий клапан»);
- замена лифтовых колонн на НКТ меньших размеров;
- газлифт (закачка сухого газа)
- применение модульных компрессорных установок;
- использование газоструйных аппаратов;
- эксплуатация по технологии КЛК.

Подбор варианта удаления жидкости с забоя газовой или газоконденсатной скважины непосредственно зависит:

- геологического строения пласта, насыщенным газом или газоконденсатом;
- конструкции скважины;
- качества цементного кольца в межколонном пространстве;

- срок эксплуатации скважины и залежи в целом;
- доля воды, поступающая попутно с газом, или же водогазовый фактор [3].

Остановка скважины

Остановку скважины производят для того чтобы пласт впитал в себя некоторую жидкость, опустился ГВК, оттянулся конус подошвенной воды. Благодаря чему дебиты скважины возрастают. Тем не менее:

- остановка скважины чаще всего не компенсируют тот объем газа, который должен быть добыт без остановки за тоже время;
- в случае большого содержания конденсационной воды, впитывание этой воды пластом приводит к разрушению пласту, ухудшению ФЕС;
- в случае низких пластовых давлений, есть риск того, что приток газа не появится.

Из-за таких последствий данный способ проводят достаточно редко.

Обычно данную операцию проводят в течение двух до четырех часов.

Технологические продувки скважины

Самая простая и часто применяемая технология удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин. Продувка скважин происходит подачей газа на горизонтальную факельную установку (ГФУ), во время продувки устьевое давление резко снижается, при этом дебиты и, соответственно, скорость газа возрастет и хватает достаточной для выноса жидкости. Технология характеризуются простотой и практичностью, поэтому основное количество «самозадавливающих» скважин (более 80%) подвергнуты технологическим продувкам.

У данной технологии присутствуют соответствующие недостатки:

- безвозвратные потери газа;
- негативное воздействие на атмосферу;
- работа скважины на высоких величинах депрессии, разрушающих ПЗП;

- подтягивание подошвенных и краевых вод, при продолжительном применении;

- не вся вода выносится на поверхность, поэтому часть воды, оставшаяся в стволе скважины, вновь скапливается на забой.

Стоит отметить, что при продолжительном применении продувок при разрушении ПЗП может появиться активное пескопроявление, могут образовываться песчаные пробки.

Продолжительность продувки составляет от 15 до 30 минут и проводят с периодичностью раз в четыре или пять суток [4].

Штанговые глубинные насосы (ШГН)

При использовании ШГН в случае газовых скважин, отбор жидкости будет производиться по НКТ, а добыча газа через межколонное пространство.

Данный метод обладает следующими недостатками:

- ШГН не используется при высоком газосодержании, связи с отказами насосами;

- Уровень столба жидкости должен быть высоким, что в газовых скважинах не наблюдается, для подпора на приеме насоса;

- Отсутствие электроэнергии на месторождениях Крайнего Севера на кустах скважин;

Плунжерный лифт

Плунжерный лифт – технология эксплуатации обводняющих скважин с использованием конструкции плунжера «летающий клапан», помещенный в лифтовую колонну.

Данная технология удаления жидкости может иметь периодическое действие, как продувка скважин, так и непрерывного. Непрерывное действие – безостановочное движение плунжера в стволе НКТ, а периодического – при достаточно низком уровне жидкости в стволе, плунжер останавливают в лубрикаторе.

Регулирование процессом движения плунжера (при периодическом лифте), производится контроллером и клапаном-отсекателем.

В районах Крайнего Севера провели испытание на газодобывающих скважинах Медвежьего и Уренгойского НГКМ. Применили технологию плунжерного лифта постоянного действия в НКТ диаметром 168 мм. Так как на кустах районов Крайнего Севера отсутствует электричество, то эксплуатация скважин происходила плунжерным лифтом конструкцией плунжера «летающий клапан». Его принцип работы представлен на рисунке 1.2.

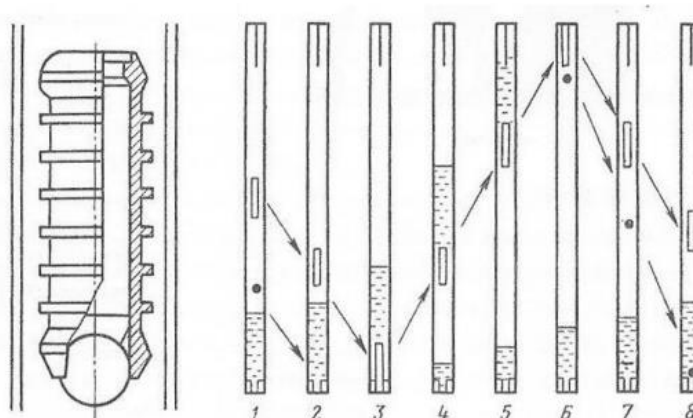


Рисунок 1.2 – Принцип работы «летающего клапана»

В НКТ постоянно идёт газ, а жидкость накапливается над трубным ограничителем. Основными составляющими плунжера являются втулка и шар.

Сначала падает шар, а вслед за ним втулка в НКТ (позиция 1). Далее шар останавливается на трубном ограничителе, над которым накопился определенный уровень жидкости (позиция 2). После этого втулка падает на шар (позиция 3). Следом плунжер начинается двигаться вверх, при этом шар перекрывает нижнее отверстие втулки (позиция 4). Столб жидкости поднимается за счет поднятием газа, который также движется на поверхность (позиция 5). Жидкость сливается через выкидную линию на устье при достижении столба перфорированного патрубка. Амортизатором шар выбивается из втулки (позиция 6) и идет первым вниз, вслед за ним и втулка (позиция 7). Далее происходит всё сначала и циклично.

По данной технологии не наблюдалось снижение дебита, становятся практически неизменяемыми (рисунок 1.3).

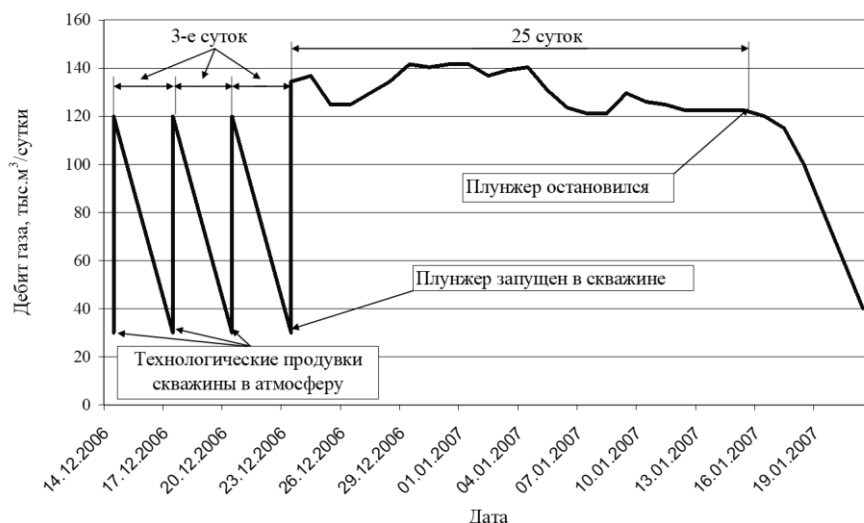


Рисунок 1.3 – Дебит газа скважины «Х» при технологических продувках и с последующим оснащением плунжерным лифтом

К преимуществам можно отнести:

- данная технология может полностью заменить технологию продувки скважины и снизить количество безвозвратного потери газа;
- меньшая степень загрязнения атмосферы;
- переход к данной технологии не требует глушение скважины;
- дешевизна оборудования.

К основным недостаткам данной технологии можно перечислить:

- очень часто требует обслуживания;
- высокий износ оборудования;
- не подходит для скважин с ФА импортного производства;
- требует высокие диаметры (размеры) лифтовой колонны.

Большим минусом является, то, что движение хода плунжера вниз не может удалить воду в ПЗП, вследствие установки пакера. Чем выше гидростатическое давление над плунжером, тем выше скорость подъема плунжера и динамические нагрузки на его составляющие при остановках.

Высокая степень износа оборудования и отсутствие электричества на кустах скважин Крайнего Севера является сдерживающим фактор в применении технологии.

Закачка сухого газа в межтрубное пространство

Технология газлифта работает по следующему методу. Газ высокого давления (ГВД) идет через промысловый газопровод-шлейф в кольцевое пространство. ГВД смешивается с газом, идущий из пласта, и их суммарный дебит, позволяет достичь скоростей, достаточных для выноса жидкости.

Важным фактором является то, что ГВД должен быть предварительно осушен, должен иметь положительную температуру, во избежания гидратообразования [5].

Основные моменты, сдерживающие применение данной технологии являются:

- отрицательная температура воздуха в районах Крайнего Севера;
- большие расстояния от скважин до источника ГВД (в нашем случае это УКПГ) от которого идет подготовленный ГВД;
- снижение температуры ГВД вследствие дросселирования и эффекта Джоуля-Томпсона;
- скважины с высокой подвеской НКТ будут иметь низкий КПД от данной технологии;
- необходимость в капиталовложении, для установок компримирования газа, прокладка труб для газлифта;
- при газлифте требуется высокий удельный расход ГВД.

Замена лифтовых колонн на трубу меньшего диаметра

Стабильная эксплуатация газовых скважин будет при таких дебитах, в которых течение ГЖС будет турбулентным, так как коэффициент гидравлического сопротивления не зависит от числа Рейнольдса, а зависит лишь от шероховатости поверхности и размеров труб.

При снижении пластовых давлений снижается и дебиты и скорости ГЖС, поэтому число Рейнольдса падает и уже коэффициент гидравлического сопротивления зависит от него. При снижении турбулентности скважина начинает работать нестабильно, начинается скопление жидкости с

последующим самозадавливанием. Для каждого размера НКТ существует свое значение критического дебита, при котором возможен вынос жидкости.

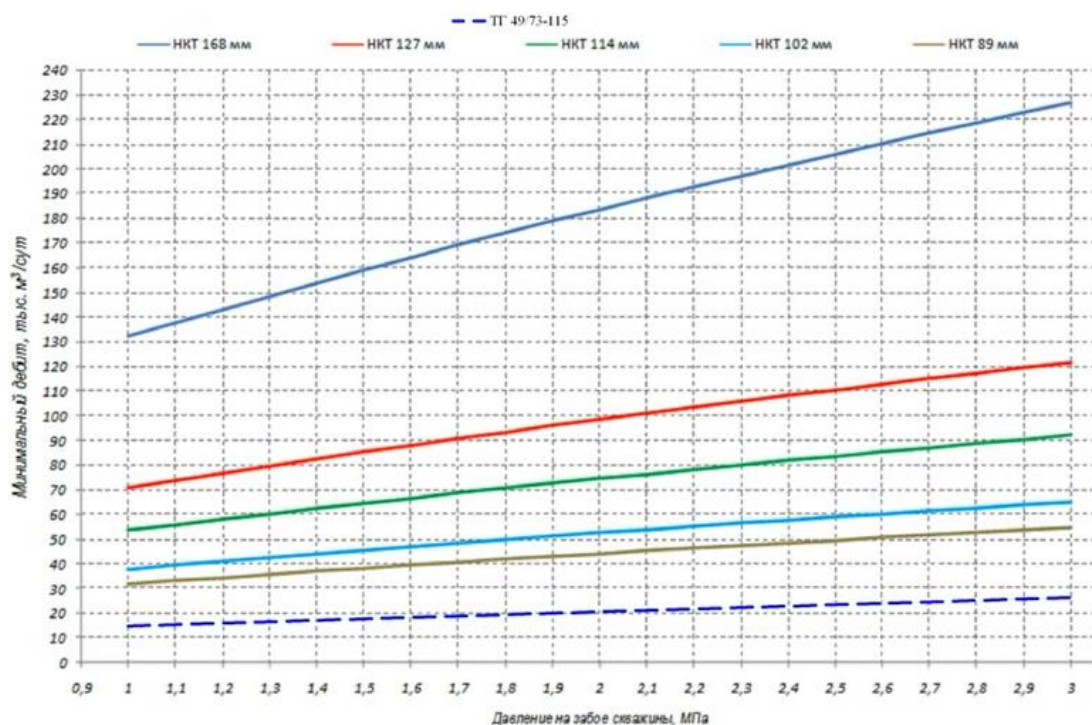


Рисунок 1.4 – Зависимость дебита газа, обеспечивающий вынос жидкости от давления

В настоящее время на месторождениях сеноманских залежей в качестве расчетной методики является критерий Точигина, для труб малых диаметров.

Как видно из рисунка 1.4, что чем меньше диаметр НКТ, тем ниже граница минимального дебита. В случае Уренгойского НГКМ произвели замену НКТ 168 мм на НКТ 114 мм. После проведения ГТМ, скорости увеличились, скважины работают в стабильном режиме, вода не скапливается. Но данный технологический эффект длится от восьми до пятнадцати месяцев, после чего условия выноса снижаются вплоть до первоначальных из-за снижения пластового давления и, следовательно, дебита.

Данный вид ГТМ более эффективный для скважин, у которых пластовое давление высокое, обычно такие давления у газоконденсатных, так как у газовых скважинах на поздних стадиях разработки очень низкие давления, в том числе и величины депрессии.

Замена НКТ на трубу меньшего диаметра рекомендуется проводить в комплексе КРС, вместе с водоизоляционными работами (ВИР), с последующим освоением скважины после ремонта.

После проведения данного ГТМ на Уренгойском НГКМ с глушением скважины, дебиты снизились на 20-50%, вследствие ухудшении ФЕС ПЗП из-за кольтматации (закупоривании каналов), при глушении скважины для замены НКТ на меньший диаметр [6].

Обработка скважины ПАВ

В данном случае нужно использовать ПАВ, которые обладают свойствами вспенивания жидкости. Данные ПАВы способны вспенивать жидкость в малых объемах, которая находится выше перфорационной зоны до входа в НКТ при скорости движения газа до 1,8 м/с. Промысловые условия достаточно разнообразны и поэтому требуется постоянное улучшение ПАВ под определенные условия эксплуатации. В настоящий момент имеются три часто применяемых способа доставки ПАВ до забоя:

- использование жидких ПАВ;
- использование твердых ПАВ (ТПАВ), сбрасыванием через НКТ;
- использование жидких ПАВ, с последующей продавкой метанолом.

Метанол используется в целях удаления воды из ПЗП, так как обладает хорошей гидрофильностью, что хорошо помогает не только удалять жидкость с поровых пространств ПЗП, но и улучшить ФЕС ПЗП. Метанол также добавляют в растворы жидких ПАВ, так как он является термодинамическим ингибитором, позволяющий снизить температуру гидратообразования раствора ПАВ, во избежания образования гидратных пробок [7].

Доставка ПАВ до забоя происходит через затрубное пространство самотеком из емкости высокого давления (для непрерывного), в случае с периодической закачкой, задавкой ЦА-320, ЦА-100, УИ-1 (при ручном управлении).

Но для температурных режимов Крайнего Севера большую популярность получили ТПАВ. Форма данных ПАВ представляют стержень

цилиндрической формы, которые имеют различные диаметры и длину (высоту). Сбрасывание их происходит в НКТ через лубрикаторы и непосредственно сначала он начинает действовать в ЗУМПФе, только потом он поднимается выше зоны перфорации. Основное действие вспенивания является снижение гидростатического давления столба жидкости, так как пена является очень легкой, тем самым можно увеличить величину депрессии.

На Уренгойском НГКМ используются медленнорастворимые и быстрорастворимые ТПАВ. Данные ТПАВ созданы ОАО «СевКавНИПИгаз», основой которые являются анионные ПАВ и недиссоциирующие в водном растворе активные вещества, их преимуществом являются то, что их можно использовать в сильноминерализованной воде.

ТПАВ, которые растворяются быстро, нужны в случае быстрого удаления жидкости с забоя. Время действия в районах 20-40 минут. Медленнорастворимые ТПАВ используются в целях увеличения времени вспенивания, после действия быстрорастворимых ПАВ. Медленнорастворимые ТПАВ действуют порядка до нескольких десятков часов. Также ТПАВ замедленного действия хорошо сочетаются с другими технологиями удаления жидкости, например, с концентрическими лифтовыми колоннами.

Применение ПАВ лучше подходит для чисто газовых скважин, нежели с газоконденсатными, так как углеводородная фаза, содержащаяся в газоконденсате, является отличным гасителем пен. Также при вводе ПАВ в газоконденсатные скважины способны образовывать эмульсии «масло в воде».

В применение ПАВ присутствуют некоторые ограничения:

- не подходят для скважин с высоким уровнем ГВК, так как применение ПАВ становится нерентабельным, ввиду закачки в больших объемах;
- при глубине ЗУМПФа более 25 метров, ТПАВ не являются эффективными, так как полностью растворяются ниже интервала перфорации;
- в случае газоконденсатных скважин ПАВ образует эмульсии типа В/Н;

- при наличии большого интервала между подвеской НКТ и перфорационной зоны (более 50м) применение неэффективно, ввиду больших затрат;
- постоянно требуется оператор, для осуществления сбрасывания ПАВ;
- газ вместе с ПАВом осложняет процесс сепарации и осушки газа на УКПГ;
- при высоких скоростях газа в интервале между НКТ и верхней части перфорационной зоны (более 2 м/с), идет разрушение пенистой структуры;
- хорошо подходит в случае большого интервала перфорации при наименьших глубинах ЗУМПФа.

Во избежания неблагоприятных последствия пенистых структур, вводят глобулярные гидрофобные пеногасители, которые разрушают пенистую структуру [8].

Применение модульных компрессорных установок (МКУ)

Данные установки размещают на кустах скважин, имеющие малые пластовые давления, низкие величины депрессии и склоненные к самозадавливанию. МКУ способно более полно извлекать запасы газа и существенно повысить КИГ (в зависимости от режима работы залежей).

На Ямбургском НГКМ первая, установленная 30 октября 2018 года, МКУ была отечественного производства АО «Казанькомпрессормаш». Данная МКУ внедрена на кусте №611, привязанная к УКПГ-6 и предполагает непрерывную работу в течение 5000 часов. Активно МКУ стали размещать и на кустах УКПГ-5 [9].

Существуют три варианта работы МКУ:

- на винтовом компрессоре с электрическим приводом;
- на винтовом компрессоре с газопоршневым приводом;
- на поршневом компрессоре с газопоршневым приводом.

Наибольшей эффективностью показала МКУ третьего варианта, так как полностью соответствует критериям:

- компактен, не имеет большой массы, всё оборудование внутри одного модуля;
- высокое КПД, низкое потребление электроэнергии;
- составляющие МКУ подлежат ремонту на месте (на кусту);
- более высокое КПД, ввиду меньшего количества передаточных звеньев;
- простота конструкции;
- широкий диапазон рабочего давления [10].

В плане удаления жидкости имеются следующие преимущества МКУ:

- непрерывное удаление жидкости, за счет снижения давления на устье;
- отказ от продувок скважин;
- способна вытеснять флюид при низких пластовых давлениях (0,5 МПа);
- возможность дистанционного управления.

Недостатками являются:

- отказ оборудования ввиду большого количества мехпримесей;
- дороговизна фильтров для улавливания песка и мехпримесей;
- высокие капитальные затраты на установку МКУ, а также эксплуатационные расходы.

Применение устьевых газоструйных аппаратов (ГА)

Струйными аппаратами называются устройства, в которых осуществляется передача кинетической энергии высоконапорного потока газа низконапорному с образованием смешанного потока. Основными элементами струйного аппарата являются рабочее (активное) сопло, приемная камера, камера смешения (КС) и диффузор. Далее под ГА будем понимать струйный аппарат, рабочим агентом которого является газ. ГА подразделяются на газоструйные эжекторы (ГЭ) для эжектирования газа струей газа и

газожидкостные струйные аппараты (ГЖСА) для эжектирования жидкости или ГЖС струей газа.

На рисунке 1.5. представлена принципиальная технологическая схема эжекторной установки снижения устьевое давления газовых скважин Губкинского месторождения. За счет разрежения давления потока, создаваемого на выходе из сопла ГА при истечении через него газа высокого давления (Q_p, P_p), происходит снижение давления на приеме ГА ($Q_{пр}, P_{пр}$) – в нашем случае устьевое давление обводненной газовой скважины – до значения, при котором происходит полный и непрерывный вынос жидкости с забоя скважины. Далее в камере смешения ГА происходит смешение продукций участвующих в процессе скважин и восстановление давления до значения линейного давления в системе сбора ($P_c = P_{лин}$) [11]

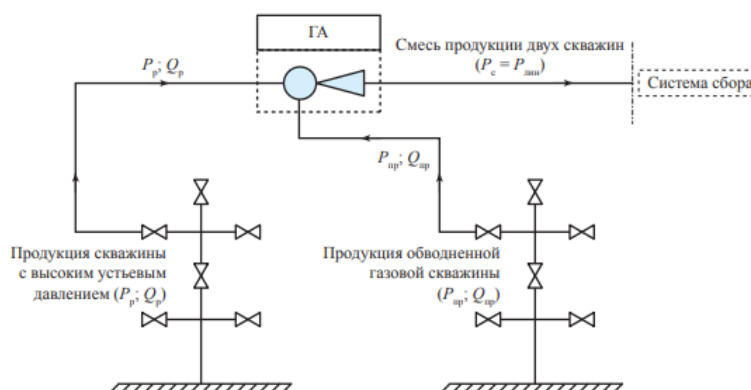


Рисунок 1.5 – Принципиальная технологическая схема эжекторной установки снижения устьевое давления газовых скважин: $P_{лин}$ – линейное давление

К преимуществам ГА можно отнести:

- снижение устьевое давления скважины;
- поддержание необходимого линейного давления;
- низкие экономические затраты;
- простота монтажа.

К основным недостаткам стоит отнести:

- необходимо наличие потока высокого давления (близкостоящие);
- нестабильный вынос жидкости.

1.3 Сравнительная характеристика существующих способов удаления жидкости с забоя скважины

Обзор вышеперечисленных технологий свидетельствует, что универсального способа эксплуатации самозадавливающих скважин не существует. Как мы знаем, что конкретная технология должна отвечать переменным в определенном диапазоне условиям геолого-технического характера и экономическим соображениям. С их изменением действие ограничительных факторов в какой-то момент становится решающим. Это является причиной отказа от дальнейшего применения и побуждающим мотивом для разработки и внедрения инновационных решений.

Для определения эффективности технологии эксплуатации в отсутствие возможности комплексного измерения воспользуемся ранговым подходом. Качественные признаки технологий оцениваются по трехбалльной шкале: 1 – плохо, 2 – нормально, 3 – хорошо. Данные ранжирования по основным технико-технологическим показателям приведены в таблице 1.1 [12].

Анализируя вышеперечисленные методы эксплуатации самозадавливающих скважин, можно применять каждый из них в особых случаях. Например, в случае активного проявления пластовых вод решением проблемы является ВИР, а также крепление ПЗП с ограничением водопритока. В случае конденсационной воды эффективными технологиями являются: применение ПАВ, плунжерный лифт, применение ГА, МКУ или применение КЛК.

Как видно из таблицы 1, условиям дальнейшей эксплуатации газовых скважин месторождений Крайнего Севера в наибольшей степени удовлетворяет технология работы по КЛК.

Таблица 1.1 – Ранговая оценка технологий для эксплуатации обводненных газовых скважин районов Крайнего Севера

Процессы и условия сопровождающие внедрения технологии удаления воды	Технология, балл							
	Продувка скважин	Плунжерный лифт	Газлифт	ПАВ	НКТ меньшего диаметра	МКУ	ГА	КЛК
Необходимость в глушении и освоении скважины при переходе на новую технологию	3	1	1	3	1	3	2	3
Замена компоновки подземного скважинного оборудования	3	1	1	3	1	3	3	3
Оперативная адаптация к переменным промысловым условиям	1	3	2	1	1	3	2	3
Автоматизация и контроль техн. процесса	1	3	2	1	2	3	2	3
Необходимость в дополнительном энерго-ресурсоснабжении	1	1	1	1	2	1	1	2
Эксплуатация скважины с управлением параметрами работы	1	3	2	1	1	3	3	3
Ограничение по высоте расположения башмака НКТ относительно интервала перфорации	1	1	1	1	3	3	3	3
Воздействие на окружающую среду	1	3	2	3	3	3	2	3
Итого	12	16	12	14	14	22	18	23

1.4 Совместимость различных технологий снижения обводненности призабойной зоны пласта

Более высокая эффективность при удалении жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин будет достигаться при комплексном воздействии.

Хорошо совместима технология концентрических лифтовых колонн с добавлением твердых ПАВ медленного действия, таким образом, происходит эксплуатация по двух каналам в очень продолжительный срок, вдобавок ко всему внедрение трубы меньшего диаметра приведет к меньшим потерям давлений при движении газа вверх. Значительно увеличивается депрессия, следовательно, увеличиваются дебиты.

Использование технологии КЛК при наличии эксцентриситета центральной лифтовой колонны (ЦЛК), без глушения скважины. Так как при увеличении эксцентриситета уменьшаются потери давления, и тем самым обеспечивая высокие устьевые давления, а также иметь возможность транспортировки газа по газопроводу-шлейфу за счет пластовой энергии газа, на более продолжительные сроки.

Также рассматривается замена НКТ на трубу меньшего диаметра с проведением водоизоляционных работ, тем самым, можно увеличить сроки эксплуатации по трубам меньшего диаметра.

Для удаления конденсационной воды отлично подойдет размещение МКУ на кустах самозадавливающихся скважин, с предварительным креплением призабойной зоны пласта (ПЗП).

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН ДЛЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕМ ПЕРИОДЕ РАЗРАБОТКИ

2.1 Общие сведения об Ямбургском месторождении

Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове (территория Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области). Это северная часть Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. Территория месторождения представляет пологоувалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м. Наименьшие из них отмечаются в долинах крупных рек. Сейсмически район неактивный.

Для территории месторождения характерна большая заозеренность на водораздельных пространствах и по долинам крупных рек. Максимальная глубина озер составляет 0,5-5,6 м. Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самые холодные месяцы - январь и февраль со средней температурой минус 24-260 °С . Абсолютный минимум температуры достигает минус 580 °С . Средняя температура летних месяцев колеблется от 60 °С до 90 °С , а максимальная достигает 310 °С . Среднегодовая температура составляет минус 6,90 °С . Среднегодовое количество осадков составляет 350-400 мм, из них основное количество выпадает в весеннее осеннее время.

Район расположен в тундровой зоне. Большая часть площади характеризуется тундровой растительностью - мхами и лишайниками. По берегам рек встречается редкая кустарниковая растительность, представленная полярной ивой и карликовой берёзой высотой до 1,5 м. Месторождение расположено в зоне, для которой характерно почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород. Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек увеличивается от 2 до 5 м и более. Подошва ММП

2.2 Опыт эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам

ПАО «Газпром» в первую очередь делает акцент на такие важные моменты, как по отдельности, так и вместе:

- Увеличение коэффициента газоотдачи пласта (КИГ);
- Увеличение сроков эксплуатации скважин, которые дают вместе с природным газом большое количество воды;
- Повышение эффективности эксплуатации обводняющих скважин;
- Уменьшение безвозвратных потерь газа в атмосферу (снижение вредоносного влияния на экологию).

Как было рассмотрено в разделе выше, больше всего подходит технология эксплуатации обводняющих скважин по КЛК. Именно в ООО «Газпром Добыча Ямбург» используется данная технология для обводняющих скважин сеномана, так как соответствует всем критериям перечисленным выше. Помимо ЯНГКМ, данная технология активно используется на Уренгойском и Медвежьем НГКМ.

Технология КЛК была разработана еще в шестидесятых годах прошлого столетия ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В те времена, а именно последующие пятнадцать лет после разработки данной технологии, южные месторождения Советского союза такие как – Газлинское и Шебелинское имели низкие пластовые давления, а именно такого давления, которого попросту не хватало для фонтанирования. Технология позволяла отказаться от строительства новых скважин. Однако в те годы отсутствовали НКТ большого диаметра (преимущественно эксплуатация велась по НКТ 60 мм и 73мм). Поэтому использовались методы снижения устьевых давления, путем снижений давлений на входе ДКС. Связи с тем, что НКТ были малого размера (диаметра) были высокие градиенты давлений по стволу скважин. И стояла задача снижения градиента давлений путем внедрения колонны, для того чтобы движение флюида шло как по ЦЛК и МКП (в данном случае между НКТ и ЭК).

С начала 2000х годов на Надыме, для увеличения периода работы газовых скважин, предварительно испытав, стали использовать технологии удаления жидкости с забоя такие как:

- Использование «летающего» клапана (плунжерный лифт);
- Закачка сухого газа в межтрубное пространство (газлифт)
- Внедрение ГНКТ (концентрический лифт).

Данная технология активно используется в дальнем зарубежье. Само собой, главные задачи ПАО «Газпром» являются, непосредственно:

- Снижение капитальных затрат для реконструкции скважин;
- Максимальное снижение негативного воздействия на окружающую среду (выбросы газа);
- Максимальный прирост добычи за счет внедрения технологии [12].

На месторождении Медвежье впервые стали проводить испытания в 2008 году по технологии КЛК. Самой собой, в продувках скважин отказались, а жидкость (вода) поступала по ЦЛК. Большая часть газа добывается по МКП. Дебиты существенно повысились и не имели резких скачков, о чем не скажешь при периодических продувках скважин. На данном месторождении реконструкции подвергнулись скважины №722 и №814.

До ввода данной технологии скважины эксплуатировались НКТ диаметром 168 мм. ОЛК представляло собой НКТ диаметром 60мм. Данная технология, как и большинство операции ТРС проводились, самой собой, при глушении скважины. Реконструкция скважины заняла порядка месяца, а также были затрачены 68 часов на вызов притока, перед тем как подать флюид (газ) в газопровод-шлейф. Все работы, проводимые на данных скважинах, прошли успешно. Однако, в случае скважины 722, восстановление дебитов и давлений, до показателей, когда скважина была до проведения КРС, длилось около 10 месяцев из-за снижения ФЕС в ПЗП в результате глушения скважины.

Рабочие параметры скважин №722 и №814 после установки КЛК зафиксированы на рисунках 2.2 и 2.3.

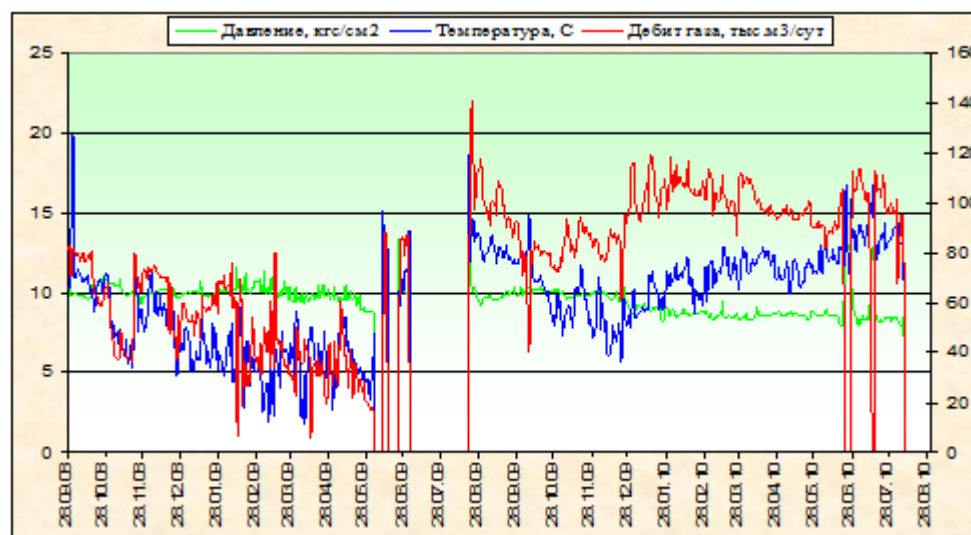


Рисунок 2.2 – Рабочие параметры скважины №722 после установки КЛК

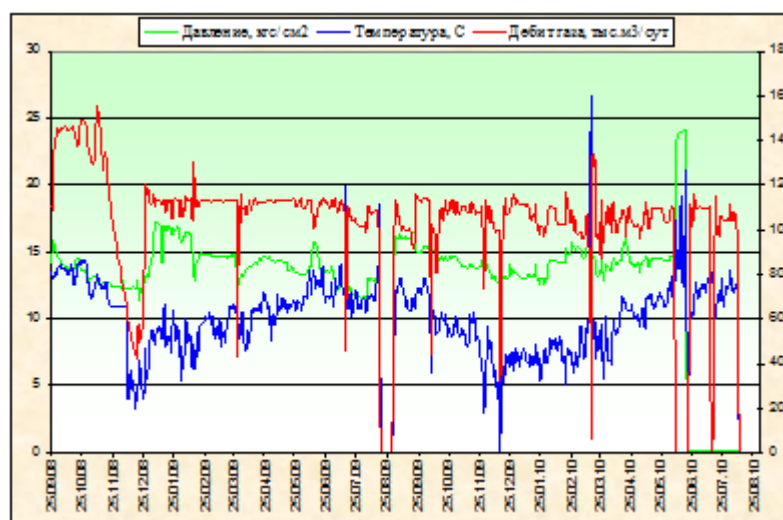


Рисунок 2.3 – Рабочие параметры скважины №814 после установки КЛК

Как видно, на скважине №814 результаты исследования дали, в целом, хорошие значения. Но в скважине №722 не всё однозначно, и поэтому требуются дополнительные исследования.

Опыт внедрения технологии КЛК на месторождении Медвежье показал, что в случае, когда пластовые давления очень низкие, необходимо проводить реконструкция скважин под КЛК без их глушения. Пониженные ФЕС (до глушения), наблюдаются в течение 10-11 месяцев. При эксплуатации по КЛК наблюдается активный вынос песка, но значения содержания песка не превышают максимально допустимые.

Важно, перед тем как перевести скважину под КЛК, провести дополнительные газодинамические исследования, а также геофизические исследования, чтобы избежать ситуаций, похожих по результатам исследований на скважине №722. Лучше всего подойдет оснастка скважин телеметрической системой.

Уже следом, в 2012 году на скважинах 3 и 6 девятнадцатого куста, прикрепленные к седьмой установке комплексной подготовки газа (УКПГ) Ямбургского НГКМ проводилась их реконструкция под технологию КЛК.

По опыту внедрения технологии КЛК проводимая в течении пяти лет на скважинах №722 и №814 месторождения Медвежье, а также на скважинах №7196 и №7193 Ямбургского НГКМ, можно сказать, что данная технология показывает хорошие результаты, в случае обводняющих и самозадавливающих скважин приуроченные к сеноману. Но перевод скважин под технологию КЛК оставляет за собой проблемы связанные с последствием их глушения:

- Снижение ФЕС на продолжительное время (10-11 месяцев);
- Снижение дебитов;
- Увеличение сроков окупаемости технологии.

Стоял вопрос применения гибких труб, которое будет использоваться как ЦЛК. Использование гибких труб даёт преимущество во избежание глушения скважины при спуско-подъемных операциях. Данная процедура проводится при помощи колтюбинговой установки. Но стандартные колтюбинговые трубы имеют очень малый диаметр, вследствие чего их применение может быть ограничено из-за высоких потерь давлений.

Поэтому в 2011 году ООО «Псковгеокабель» вместе с ООО НИП «Дельта-Т» разработали некоторые виды шлангокабелей, грузонесущих, полимерных, а также армированных труб. В результате совместного сотрудничества ПАО «Газпром» и ООО «Псковгеокабель» было разработано и изготовлено оборудование, предназначенное для проведения СПО сталеполлимерных труб в газовые скважины без их глушения.

В данный момент (с 2013 года) ООО «Псковгеокабель» производит СПТ схожие на колтюбинговые. СПТ или же грузонесущие трубы высокого давления нужны при ТРС, добычи, исследовании и освоении скважин. Основные достоинства сталеполимерных труб:

- вследствие высокой гибкости и достаточному разрывному усилию, их можно наматывать на барабан (колтюбинга) с малыми размерами сердцевины;
- высокая коррозионная стойкость;
- минимум времени на проведение СПО;
- на 35-45% меньше гидравлические сопротивления, по аналогии с той же стальной трубой;
- низкая вероятность к забиванию внутреннего канала отложениями;
- устойчивость к механическим повреждениям;
- хорошие теплоизоляционные свойства;
- более высокая степень безопасности работ, за счет автоматизации работ и удаления людей из рабочей зоны.

Общий вид СПТ представлен на рисунке 2.4

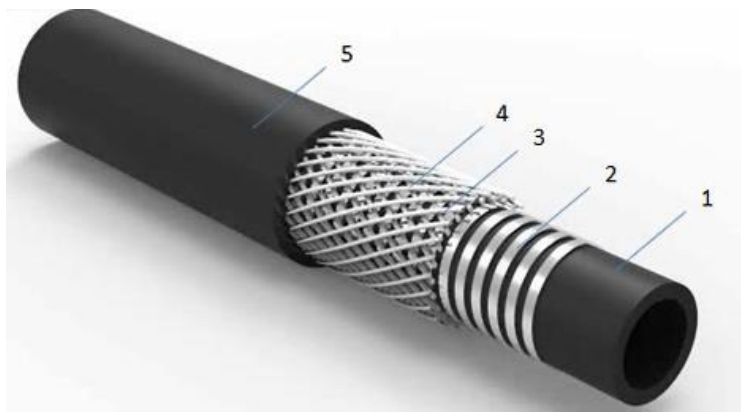


Рисунок 2.4 – Общий вид сталеполимерной трубы (СПТ): 1 – Полимерная труба; 2 – Армирующая оболочка; 3 – 1-й повив брони; 4 – 2-й повив брони; 5 – Внешняя оболочка

СПТ ООО «Псковгеокабель» оснащаются дополнительным технологическим оборудованием – концевыми элементами.

Для технологии КЛК применяется СПТ ТГ 49/73-10/10-75, с внутренним диаметром 49 мм, что практически сопоставим с внутренним диаметром НКТ-60х5, который имеет внутренний диаметр 50,3 мм.

Впервые операцию по внедрению СПТ провели на скважине №514 Уренгойского НГКМ, спускалась именно ТГ 49/73. Скважина эксплуатируется с 1981 года, и за весь период работы к 2010 году было извлечено более 5,5 млрд. м³ газа. При реконструкции скважины под КЛК остановили НКТ-168 мм и извлекли пакер.

Основными целями мероприятий на скважине №514 Уренгойского НГКМ являлись [12]:

- испытание технологии КЛК без глушения скважины с использованием СПТ ТГ 49/73;
- оценка возможностей применения СПТ ТГ 49/73 в целях удаления жидкости (воды) из скважины.

Время, затрачиваемое на реконструкцию, составило порядка 6 суток, на СПО ТГ 49/73 и демонтаж и монтаж фонтанной арматуры и АУК составило трое суток, входящее в эти 6 суток.

После проведения КРС скважину №514 снова ввели в эксплуатацию, как и по СПТ или же центральной лифтовой колонны, так и по кольцевому пространству (МКП). Само собой вынос жидкости осуществляется через СПТ ТГ 49/73, за счет автоматического управлением расхода газа. Контроль расхода газа происходит по ЦЛК и по МКП, а также МКП+ЦЛК, данные, которых заносятся в режимный лист.

После проведения технологии КЛК на скважине №514 Уренгойского НГКМ стали активно применять на «самозадавливающихся» скважинах Ямбургского НГКМ, которые относятся к первому, второму, третьему и пятому УКПГ. Технология дает стабильный вынос жидкости на протяжении пяти лет и в продувках не нуждаются (на опыте внедрения на Медвежьем месторождении, на скважине №514 Уренгойского и скв. 7193 и 7196 Ямбургского НГКМ).

Данная технология может применяться как самостоятельно, так и совместно с другими технологиями удаления жидкости с забоя скважин (ПАВ, закачка сухого газа и т.д.).

2.3 Основания для перевода скважины на эксплуатацию по КЛК

Основаниями для перевода скважин на эксплуатацию по КЛК являются [14,15]:

- Наличие постоянной тенденции к снижению дебита ниже такого, при котором невозможен вынос жидкости, вследствие чего происходит «самозадавливание» скважины;
- Повышение сроков работы скважины в режиме «самозадавливания» после мероприятий по удалению жидкости (продувка);
- Увеличение трудовых затрат при техобслуживании скважин и операций по удалению жидкости.

Основные критерии на реконструкцию скважины под КЛК – признаки накопления жидкости в ПЗП, снижающий рабочий дебит и активное пескопроявление. Основные признаки накопления жидкости на забое и ПЗП являются:

- «самозадавливание» скважины, то есть когда давление столба накопившейся жидкости превышает величину депрессии (разницы пластового и забойного давления);
- подъем ГВК;
- значительные скачки давлений;
- значительные скачки градиента давлений по стволу скважины;
- одновременное снижение устьевых давлений и повышение давления в затрубье или в кольцевом пространстве;
- резкое изменение расхода газа при постоянном давлении в газопроводе-шлейфе;
- увеличение содержания песка и мехпримесей в флюиде, а также наличие песчаных пробок.

2.4 Описание технологии концентрических лифтовых колонн

На завершающей стадии разработки, когда пластового давления не хватает и рабочий дебит ниже критического, то на забое скважины и ПЗП начинает накапливаться жидкость, что приводит к поднятию ГВК и газ теряет часть своей энергии на преодоление слоя жидкости, увеличиваются дополнительные гидравлические сопротивления, также наличие жидкости приводит к намоканию породы (некоторые из которых содержат глинистые материалы), приводящие к снижению пористости и проницаемости породы ПЗП, увеличение скин-фактора, а также созданию хороших условий для разрушения породы, что приведет к активному пескопроявлению. На Ямбургском НГКМ преимущественно используются НКТ диаметром 168 мм, а как правило, чем больше диаметр НКТ, тем выше минимальный допустимый дебит для выноса жидкости. Все вышеприведенные факторы говорят о том, что скважина идет к «самозадавливанию». В случае использования НКТ внешним диаметром 114 мм, в целом, создают условия для нынешних параметров работы скважин, для выноса жидкости, при этом имея более низкие потери давлений по стенкам от забоя до устья, по сравнению с НКТ меньшего диаметра (60,3 мм и 73 мм). При внедрении ЦЛК необходимо создать больший просвет МКП для снижения потерь давления при движении газа, так как газ в технологии КЛК преимущественно движется в МКП, когда жидкость по ЦЛК (СПТ). Два этих фактора дают возможность к эксплуатации скважин с максимальными дебитами практически до полного истощения пласта по ОЛК (НКТ 114мм) и ЦЛК (НКТ 60,3 мм или его аналоги СПТ, например ТГ 49/73), тем самым повышая КИГ.

Главная задача двухканальной схемы или двухрядной системы – поддержание технологического режима работы. Это достигается путем удаления жидкости с забоя скважин, как постоянно, так и периодически. При удалении жидкости опускается уровень ГВК, тем самым становится меньше давление столба жидкости, также понижается эффект барботирования (газ

теряет меньше своей энергии), удаление жидкости снижают потери давления в перфорационной зоне и по стволу НКТ. Ввиду таких факторов, увеличивается дебит до максимально возможного и имеет практически неизменяемую тенденцию на максимальном уровне, при соответствующем технологическом режиме (текущие давления на устье и в газопроводе-шлейфе). В случае активного пескопроявления, также применяется технология по двухканальной схеме и при этом дебит повысится до максимально возможного, но в данном случае не будет повторяться «самозадавливание», так как подъем жидкости, в случае только пескопроявления, не происходит.

В целях повышения эффективности работы скважин приуроченных Ямбургскому сеноману, необходимо внедрить в ОЛК, то есть в ранее эксплуатируемую НКТ, трубу меньшего диаметра (ЦЛК), в случае если газовая скважина эксплуатировалась НКТ 114 мм, то целесообразно ввести в неё НКТ 60,3 мм или его аналог СПТ ТГ 49/73, а если ранее эксплуатируемая НКТ 168 мм, то лучше всего поставить НКТ 73 мм или его аналог СПТ ТГ 62/90. Далее скважины будут эксплуатироваться по двухканальной схеме, то есть по ЦЛК и МКП – просвет между внедренной ЦЛК (СПТ) в ОЛК.

Спуск ЦЛК (СПТ) без глушения скважины происходит посредством колтюбинговой установки (рисунок 2.5).

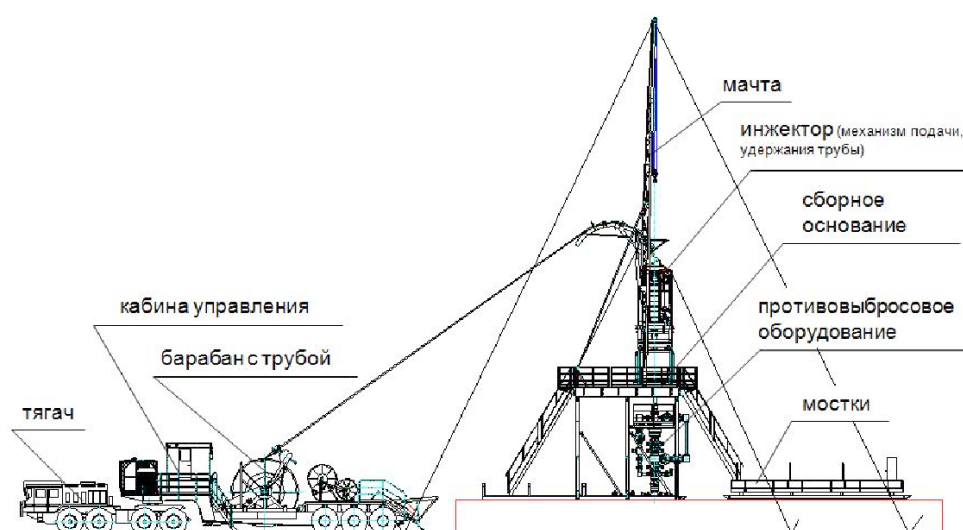


Рисунок 2.5 – Общий вид колтюбинговой установки

- *Кабина управления*

Здесь оборудуются всеми средствами управления и контроля за операциями. В кабине приборы выводят информацию о: весе трубы скважины, о давлениях, о состояниях гидравлической системы, об усилии на уплотнительное устройство, о скорости СПО, метраже ГНКТ в скважине и т.д. Оператор может осуществлять в кабине управлением спуска и подъема трубы, блоком ПВО и т.д.

- *Барабан с трубой*

На барабане хранится труба, намотанная на сердечник. Размеры сердечника должны быть максимально большого размера, для того чтобы минимизировать изгиб ГНКТ, но с другой стороны мы не можем иметь настолько большие размеры барабана, так как возникнут проблемы с транспортировкой. Нужно понимать, что радиус сердечника барабана меньше радиуса гузнека, следовательно, больше всего труба изнашивается на барабане. Барабан оснащен вертлюгом, который позволяет подбиться к обратной стороны трубы, вести нагнетание либо стравливание в ГНКТ через барабан. Однако сам барабан СПО не осуществляет, задача вращения барабана лишь поддерживать в натяжении трубы между гузнеком и барабаном.

- *Силовая установка*

Представляет собой дизельные двигатели, гидравлические насосы с гидравлическими баками либо аккумуляторами, которые снабжают энергией всю установку.

- *Гузек*

Направляющий элемент, который направляет трубу непосредственно в вертикальное положение вниз. Гузек оборудуется роликами, для того чтобы минимизировать нагрузки на трение. Немаловажный момент – ролики подбираются в зависимости от диаметра трубы.

- *Инжектор*

Является движущим устройством, то, что у нас осуществляет СПО, задает скорость спуска или подъема ГНКТ. Спуск или подъем трубы осуществляется за счет охвата специальными блоками, которые крепятся с цепями и имеют свое натяжение, поэтому натяжение необходимо подавать достаточным на блоке, чтобы ГНКТ не проскальзывала во время СПО, но и не должно быть слишком сильным, чтобы труба не повреждала. Как и ролики, данные блоки также меняются в зависимости от диаметра трубы.

- *Уплотнительное устройство*

Располагается непосредственно под инжектором. Это очень важно для того, чтобы избежать сильных изгибающих нагрузок при проталкивании трубы.

- *Герметизатор*

Создает условия для предупреждения выбросов и открытых фонтанов при проведении спуска ГНКТ в скважину без глушения.

- *Превентор*

Нужен для герметизации устья скважины в аварийных ситуациях при опускании СПТ в скважину без её глушения. В случае внедрения СПТ используются четырехплашечные превенторы.

В данной технологии газ, который прошел через перфорационную зону разделяется на два потока (так как обычно ЦЛК опускают на 1м ниже уровня столба жидкости в скважине). Газ проходит вверх по двум каналам ОЛК и МКП, при этом в нижней части труб они сообщаются между собой и вновь соединяются между собой и поступают в газопровод-шлейф.

Так как ОЛК имеет меньший диаметр, а соответственно выше скорость газа (при тех же дебитах), что способно вынести воду, поэтому в данной ситуации используется скоростной напор потока газа. Минимально допустимый дебит для удаления жидкости с забоя скважины, как периодически, так и постоянным способом по ЦЛК, контролируется АУК (производства НПО «Вымпел»). При помощи АУК поддерживается дебит газа в

ЦЛК, превышающего на 10-20% от минимально допустимого для выноса жидкости по ЦЛК.

На рисунке 2.6 изображена принципиальная схема оборудования управления работы скважины по КЛК.

Принципиальная схема обвязки эксплуатационной газовой скважины оборудованной КЛК Ямбургского НГКМ представлена рисунком В.1.

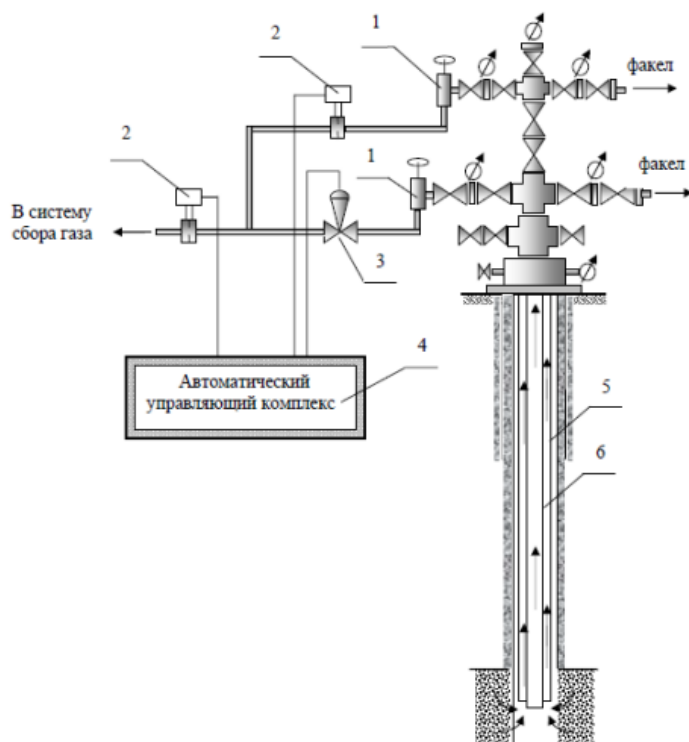


Рисунок 2.6 – Принципиальная схема оборудования управления работы скважины с КЛК: 1 – регулируемое дроссельное устройство; 2 – расходомер; 3 – регулирующий клапан; 4 – АУК НПО «Вымпел»; 5 – ОЛК; 6 – ЦЛК.

Технология КЛК с АУК НПО «Вымпел» заключается в том, что монтируется на устье скважины, в канале, образованном ЦЛК (6) и ОЛК (5) регулируемые дроссельные устройства. Оснащается и подключается АУК (4) и узел замера (2) [16].

Когда уровень жидкости в стволе скважины поднимается выше фиксируемого, АУК перекрывает МКП, тем самым увеличивая скорость газа, обеспечивающего удаление жидкости. При достижении нижнего уровня

фиксируемой отметки жидкости, МКП открывается, и скважина эксплуатируется по двум каналам.

В целом, диаметр ЦЛК подбираем так, чтобы вынос жидкости по ЦЛК был за минимальное количество времени, в то время как скважина даёт максимальную производительность на протяжении продолжительного интервала. Также при двухканальной схеме, будут гораздо ниже гидравлические сопротивления, нежели при эксплуатации по однорядному лифту.

3 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ АССИМЕТРИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ НА ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ

В настоящее время Сеноманская залежь Ямбургского месторождения находится на завершающей стадии разработки. На данной стадии, вследствие упруговодогазонапорного режима работы залежи, увеличивается обводненность газовой продукции, так как проницаемость разнится в больших диапазонах и возникают перетоки воды по высокопроницаемым участкам пласта. Из-за всего вышеперечисленного происходит интенсивный рост эксплуатационных скважин, уходящих в бездействующий фонд. Для решений данной проблемы используют технологию концентрических лифтовых колонн. Возникает вопрос, как наилучшим образом поставить центральную лифтовую колонну, чтобы минимизировать потери давления по стволу скважины и увеличить сроки эксплуатации залежи?

Основной целью данного раздела является анализ асимметричной конструкции центральной лифтовой колонны (ЦЛК) на величину потери давления в случае двухфазного потока в стволе скважины.

Опираясь на цель, ставились следующие задачи:

1. Произвести расчет потерь давления в случае потока «газ-вода» по методу Грэя [17], в программном обеспечении компании Schlumberger PIPESIM [18];
2. Сравнить результаты, полученные при различных соотношений диаметра труб;
3. Рассчитать потери давления при наличии эксцентриситета в концентрических лифтовых колоннах;
4. Выявить эффективность эксцентричного положения КЛК;
5. Сделать выводы, основанные на проведенных расчетах.

3.1 Выбор скважин

Скважинами-кандидатами являются именно те скважины, в которых происходит самозадавливание, то есть скорости выноса газожидкостной смеси не хватает, для того чтобы она дошла до устья скважины. Иначе говоря, пластового давления уже не хватает для выноса жидкости из скважины, соответственно дебит скважины ниже минимально допустимого для выноса жидкости.

Основными признаками скопления жидкости на забое, прежде всего, являются:

- Подъем ГВК, данные, которых можно получить по наблюдательным скважинам;
- Резкие скачки давления, показанные на рисунке А.1;
- Падение буферного давления (давления НКТ) и рост давления в затрубном пространстве;
- Наблюдения за резким ростом потерь давления на около забойных участках скважин, вследствие эффекта барботажа.

3.2 Исходные данные

Исходными данными является промысловая информация газодинамических исследований скважин, полученная после проведения операции внедрения ЦЛК в скважину (после установки КЛК), представленная в таблице 3.1.

Таблица 1.1 – Результаты газодинамических исследований скважин после установки КЛК

№ п/п	Время исслед. мин	Диам. Диафр, мм	Давл. труб., атм	Давл. ДИКТ, атм	Давл. заб., атм	Депр.атм	dP^2	dP^2/Q	Деб., тыс.м ³ /сут
1	60	22,40	4,44	3,98	5,08	0,34	5,6	0,1	52,3
2	60	31,00	3,93	3,56	4,67	0,75	12,1	0,1	93,1
3	60	41,05	3,38	2,48	4,34	1,08	17	0,1	136,7
4	60	52,05	4,11	1,37	4,38	1,04	16,4	0,1	176,7
5	60	60,20	2,74	0,99	3,92	1,50	23	0,1	164,5

Также стоит учесть некоторые моменты:

- затрубное давление рассчитывалось по трубному давлению;
- исследование проведено при раздельном потоке НКТ-60,3мм-**закрыто**, НКТ-168мм-**открыто**.

Также в качестве исходных данных используется параметры конструкции скважины, интервалы перфорации и температура на забое.

Дополнительные сведения представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Дополнительные сведения о скважине №Х и состояния призабойной зоны

Горизонт эксплуатации	Ямбургский Сеноман
Альтитуда скважины, м	39,3
Тип ствола	Вертикальный
Искусственный забой, м	1167
Текущий забой (16.12.2020), м	1129
Диаметр и длина экспл. колонны, мм./м.	219/1180
Диаметр и длина НКТ, мм./м	168/1032,15, 146/1121,3, 60/1123,3.
Глубина установки пакера, м	1032,15
Интервалы перфорации	1069-1086; 1102-1150
Пластовая температура, °С	22,78
Пластовое давление, атм	15,42

Также к исходным данным относится состав сеноманского газа, учитывая, влагосодержание газа, равное 2.5 г/м³. Данные приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Состав сеноманского газа

Состав сеноманского газа		
Наименование компонента	Доля компонента в объемных, %	Молекулярная масса, кг/моль
Метан (CH ₄)	96,1	16
Азот (N ₂)	1,367	28
Диоксид углерода (CO ₂)	0,25	44
Гелий (He)	0,015	4
Аргон (Ar)	0,02	40
Водород (H ₂)	0,021	2
Этан (C ₂ H ₆)	0,075	30
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0,0005	58
н-Бутан (nC ₄ H ₁₀)	0,0015	58
Пропан (C ₃ H ₈)	0,15	44
Вода (H ₂ O)	0,2	18

Стоит отметить, что в составе сеноманского газа, помимо воды, присутствует неуглеводородные соединения, а именно водород и «благородные» газы, что может сказать на изменение состояния в системе.

Для дальнейших расчетов требуется знать еще некоторые свойства флюида, а именно: вязкость, плотность, поверхностное натяжение (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Свойства флюида Сеноманской залежи

Свойство флюида	Значение
Вязкость воды, сП	1,093773
Вязкость газа, сП	0,01098244
Плотность смеси, кг/м ³	0,6894311
Поверхностное натяжение, Н/м	0,07292774

3.3 Моделирование градиента давления КЛК в PIPESIM

3.3.1 Подготовка данных к расчетам

Модель представляет собой вертикальную скважину, в котором МКП будет представлять затрубное пространство (материал обсадной колонны, подбирался исходя из композита НКТ 168 мм), модель представлена рисунком 3.1.

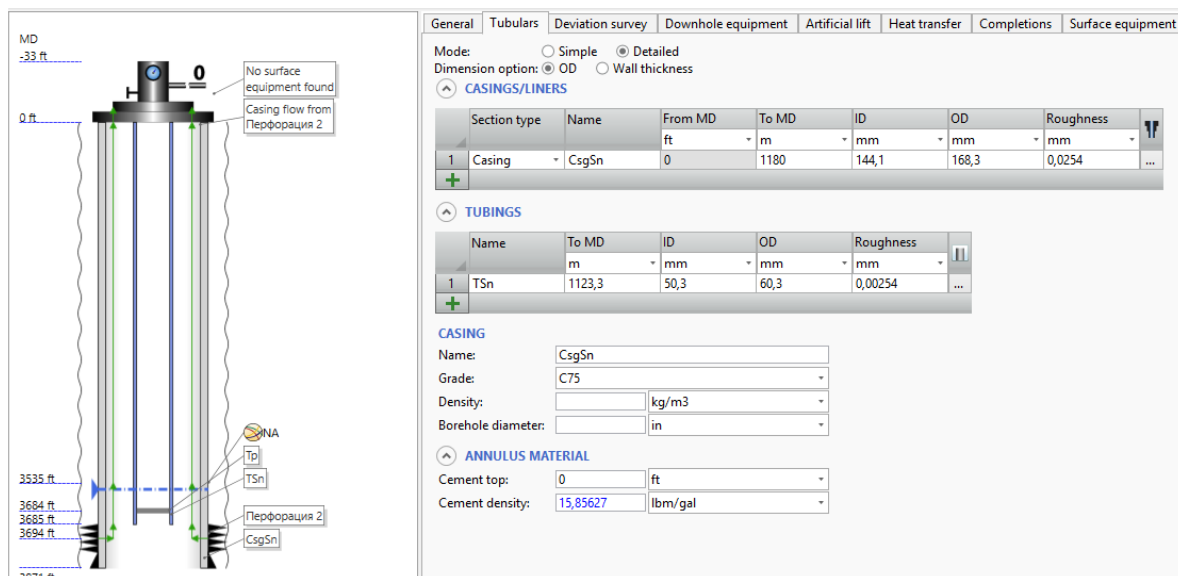


Рисунок 3.1 – Моделирование вертикальной скважины в ПО PIPESIM

Движение флюида предусматривается по затрубному пространству или МКП. Поэтому на глубине 1123м поставили заглушку для НКТ 60,3 мм.

Для сравнения показателей при различных диаметрах ЦЛК, смоделируем скважину с МКП 168/73 мм. И при помощи инструмента «Nodal Analysis» или метод узлового анализа. В данном методе скважинная система подразделяется обычно на две подсистемы, соединенные в некоей «узловой точке» с заданным местоположением. В первой подсистеме рассматривается фильтрация в пласте, то есть приток из пласта к первой узловой точке - забою скважины через возможные компоненты потерь давления. В последующей подсистеме рассматривается движение в стволе скважины, то есть отток от первой узловой точки до второй (устье скважины). Для каждой подсистемы рассчитывается или задается давление в узловой точке и строятся независимые кривые в координатах «давление – дебит».

Модель пласта мы приняли «Back Pressure», так как по рекомендации Schlumberger она является одной из самых точных для газовых скважин. В ней нужно указать данные газодинамических исследований, температуру, пластовое давление. На основе этих данных строится кривая притока или ИД скважины (рисунок 3.2)

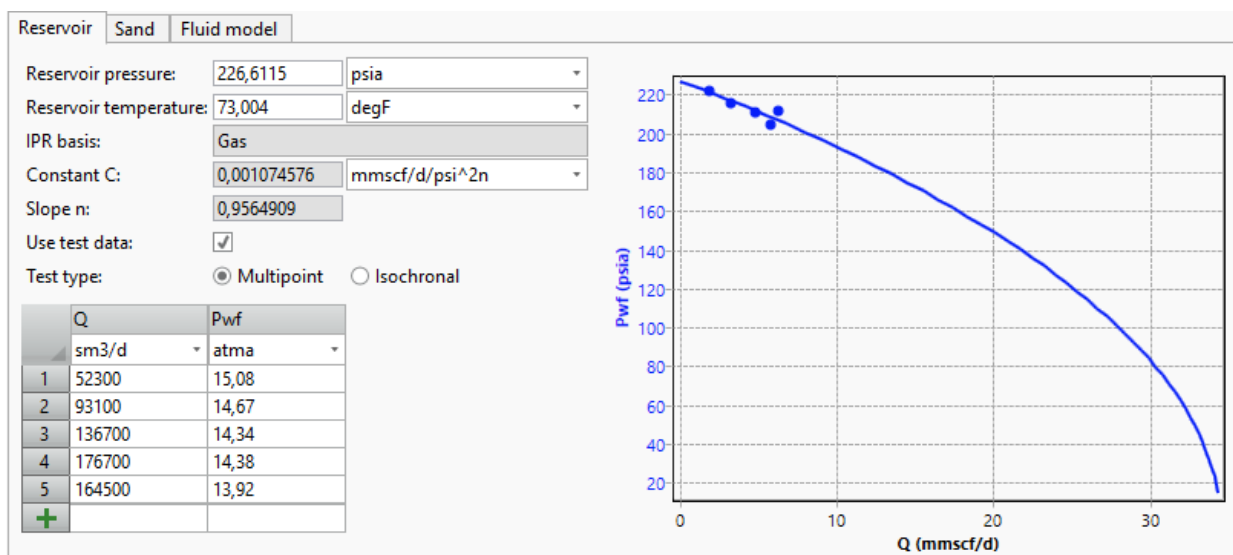


Рисунок 2.2 – Создание модели пласта в ПО «PIPESIM»

Занесли параметры состояния флюида, с учетом его водогазового фактора ($\text{ВГФ} = 2,5 \cdot 10^{-6}$), оно же и есть влагосодержание.

Далее необходимо вычислить тот дебит, при котором возможно провести анализ потерь давления в скважинах при МКП 168/60,3 мм и МКП 168/73 мм. Для этого используем «Nodal Analysis» (рисунок 3.3 и 3.4).

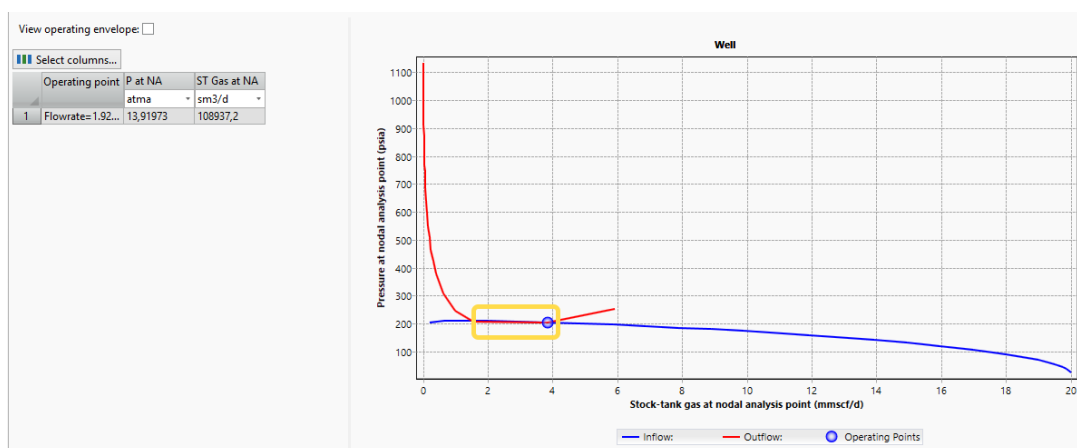


Рисунок 3.3 – Характеристическая и индикаторная кривая для скважины с ЦЛК 60,3 мм

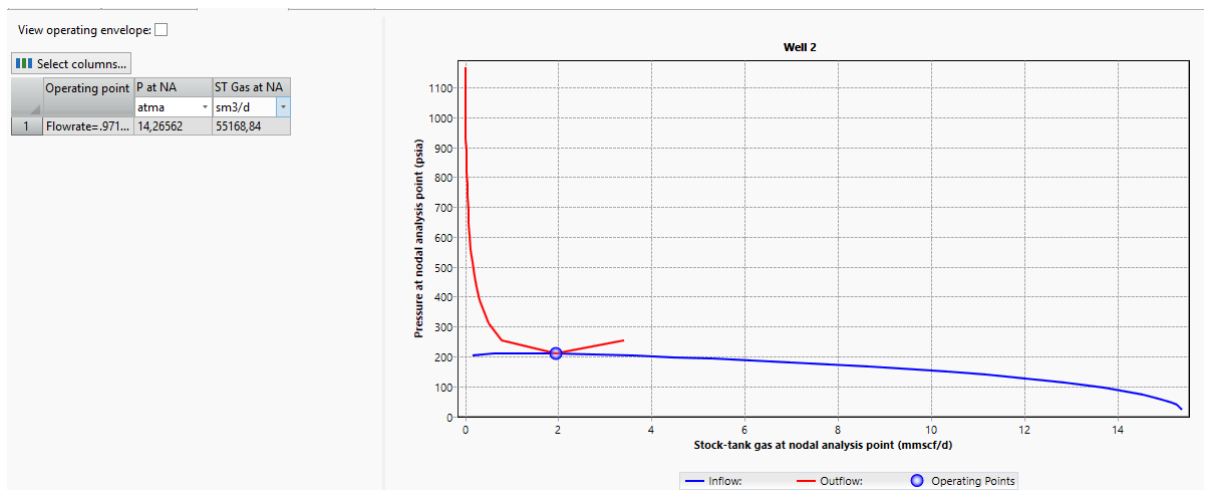


Рисунок 3.4 – Характеристическая и индикаторная кривая для скважины с ЦЛК 73 мм

Как видно из рисунков 3.3 (выделенная желтая зона) и 3.4, что общее значение дебита 55168,84 м³/сут. Поэтому используем именно данное значение дебита для расчета потерь давления в МКП.

Далее воспользуемся инструментом «System Analysis», в котором нужно найти распределение давления в скважине и градиент давления (рисунок 3.5 и рисунок 3.6).

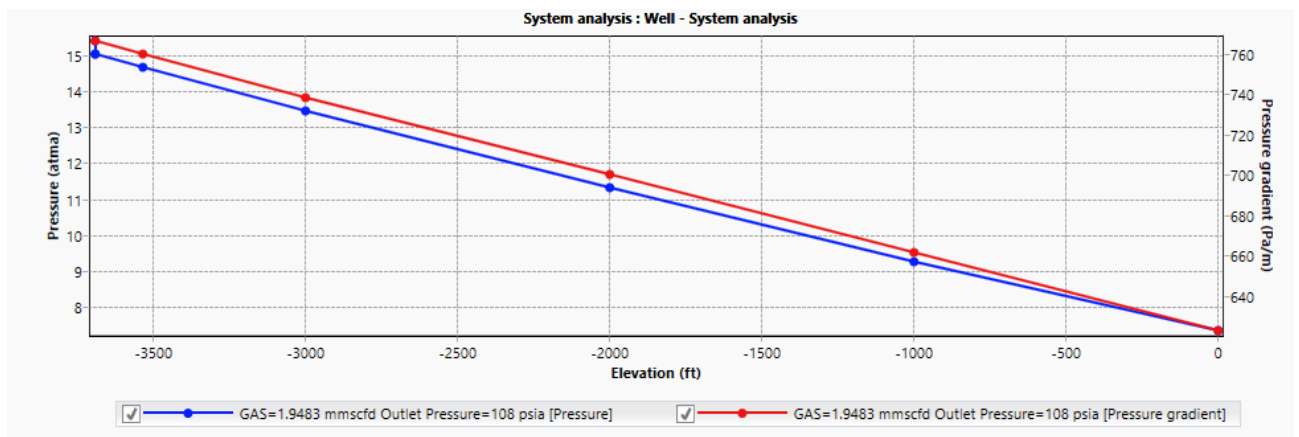


Рисунок 3.5 – Распределение давления и градиента давления по стволу скважины (МКП 168/60,3 мм)

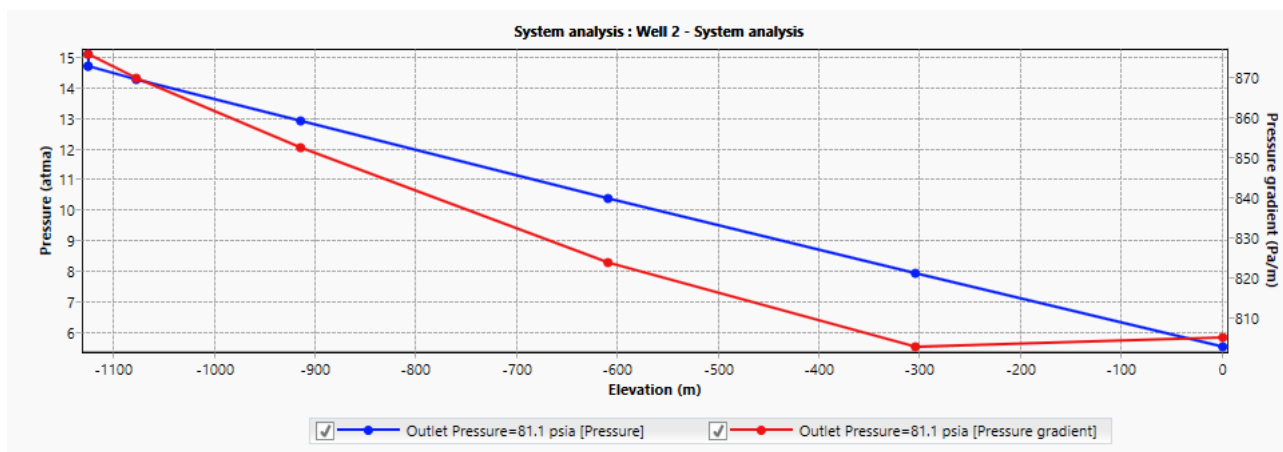


Рисунок 3.6 – Распределение давления и градиента давления по стволу скважины (МКП 168/60,3 мм)

Результаты моделирования потерь давления и распределения давления по стволу концентричного кольцевого пространства представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов распределения давления в стволе скважины и градиента потерь давления на трение по межколонному пространству скважин, оснащенных системой КЛК в ПО PIPESIM

Высота, м	Давление, атм		dP/dZ , Па/м	
	МКП 168/60,3	МКП 168/73	МКП 168/60,3	МКП 168/73
-1126	15,0797	15,0796	-	-
-1126	14,6225	14,6828	716,4111	874,6584
-1077,5	14,2812	14,2656	709,7135	868,9054
-914,4	13,1557	12,8808	689,0911	852,0833
-609,6	11,1388	10,3601	652,0211	824,7698
-304,8	9,2326	7,9115	615,6629	805,5371
0	7,4315	5,4910	582,9448	811,3694

3.3.2 Аналитический расчет потерь давлений с учетом эксцентриситета

По методу Грэя можно определить величину градиента давления для газовых скважин, имеющих вертикальную конструкцию, попутно добывающие вместе с газом воду либо углеводородный конденсат.

Величина градиента давления в случае потока, состоящего из двух или более фаз, может, получена по известной корреляции Грэя с использованием следующего уравнения (формула 3.1):

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f \cdot \rho_{см} \cdot v_{см}^2}{2d} + p_{см} \cdot g - \rho_{см}^2 \cdot v_{см}^2 \cdot \frac{d}{dZ} \left(\frac{1}{\rho_{см}} \right) \quad (3.1)$$

где: f – коэффициент трения Фаннинга; $\rho_{см}$ – плотность смеси кг/м³; $v_{см}$ – скорость смеси, м/с; d – диаметр лифтовой колонны, м; g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²), $\frac{dP}{dZ}$ – градиент давления по высоте, Па/м.

Именно эта формула используется в корреляции Грэя в ПО PIPESIM, заметим, что первое слагаемое правой части уравнения отвечает за потери давления при трении, второе слагаемое потери давлений с учетом гравитационных сил, а третье с учетом инерционных сил.

За конструкцию межколонного пространства отвечают два параметра: соотношение диаметра труб $K = d_t/d_c$ и эксцентриситет (e).

где: K – соотношение диаметров ОЛК и ЦЛК; d_t – диаметр ЦЛК, м; d_c – диаметр ОЛК, м.

Коэффициент эксцентриситета показывает степень отклонения оси внутренней трубы (ЦЛК) от центра ОЛК и имеет значения от 0 до 1. Выражается формулой (3.2):

$$e = \frac{2D_{BC}}{(d_c - d_t)} \quad (3.2)$$

где: D_{BC} – расстояние между осями труб, мм.

На рисунке 3.7 представлены поперечные сечения КЛК для трех разных случаев, когда эксцентриситет равен 0, 0,5 и 1.

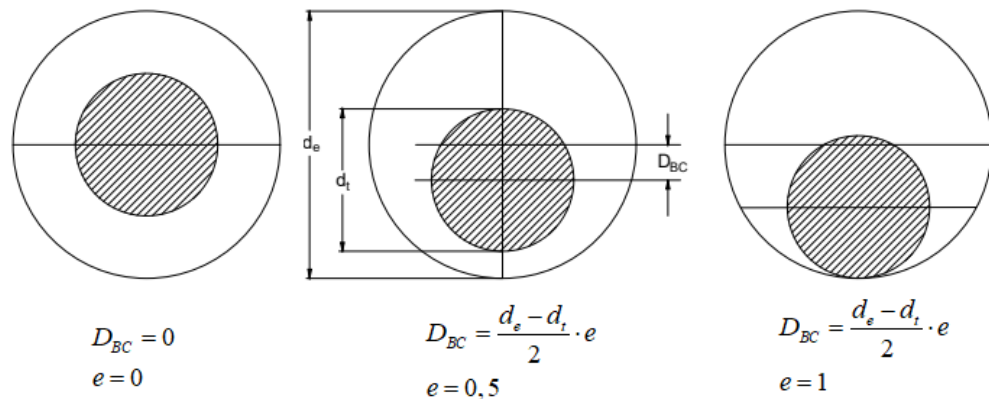


Рисунок 3.7 – КЛК при различных эксцентриситетах ЦЛК

В случае ламинарного потока и наличии эксцентриситета, Шнайдер и Голдштейн разработали аналитический метод расчета. Позже Редбергер и Чарльз смогли усовершенствовать данный метод решения, упираясь на уравнение Фаннинга, они построили в биполярной системе координат зависимости геометрического параметра трения от эксцентриситета и соотношения диаметров труб (рисунок 3.8), при условии одинакового числа Рейнольдса на участках скважины [19].

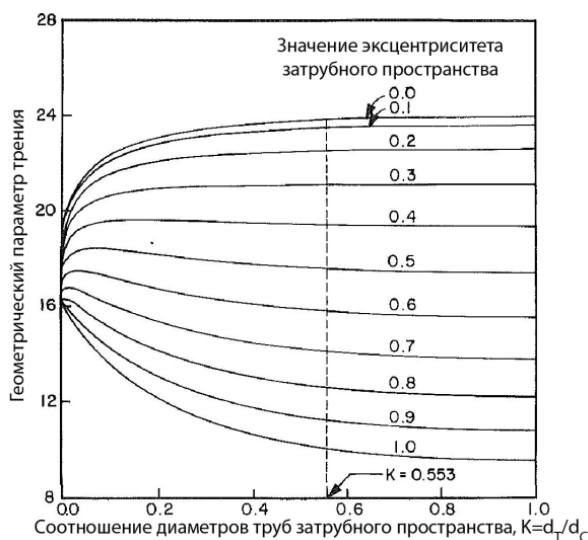


Рисунок 3.8 – Зависимость геометрического параметра трения кольцевого пространства от эксцентриситета и соотношения диаметра труб

В случае турбулентного потока, Каэтанно предложил использовать метод Дарлинга и Ганна для расчета коэффициента трения. На основе опытов, проводимых в затрубном пространстве, Каэтанно объединил методику Дарлинга и Ганна с формулой Никурадзе, в результате была получена формула (формула 3.3):

$$\frac{1}{\left[f \cdot \left(\frac{F_p}{F_{EA}} \right)^{0,45 \exp((-Re-3000)/10^6)} \right]^{0,5}} = 4 \lg \left\{ Re \cdot \left[f \cdot \left(\frac{F_p}{F_{EA}} \right)^{0,45 \exp((-Re-3000)/10^6)} \right]^{0,5} \right\} - 0,4 \quad (3.3)$$

где: F_{EA} — геометрический параметр трения в случае ламинарного потока (в кольцевом пространстве); F_p — геометрический параметр для труб круглого сечения, численное значение которого равно 16; Re — число Рейнольдса.

В ПО PIPESIM нельзя рассчитать потери давления при наличии эксцентриситета, так как в данном ПО, потери давления рассчитываются только для концентричного расположения, то есть $F_{EA} \rightarrow 24$.

Далее рассчитаем потери давления с учетом эксцентриситета, взяв во внимание то, что инерционная составляющая имеет пренебрежимо малые значения и, приняв средние значение потерь давления по стволу скважины, результаты представлены таблицей 3.6.

Применив анализ размерностей в (3.3), можно выразить функциональную зависимость коэффициента трения Фаннинга для турбулентного потока в кольцевом пространстве (формула 3.4) [20]:

$$\frac{f_p}{f_{EA}} \approx \left(\frac{F_p}{F_{EA}} \right)^{0,45 \exp[-(Re-3000)/10^6]} \quad (3.4)$$

Таблица 3.6 – Значения градиента давления от эксцентриситета ЦЛК

Эксцентриситет ЦЛК	dP/dZ, Па/м	
	МКП 168/60,3	МКП 168/73
0	667,94	843,74
0,1	655,33	833,16
0,2	646,32	819,06
0,3	629,43	795,12
0,4	609,23	769,59
0,5	583,01	736,48
0,6	558,59	703,67
0,7	531,08	668,86
0,8	506,45	634,22
0,9	485,10	605,26
1	462,91	577,38

Практически, эффективность ассиметричной конструкции можно отразить на устьевом давлении скважин, что является важнейшим показателем о возможности или невозможности дальнейшей эксплуатации скважины.

Устьевые давления для скважин различных конфигурации представлены в таблице 3.7, приняв во внимание то, что потери по стволу скважины приблизительно равны.

Таблица 3.7 – Устьевые давления скважин при различных конфигурации КЛК

Эксцентриситет	Устьевое давление, атм	
	МКП 168/60,3	МКП 168/73
0	7,43	5,49
0,1	7,70	5,70
0,2	7,80	5,86
0,3	7,99	6,13
0,4	8,22	6,41
0,5	8,52	6,79
0,6	8,79	7,16
0,7	9,10	7,55
0,8	9,38	7,94
0,9	9,62	8,26
1	9,87	8,58

Наглядно показывает график зависимости устьевых давлений от эксцентриситета на основе таблицы 3.7 (рисунок 3.9).

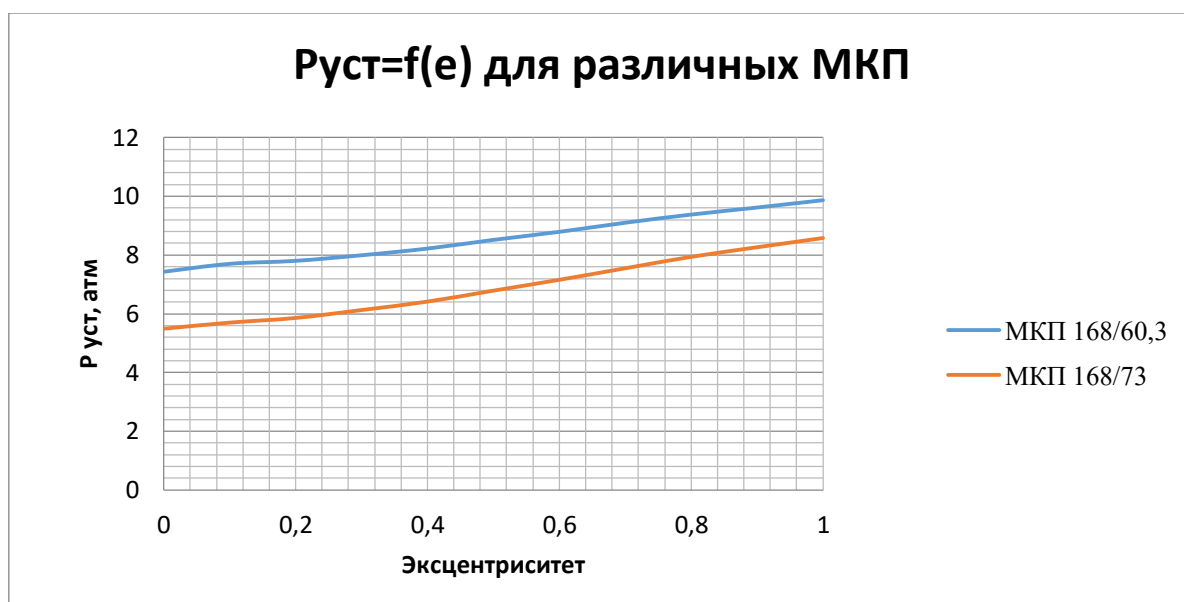


Рисунок 3.9 – График зависимости устьевых давлений от эксцентриситета для различных МКП

Выводы по моделирующей части:

- градиент давления при концентричном расположении труб будет всегда выше, чем при эксцентричном положении и чем больше эксцентриситет, тем меньше потери давления;
- большей чувствительностью обладает КЛК с большим коэффициентом соотношения диаметров труб, так как при изменении эксцентриситета идет изменение геометрического параметра трения в большей степени;
- если не учитывать эксцентриситет и соотношение диаметров труб, а учитывать только концепцию введения гидравлического диаметра, в большинстве случаев расчет потерь давления будет ошибочным;
- по графику (рисунок 3.9), можно сказать, что при росте эксцентриситета, при большем соотношении диаметров труб, будет выше устьевое давление, так как разность уменьшается устьевых давлений при различных МКП. Отношение при нулевом эксцентриситете ($e=0$) 1,36, при абсолютном эксцентриситете ($e=1$) 1,15.

По результатам, полученным в PIPESIM по корреляции Грэя, можно сказать, что при внедрении ЦЛК меньшего диаметра будут меньшие потери давления, поэтому стоит использовать меньший диаметр НКТ в технологии КЛК. При наличии эксцентриситета, потери давления будут меньше, в случае абсолютной эксцентричности (таблица 1.6), для МКП 168/60,3 они будут меньше на 30,7%, а для МКП 168/73, меньше на 31,6%.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа 2Б8Г		ФИО Чимитову Станиславу Найдановичу	
Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. Планирование и формирование бюджета научного исследования и разработки проектной документации	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ и разработки проектной документации (Диаграмма Ганта)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Чимитов Станислав Найданович		

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной ВКР проводится анализ существующего опыта применения технологии концентрических лифтовых колонн при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Однако применение данной технологии должно быть обосновано и подкреплено научными исследованиями, подтверждающими её эффективность для конкретных геолого-технических условий.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и финансовой эффективности научного исследования, включающего в себя сбор, анализ промысловой информации и результатов моделирования, на основании которого составляется проект технического перевооружения скважины.

Проект технического перевооружения скважины является основным руководящим документом при переводе скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности

исследования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. В нашем случае, сегментируем рынок услуг по реконструкции газовой скважины под технологию КЛК (таблица 4.1):

- 1) Размер компании-заказчика;

2) Вид модернизации.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования применению гибких труб для внедрения центральной лифтовой колонны

Размер предприятия	Внедрение гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ)		
	Предприятие государства	Некоммерческие филиалы	Коммерческие предприятия
Крупные	Стальные	Стальные	Стальные Полимерные
Средние	Стальные Полимерные	Полимерные	Армированные Полимерные
Мелкие	-	Армированные	Армированные Полимерные

Из данных по результату сегментирования, что следует использовать сегментами данного рынка *коммерческие предприятия*. Следовательно, наиболее перспективным сегментом для формирования спроса являются **полимерные ГНКТ**.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, так как рынки находятся в интенсивной динамике. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические параметры разработки трубопроводов;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования;
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов;
- тенденции изменения финансового положения.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 4.3. Для этого необходимо отобрать не менее трех вариантов различных труб участвующие в конкуренции товаров и разработок, нумерация проведена по таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Варианты исполнения трубопроводов

Номер варианта	Тип исполнения
1	Полимерные
2	Армированные
3	Стальные

Таблица 4.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₁	Б ₂	Б ₃	К ₁	К ₂	К ₃
1	2	3	4	5	7	8	9
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
2. Надежность	0,2	4	5	3	0,8	1	0,6
3. Безопасность	0,2	4	4	3	0,8	0,8	0,6
4. Легкость монтажа	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Цена	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
3. Затраты на монтаж и установку	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
4. Затраты на обслуживание и ремонт	0,07	4	2	3	0,28	0,14	0,21
5. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
Итого	1	39	33	31	4,28	3,93	3,33

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i$$

где: К – конкурентоспособность конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

По данным оценочной карты наиболее привлекательным вариантом является вариант полимерные ГНКТ, и возьмем его для дальнейшего анализа при рассмотрении различных методик оценок данного сегмента.

По итогам составления оценочной карты ответим на два вопроса:

1) Чем обусловлена уязвимость других вариантов и возможно ли им занять свою нишу и увеличить определенную долю рынка?

2) В чем конкурентное преимущество данного способа модернизации?

К преимуществам полимерных ГНКТ можно отнести то, что они более расширенное использование при ремонтах скважин, имеют большую износостойкость, обладают высокой монтажеспособностью, повышенная транспортабельность, пониженные гидравлические сопротивления

Уязвимость остальных вариантов в первую очередь выражается в весе так как стальные трубы тяжелые, практически не имеют изгибов, высокая шероховатость поверхности, высокая коррозионная активность. В случае армированных труб может произойти затвердевание труб, пониженная износостойкость, низкий срок эксплуатации по сравнению с полимерными ГНКТ.

4.1.3 Оценка при помощи технологии QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в проект. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений, описанных в разделе 4.1.2.

Для упрощения процедуры проведения QuaD рекомендуется оценку проводить в табличной формы (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Оценка по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки и качества разработки					
1. Эффективность	0,15	95	100	0,95	0,1425
2. Надежность	0,2	80	100	0,8	0,16
3. Унифицированность	0,08	100	100	1	0,08
4. Простота в обслуживании	0,05	95	100	0,95	0,0475
5. Безопасность	0,2	90	100	0,9	0,18
6. Материалоемкость	0,05	75	100	0,75	0,0375
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	80	100	0,8	0,08
2. Перспективность	0,05	95	100	0,95	0,0475
3. Цена	0,07	70	100	0,7	0,049
4. Наличие сертификации	0,05	85	100	0,85	0,0425
Итого	1				0,8665

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$П_{cp} = \sum B_i \cdot B_i$$

где: $П_{cp}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение показателя P_{cp} является 86,65%, что позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Следовательно, это говорит о том, что перспективность разработки высокая и в дальнейшем к направлению усовершенствования можно отнести уменьшение затрат составляющие ГНКТ, найти заменители полимеров на более дешевые, но при этом оставляя прежние характеристики конструкции.

4.1.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то, что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет – зависит в том числе и от принятых действий и решений.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представляем в виде табличной формы (таблица 4.5).

Переходим к реализации второго этапа.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-

» (Таблица 4.6).

Таблица 4.5 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1: Повышенная монтажеспособность С2:Пониженные гидравлические сопротивления С3: Износостойкость С4: Герметичность	Слабые стороны проекта: Сл1: Сложность ремонта Сл2: Низкая конкурентоспособность Сл3: Потеря свойств со временем Сл4: Низкий просвет
Возможности проекта: В1: Снижение цены В2: Замена материалов (для большей гибкости) В3: Популяризация по регионам В4: Увеличение диаметра проходного отверстия (просвета).		
Угрозы проекта: У1: Высокие инвестиции и вероятность разорения, а также отставание в НТР У2: Развитая конкуренция со стороны других труб		

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица сильных сторон и возможностей проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	0	-	-	-
	В2	+	-	+	+
	В3	-	-	-	-
	В4	0	+	+	0

При анализе интерактивной таблицы 4.6, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: В2С1С3С4, В4С2С3.

Таблица 4.7 - Интерактивная матрица слабых сторон и возможностей проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	-	-	+	0
	В2	+	-	-	-
	В3	+	-	0	0
	В4	-	0	+	-

Корреляции: В1Сл3, В2Сл1, В3Сл1, В4Сл3.

Таблица 4.8 – Интерактивная матрица сильных сторон и угроз проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	+	-	0
	У2	+	+	+	-

Корреляции: У1С2, У2С2С1С3.

Таблица 4.9 - Интерактивная матрица слабых сторон и угроз проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	-	-
	У2	-	+	0	+

Корреляции: У1Сл1, У2Сл2Сл4.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая учитывает сочетание возможностей с сочетанием (корреляцией) сильных сторон.

Таблица 4.10 – Результаты SWOT анализа

	Сильные стороны проекта: С1: Повышенная монтажеспособность С2:Пониженные гидравлические сопротивления С3: Износостойкость С4: Герметичность	Слабые стороны проекта: Сл1: Сложность ремонта Сл2: Низкая конкурентоспособность Сл3: Потеря свойств со временем Сл4: Низкий просвет
Возможности проекта: В1: Снижение цены В2: Замена материалов (для большей гибкости) В3: Популяризация по регионам В4: Увеличение диаметра проходного отверстия (просвета).	В2С1С3С4, В4С2С3	В1Сл3, В2Сл1, В3Сл1, В4Сл3
Угрозы проекта: У1: Высокие инвестиции и вероятность разорения, а также отставание в НТР У2: Развитая конкуренция со стороны других труб	У1С2, У2С2С1С3	У1Сл1, У2Сл2Сл4

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно-исследовательской разработке.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) Определение участников каждой работы;
- 3) Установление продолжительности работ;
- 4) Построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.12 [21].

Таблица 4.12 – Перечень этапов работ при проектировании

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	5	Анализ литературных источников	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Анализ данных ГДИС, ГИС, ГКИ, компонентного состава продукции скважины, данных измерения давлений устьевыми, линейными и глубинными манометрами, другой промысловой информации	Инженер
	7	Расчёт основных характеристик и расхода материалов трубы, методом моделирования	Инженер
	8	Проверка на износостойкость, методом моделирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	10	Определение целесообразности проведения технического перевооружения	Руководитель, инженер
Оформление отчета и составление проектной документации	11	Оформление расчетов и пояснительной записки	Инженер
	12	Публикация результатов исследования	Инженер
	13	Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	Руководитель, инженер

4.2.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается

экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож_i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{\min_i} + 2 \cdot t_{\max_i}}{5};$$

где: $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$T_{\min_i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max_i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоёмкости определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, по следующей формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож_i}}{Ч_i},$$

где: T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой [21]:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

где: T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где: $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;
 $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Определим коэффициент календарности на 2022 год:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Рассчитанные значения длительности работы в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 4.13

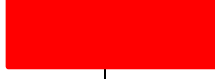
Таблица 4.13 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож\bar{i}}$, чел-дни			
	Ис п.1	Ис п.2	Ис п.1	Ис п.2	Ис п.1	Ис п.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	1,4	2
Разработка общей методики проведения исследований	5	-	10	-	7	-	7	10
Выбор направления исследований	7	6	10	8	8,2	6,8	7,5	11
Календарное планирование работ	2	-	3	-	2,4		2,4	4
Анализ литературных источников	3	5	6	9	4,2	6,6	5,4	8
Анализ данных ГДИС, ГИС, ГКИ, компонентного состава продукции скважины, данных измерения давлений устьевыми, линейными и глубинными манометрами, другой промысловой информации	-	8	-	15	-	10,8	10,8	16
Расчёт основных характеристик и расхода материалов трубы, методом моделирования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
Проверка на износостойкость ГНКТ, методом моделирования	-	3	-	6	-	4,2	4,2	6
Оценка эффективности полученных результатов	2	3	3	5	2,4	3,8	3,1	5
Определение целесообразности проведения технического перевооружения	5	4	7	6	5,8	4,8	5,3	8
Оформление расчетов и пояснительной записки	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
Публикация результатов исследования	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	2	3	3	5	2,4	3,8	3,1	5
Итого:	27	40	44	68	33,8	51,2	60,6	90

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основании таблицы 4.13 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе таблицы 4.14 с разбивкой по месяцам, декадам (10дней).

Таблица 4.14 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Название работы	Тк _і , кал.дн	Продолжительность работ								
			Март			Апрель			Май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	2									
2	Разработка общей методики проведения исследований	10									
3	Выбор направления исследований	11		 							
4	Календарное планирование работ	4									
5	Анализ литературных источников	8			 						
6	Анализ данных ГДИС, ГИС, ГКИ, компонентного состава продукции скважины, данных измерения давлений устьевыми, линейными и глубинными манометрами, другой промысловой информации	16									
7	Расчёт основных характеристик и расхода материалов трубы, методом моделирования	6									
8	Проверка на износостойкость, методом моделирования	6									
9	Оценка эффективности полученных результатов	5						 			
10	Определение целесообразности проведения технического перевооружения	8							 		
11	Оформление расчетов и пояснительной записки	6									
12	Публикация результатов исследования	4									
13	Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	5									 

Примечание:

 – Исп. 1 (Научный руководитель),  – Исп. 2 (инженер)

Вывод: данный график помогает наглядно установить сроки необходимые при планировании работ

4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы [21].

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (7)$$

где: m — количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ — количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ — цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T — коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются 15% от стоимости материалов.

Так как наше исследование связано с теоретическими разработками, то в качестве материала берем предметы, представленные в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Материальные затраты для проведения эксперимента [22]

Наименование	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	4	1277,5	5110
С учетом транспортировки			5876,5

4.3.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где: n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m$$

где: I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

В соответствии со сроками проведения исследования, а именно необходимо 2,2 месяца, поэтому время пользования ПО составит 2,2 месяца.

Таблица 4.16 – Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, ед	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес	H_A , %	Цена оборудования, руб	Амортизация
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Программное обеспечение PipeSim	1	5	2,2	20	324568	11900,8
2	Программное обеспечение MS Office	1	5	2,2	20	20258	742,8
3	Программное обеспечение OLGA	1	5	2,2	20	653895	23976,2
Итого:		36619,8 рублей					

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где: $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 4.13).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{60157,5 \cdot 10,3}{246} = 2518,8 \text{ руб.}$$

где: $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; $F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{42216 \cdot 11,2}{213} = 2219,8 \text{ руб.}$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 30850 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 60157,5 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 22700 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 42216 \text{ руб.}$$

где $З_{\text{мс}}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3; $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 4.17 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 4.18 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$З_{мс}, руб$	k_{np}	k_d	k_p	$З_m, руб$	$З_{дн}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$З_{осн}, руб$
Руководитель	30850	0,3	0,2	1,3	60157,5	2518,8	33,8	85135,4
Инженер	22700	0,3	0,2	1,3	47216	2219,8	51,2	113653,8
Итого:								198789,2

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующие в проекте, составили 198789,2 рублей.

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

для руководителя:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 85135,4 = 12770,3 \text{ руб.}$$

для инженера:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 113653,8 = 17048,1 \text{ руб.}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (85135,4 + 12770,3) = 29371,7 \text{ руб.}$$

для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (113653,8 + 17048,1) = 39210,6 \text{ руб.}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина

определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 - 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

Сумма статей - сумма затрат из пунктов 4.3.1 – 4.3.4

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Таблица 4.19 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3		4	5
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
36619,8	5876,5	198789,2	29818,4	68582,3	339686,2

$$Z_{\text{накл}} = 339686,2 \cdot 0,2 = 67937,24 \text{ руб}$$

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по выбранному варианту приведено в таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Расчёт бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Материальные затраты НИР	5876,5	Пункт 4.3.1
Амортизационные отчисления	36619,8	Пункт 4.3.2
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	198789,2	Пункт 4.3.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	29818,4	Пункт 4.3.3
Расчёт затрат на отчисления во внебюджетные фонды	68582,3	Пункт 4.3.4
Расчёт накладных расходов	67937,24	Пункт 4.3.5
Бюджет затрат НТИ	407623,44	Сумма пунктов 4.2.4.1-4.2.4.5

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Стальные гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ);
- 2) Гибкие насосно-компрессорные трубы с акриловым покрытием.

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 407623,44$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 338327,46$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 411699,67$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{407623,44}{411699,67} = 0,99;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{338327,46}{411699,67} = 0,82;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{411699,67}{411699,67} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки, вариант 2 (вариант со стальными ГНКТ), считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_p) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.21).

Таблица 4.21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании	0,35	5	3	5
2. Монтажеспособность	0,15	5	4	4
3. Материалоемкость	0,3	4	3	5
4. Механические свойства	0,2	5	3	4
ИТОГО	1	4,7	3,15	4,65

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,35 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7;$$

$$I_{p2} = 0,35 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 = 3,15;$$

$$I_{p3} = 0,35 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 = 4,65;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}}.$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,7}{0,99} = 4,75, \quad I_{исп.2} = \frac{3,15}{0,82} = 3,84, \quad I_{исп.3} = \frac{4,65}{1} = 4,65.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 4.22).

Таблица 4.22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	0,82	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,15	4,65
3	Интегральный показатель эффективности	4,75	3,84	4,65
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,81	0,98

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 2 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

Выводы по разделу:

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 90 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 75 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 53 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 407623,44 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

- значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,99, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с акриловым ГНКТ, но финансово дороже, чем со стальными ГНКТ;

- значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,7, по сравнению с 3,15 и 4,65;
- значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,75, по сравнению с 3,81 и 4,65, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Г		ФИО Чимитову Станиславу Найдановичу	
Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Комплексный подход к снижению обводненности призабойной зоны пласта на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> концентрические лифтовые колонны <i>Область применения:</i> фонд газовых скважин <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Размеры помещения (климатическая зона):</i> 70х30м <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> фонтанная арматура, колтюбинговое устройство, запорная и регулирующая арматура, автоматический управляющий комплекс. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> Промывка песчано-глинистых пробок, спуск сталеполимерной трубы на определенную глубину, реконструкция верхней части фонтанной арматуры, освоение скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; – Федеральные норма и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 с учетом требований экологической экспертизы к предпроектной и проектной документации, согласно Закону Российской Федерации № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» от 15.04.1998 г; – 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности».
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации: – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ	<i>Анализ потенциально вредных факторов рабочей среды:</i> – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; – повышенный уровень шума и вибрации;

	– отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека. <i>Анализ потенциально опасных факторов рабочей среды:</i> – подвижные части производственного оборудования; – производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; – пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: Использование защитных костюмов (спецодежда), виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь с защитой от статического электричества, шумоподавляющие наушники, защитные очки, защитные ограждения, теплая одежда, газоанализатор, установление сигнализирующих устройств, использование искробезопасного инструмента (медные), установка искрогасителя, помещение (транспорт) для рабочего персонала.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации	Воздействие на литосферу: Отходы, нарушение естественного залегания пород. Воздействие на гидросферу: Сбросы, утечка горючесмазочных материалов (ГСМ). Воздействие на атмосферу: Выбросы, выхлопные газы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	Возможные ЧС: Неконтролируемым выбросом газа и газового конденсата, а также связанного с возгоранием технологического оборудования по причине короткого замыкания. Наиболее типичная ЧС: Пропуск газа и газового конденсата элементами фонтанной арматуры по причине разгерметизации соединений.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Чимитов Станислав Найданович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время наиболее распространенным осложнением, возникающим при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, является скопление жидкости на их забое. Наиболее перспективной технологией удаления жидкости с забоя скважины является перевод скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн.

Объектом исследования в данной работе является технология концентрических лифтовых колонн, применяемая на скважине X Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Область применения технологии: фонд газовых скважин (куст скважин).

Административное положение места выполнения работ – Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО).

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Ямбургское месторождение расположено в заполярной части Западно – Сибирской низменности, на Тазовском полуострове Ямало-Ненецкого автономного округа. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера [23].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут возникнуть в результате трудовой деятельности работников.
- обеспечение средствами индивидуальной защиты (СИЗ).
- выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.
- доплата за работу во вредных и (или) опасных условиях труда.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при проведении работ по техническому перевооружению скважины территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке вблизи кустовой площадки устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена [24].

5.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на организм человека оказывают неблагоприятное воздействие различные факторы производственной среды. Это воздействие является причиной возникновения у работника производственных травм и заболеваний. Для классификации возможных вредных и опасных факторов рабочей среды была создана система стандартов безопасности труда.

При выполнении работ по переводу скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн возникают следующие потенциальные вредные и опасные факторы (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Потенциальные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ) [25]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;		+	ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [26];
2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	+	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [27];
3.Повышенный уровень шума и вибрации;	+	+	Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки" [28]; СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [29];
4. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека		+	Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [30];
5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	+	+	СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение» [31];

Продолжение таблицы 5.1

6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [32];
7. Подвижные части производственного оборудования;	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [33];
8. Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа.	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования [34].

5.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов рабочей среды

При проведении работ по техническому перевооружению скважины и последующего обслуживания управляющего комплекса источниками вредных факторов окружающей среды являются:

– ***Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания***

При проведении работ, вследствие разгерметизации технологического оборудования, применение которого необходимого для спуска ЦЛК без глушения скважин, а также негерметичности элементов фонтанной арматуры, может происходить выброс природного газа в рабочую среду из скважинного пространства. Кроме того, для недопущения процесса гидратообразования фонтанной арматуре и сборном шлейфе, применяется метанол.

Метанол (метиловый спирт) в организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. При испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м³. Класс опасности III [26].

В качестве индивидуальных средств защиты при проведении работ могут применяться противогазы, защитные очки и маски.

В качестве коллективных средств защиты используют газоанализаторы,

показывающие загазованность окружающей среды и устройство вытяжной местной вентиляции.

– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Выполняемые работы проводятся преимущественно в условиях Крайнего Севера, поэтому увеличивается риск охлаждения организма человека. Основаниями для прекращения работ являются температура воздуха ниже 45 °С и скорость ветра более 2 м/с [27].

Средства индивидуальной защиты: спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефте- непроницаемостью.

Средства коллективной защиты: мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала, расстояние до которых должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – при использовании необогреваемых помещений.

– Повышенный уровень шума и вибрации

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса, а также спуску центральной лифтовой колонны на организм обслуживающего персонала воздействуют вибрация и шум. Их источниками являются электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, насосы, разнообразные машины и механизмы. Уровень шума при проведении работ может достигать 82 дБ. А работы по техническому перевооружению скважин попадают под категорию №3 и характеризуются снижением производительности труда, нормой в категории №3 является значение 65дБ [28].

Средствами индивидуальной защиты от повышенного вибрационного и шумового воздействия являются виброзащитные перчатки и рукавицы,

виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь, шумоподавляющие наушники.

В таблице 5.2 приведены нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки для рабочего персонала при проведении данного типа работ.

К коллективным средствам защиты относят установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент и применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

Таблица 5.2 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки [29].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X0, Y0							
	виброускорения				виброскорости			
	м*с ⁻²		дБ		м*с ⁻² *10 ⁻²		дБ	
	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.
1,6	0,09		99		0,9		105	
2,0	0,08	0,14	98	103	0,64	1,3	103	108
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,1	95	100	0,23	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,11	95	101	0,12	0,22	87	93
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09		99		0,12		87	
16,0	0,112	0,20	101	106	0,12	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18		105		0,12		87	
31,5	0,22	0,40	107	112	0,12	0,20	87	92
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355		111		0,12		87	
63,0	0,445	0,80	113	118	0,12	0,20	87	92
80,0	0,56		115		0,12		87	

– **Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

При низкой освещенности рабочего место повышается утомляемость обслуживающего персонала, увеличивается риск получения производственной травмы. Данные работы проводятся на открытом пространстве в условиях естественного освещения. Освещённость зависит от погодных условий, а

длительность естественного освещения зависит от времени года и суток. Поэтому возникает потребность в использовании искусственного освещения, когда естественного освещения оказывается недостаточно для проведения работ. Искусственное освещение рабочего пространства проводится с использованием прожекторов и ламп в взрыво- и пожаробезопасном исполнении. Необходимая освещенность устья скважины, лебедки подъемного агрегата – 50 люкс [31].

– ***Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека***

В процессе проведения работ, в организм человека может произойти попадание токсичных веществ. Токсичные вещества могут попасть в организм при вдыхании паров и аэрозолей, а также при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при этом: на коже возникает дерматит; при попадании в глаза происходит сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): очки защитные, резиновые перчатки, спецодежда.

5.2.2 Анализ потенциальных опасных факторов рабочей среды

К опасным производственным факторам при проведении работ по техническому перевооружению скважины относятся:

– ***Подвижные части производственного оборудования***

При проведении работ по спуску центральной лифтовой колонны и монтажу верхней части фонтанной арматуры используется различное оборудование и техника, в составе которых имеются движущиеся механизмы: колтюбинговый агрегат, инжектор, барабан. Поэтому существует риск получения производственной травмы в результате воздействия на организм человека подвижных частей производственного оборудования. При работе с таким оборудованием и техникой должна производиться: плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка наличия защитных

кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Коллективными средствами защиты являются ограждения, выполненные в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны выполнены таким образом, чтобы исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением [33].

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

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса существует риск поражения персонала электрическим током. Они возникают в результате случайного соприкосновения или приближения на опасное расстояние к токоведущим частям; появления напряжения на металлических частях управляющего комплекса в результате повреждения изоляции или ошибочных действий персонала; шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю; появления напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди, вследствие ошибочного включения установки; воздействие атмосферного электричества, грозových разрядов [32].

На минимизации существующего риска технологическое оборудование должно удовлетворять следующим требованиям: обеспечение недоступности токоведущих частей; технологическое оборудование должно быть заземлено; персонал при проведении работ по обслуживанию оборудования должен иметь индивидуальные средства защиты: резиновые перчатки, диэлектрические коврики. Из средств коллективной защиты используются таблички «Не включать! Работают люди» (предупреждающие), «Заземлено» (указательные), «Работать здесь» (предписывающие), также необходимо устанавливать ограждения при проведении работ.

– *Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа*

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан, он может выделяться при проведении работ по техническому перевооружению скважины, ввиду неисправной системы герметизации.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности – четвёртый, что относится к малоопасным, в плане токсичности по ГОСТ 12.1.007-76 [26].

Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – А, так как метан является горючим газом и при взаимодействии его с кислородом воздуха может образовывать горючие смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении выше 5 кПа.

Поражающим воздействием на организм человека при пожаре обладает не только открытое пламя и повышенная температура, но и возможно возникновение таких поражающих факторов, как осколки, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается зонированием территории, использованием газоанализатора при проведении работ или обходе, а также наличием порошковых составов. При возникновении пожара используется тушение фонтанной арматуры или скважинного оборудования газоводяными струями с наветренной стороны, тушение водой и т.д.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период проведения работ по техническому перевооружению скважин основным мероприятием, направленным на защиту атмосферного воздуха от загрязнения, является строгое соблюдение границ отвода земель, полное исключение бессистемного движения автотранспорта и спецтехники вне дорог и территории землеотвода и строгое соблюдение технологии выполнения работ.

Такие мероприятия, как своевременное проведение планово-

предупредительных ремонтов автотранспорта и строительной техники, контроль токсичности выхлопных газов автотранспорта и строительной техники, регулировка и ремонт двигателей внутреннего сгорания в случае превышения нормативных величин также позволит сократить выбросы загрязняющих веществ.

Основными веществами, загрязняющими атмосферный воздух при выполнении работ по техническому перевооружению скважин, будут являться оксиды азота и углерода.

С целью охраны атмосферного воздуха в местах проживания населения устанавливаются санитарно-защитные зоны. Размеры таких санитарно-защитных зон определяются на основе расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе и в соответствии с санитарной классификацией организации.

5.3.2 Мероприятия по охране водных объектов

Природные воды (как поверхностные, так и подземные) являются одним из наиболее мобильных компонентов окружающей среды, неизбежно испытывающим воздействие от любого техногенного объекта и распространяющим это воздействие на другие элементы ландшафта (почвы, геологическую среду и т.д.). В процессе закачки (при условии соблюдения требований экологической безопасности и своевременном выполнении профилактических и ремонтных работ) негативное влияние на поверхностные воды, как правило, отсутствует. Попадание загрязняющих веществ, содержащихся в закачиваемых водах, в поверхностные водные объекты может быть связано исключительно с аварийными ситуациями, вызывающими разлив закачиваемых жидкостей и их последующий смыв с загрязненной территории.

Скважины, подлежащие техническому перевооружению, располагаются на площадках существующих кустов скважин. Кусты скважин отсыпаны, оканавлены. Таким образом, в случае аварийных разливов пластовой жидкости и ингибитора гидратообразования, загрязнение локализуется в пределах куста

скважин, попадание загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты практически исключается.

5.3.3 Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира

Поскольку работы по техническому перевооружению скважин будут осуществляться на существующих площадках кустов скважин, воздействие на земельные ресурсы, растительный и животный мир района работ является минимальным. Участки производства работ уже претерпели антропогенную трансформацию: изменен рельеф, уничтожен растительный покров на участках земель, отведенных в постоянное пользование.

Таким образом, к основным видам воздействия на земли, растительный и животный мир в процессе технического перевооружения скважин можно отнести возможное загрязнение и захламление прилегающей к кустам скважин территории, а также усиления фактора беспокойства для представителей фауны. В качестве мероприятий по охране земель и почвенно-растительного покрова рекомендуются: соблюдение границ постоянного и временного отвода земель при техническом перевооружении и эксплуатации скважин; оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов; исключение сброса любых сточных вод и отходов при проведении работ на рельеф и в водные объекты; слив отходов горюче-смазочных материалов (ГСМ) должен производиться в специально оборудованные ёмкости.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

В ходе проведения работ по спуску центральной лифтовой колонны, существует риск неконтролируемого выброса газа или газового конденсата из скважинного пространства в рабочую зону. Наличие электрооборудования, двигателей внутреннего сгорания, различных механизмов в непосредственной

близости от фонтанной арматуры скважины, может привести к взрыву, в зависимости от концентрации взрывоопасного газа в воздухе.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии: нарушение герметичности уплотнительных соединений технологического оборудования; возникновение в технологическом оборудовании напряжений, превышающие расчетные значения; механические повреждения оборудования, которые могут возникнуть в ходе проведения работ.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Первоочередные действия персонала при ликвидации аварийных ситуаций: при проявлении газа или газового конденсата в процессе проведения работ необходимо предупредить всех членов бригады; сообщить об аварии руководству согласно установленной очередности по списку оповещению. Вызвать специалистов для ликвидации аварии; оценить обстановку, в зависимости от степени опасности ситуации принять неотложные меры по герметизации устья скважины; устранить любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы; определить опасную зону и остановить все работы в этой зоне. при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Выводы к разделу социальная ответственность:

Основной задачей организации труда в области организации рабочих мест является достижение рационального сочетания компоновки рабочего места, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены основные причины скопления жидкости на забоях скважины и в призабойной зоне, часто встречаемые на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении – это проявление пластовых перетоков и подтягивание конуса подошвенной воды ввиду того, что пласты местами имеют пониженные ФЕС. Вследствии интенсивной добычи газа, воды подтягиваются к местам с повышенными ФЕС, чем обычно и обладают участки пласта, вскрытые скважинами, ГВК активно продвигается к этим местам.

Анализируя перечисленные методы эксплуатации самозадавливающихся скважин, можно применять каждый из них в особых условиях. Так, например, в случае активного проявления пластовых вод решением проблемы является только крепление ПЗП с ограничением водопритока, остальные методы только временно эффективны. В случае образования конденсационной воды эффективными технологиями являются: применение ПАВ, плунжерный лифт, замена НКТ на трубу меньшего диаметра или применение концентрических колонн.

По ранговой оценке технологий для эксплуатации обводненных газовых скважин районов Крайнего Севера в наибольшей степени удовлетворяет технология работы по концентрическим лифтовым колоннам. Применение технологии КЛК позволяет существенно продлить срок эксплуатации самозадавливающихся скважин, сделать процесс выноса жидкости с их забоя контролируемым и управляемым, а также поддерживать стабильный режим работы скважины в течение всего срока ее эксплуатации даже при большом водогазовом факторе. Однако её эффективность может быть значительно выше, если реализовывать спуск дополнительной лифтовой колонны без проведения капитального ремонта и глушения скважины.

По результатам моделирования можно сказать, что значение потери давлений, при движении двухфазного потока по МКП является наибольшим при концентрическом расположении лифтовых колонн и уменьшается по мере

увеличения их эксцентриситета, поэтому необходимо внедрить ЦЛК с максимальным отклонением от оси ОЛК.

Внедрение гибкой насосно-компрессорной трубы полимерного состава показало большую экономическую эффективность нежели со стальными ГНКТ. Поэтому в дальнейшей перспективе предлагается использовать гибкие трубы ООО «Псковгеокабель», также использование таких труб позволяет провести внедрение ЦЛК без глушения скважины.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ в процессе реконструкции скважины под КЛК и дальнейшего обслуживания скважины с концентрическим лифтом с использованием АУК, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ходжаев В.В. Совершенствование технологии эксплуатации газовых скважин с наличием жидкой фазы на забое: на примере Уренгойского месторождения, диссертация кандидата технических наук. – Уфа, 2008г. – 127с.
2. Басарыгин Ю.М. Ремонт газовых скважин / Басарыгин Ю.М., П.П. Макаренко, В.Д. Мавромати – М.: Недра, 1998.
3. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 / В.Н. Арбузов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета.
4. Шулятиков Игорь Владимирович, Разработка технологии и оборудования для удаления жидкости из скважин: автореферат. «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ» – Москва, 2007.
5. Наука и техника в газовой промышленности: журнал. Часть 1 ООО "Газпром проектирование". – Санкт-Петербург, 2020.
6. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Артеменков В.Ю., Дикамов Д.В., Красовский А.В., Немков А.В. Результаты замены лифтовых колонн в газовых и газоконденсатных скважинах Уренгойского месторождения трубами меньшего диаметра, Газовая промышленность, №8
7. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987.
8. Саранча А. В., Левитина Е. Е., Есиков С. Н. Применение различных технологий эксплуатации самопроизвольно останавливающихся газовых скважин на месторождениях крайнего севера //Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – №3.
9. ООО «Газпром добыча Ямбург» включает отечественные модульные компрессорные установки [электронный ресурс] //URL: <https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/press/news/2018/10/892/> свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 27.04.2022).

10. МКУ Безопасные технологии [электронный ресурс] //URL: https://zaobt.ru/wp-content/uploads/2015/04/MKU_SafeTech.pdf свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 21.04.2022).
11. Ли Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. / Дж. Ли, Г.В. Никен, М. Уэллс; науч. ред. С.Г. Вольпин, И.В. Шулятиков. – М.: Премиум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – (Промышленный инжиниринг).
12. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса – М., 2016г. – 272с.
13. Васильев В. Г. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. М.: Недра, 1975. 527 с.
14. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки, автореферат диссертации кандидата технических. - Москва, 2011г. – 25с.
15. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам, Р Газпром 2-3.3-556-2011., М., 2011г. – 29с.
16. Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ, 08.012.3–ТХ–5.7.8, 2010г. – 29с.
17. Брилл, Д. П. Многофазный поток в скважинах / Д. П. Брилл; Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи ; пер. с англ. Ю. В. Русских ; под ред. М. Н. Кравченко. – Ижевск: Ин-т компьютерных исслед., 2006. – 384 с.
18. Schlumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.slb.ru/sis/pipesim/ (дата обращения 16.03.22).
19. Kabir, C.S. and Hasan, A.R.: Performance of a Two-Phase Gas/Liquid Model in Vertical Wells [Text] / J. Pet. Sci & Eng. (1990) 4, 273.

20. Gunn D.J., Darling C.W.W.: Fluid Flow and Energy Losses in Non-Circular Conduits [Text] / Trans., AIChE (1963) 41, 163.

21. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

22. Париус – интернет-магазин канцелярских товаров [Электронный ресурс] //URL: <http://www.papirus-tomsk.ru/> свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 29.05.2022).

23. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г.

24. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"

25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ - Опасные и вредные факторы. Классификация

26. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03., 30 апреля 2003г. – 201 с.

27. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях;

28. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"

29. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

31. СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»

32. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
33. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные
34. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования

ПРИЛОЖЕНИЕ А - Замер забойного давления скважины №Х Ямбургского НГКМ по программе КЛК

(справочное)

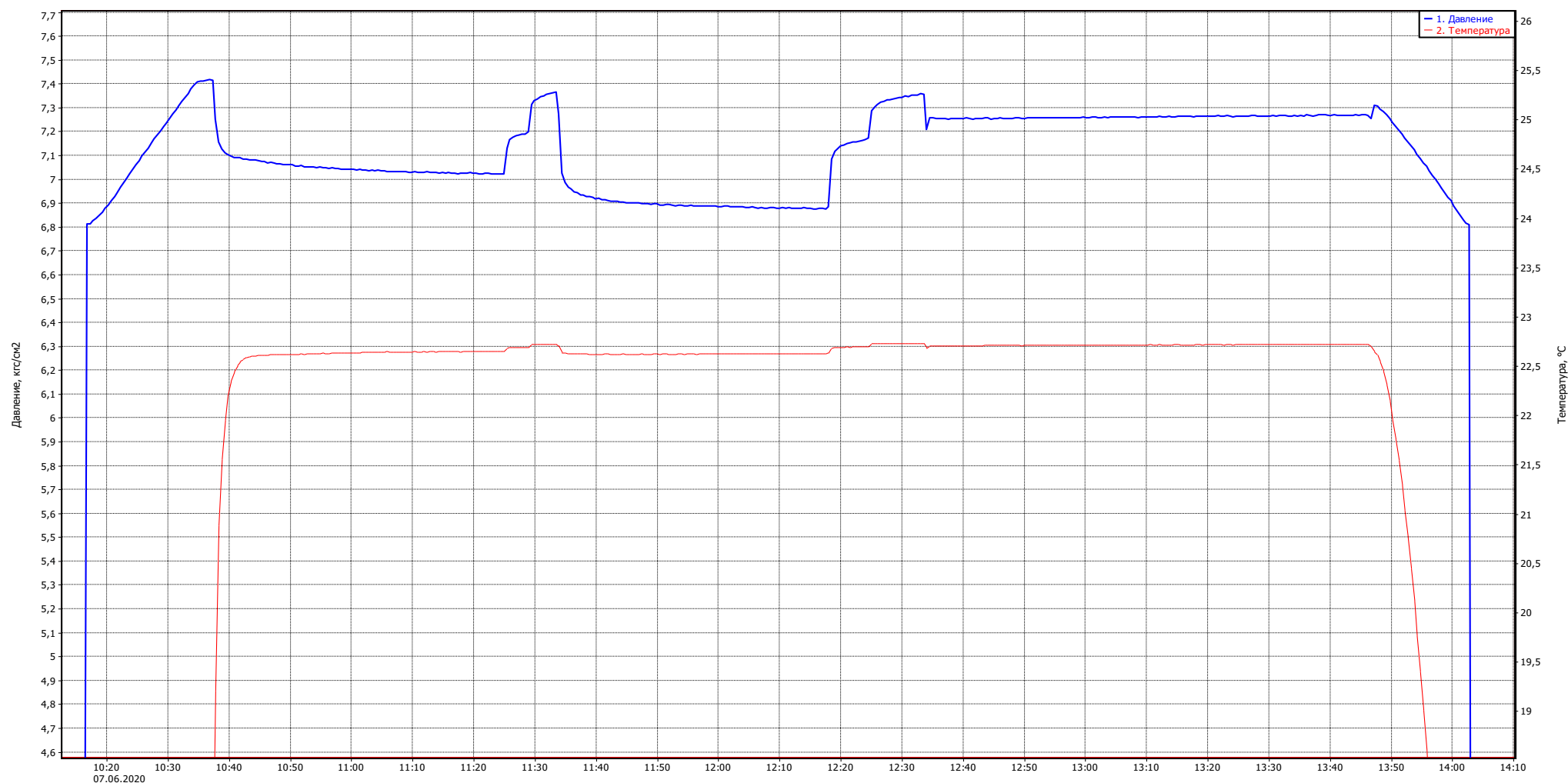


Рисунок А.1 – Замер забойного давления скважины №Х Ямбургского НГКМ по программе КЛК (от 01.06.2021)

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Принципиальная схема обвязки эксплуатационной газовой скважины оборудованной КЛК Ямбургского НГКМ (справочное)

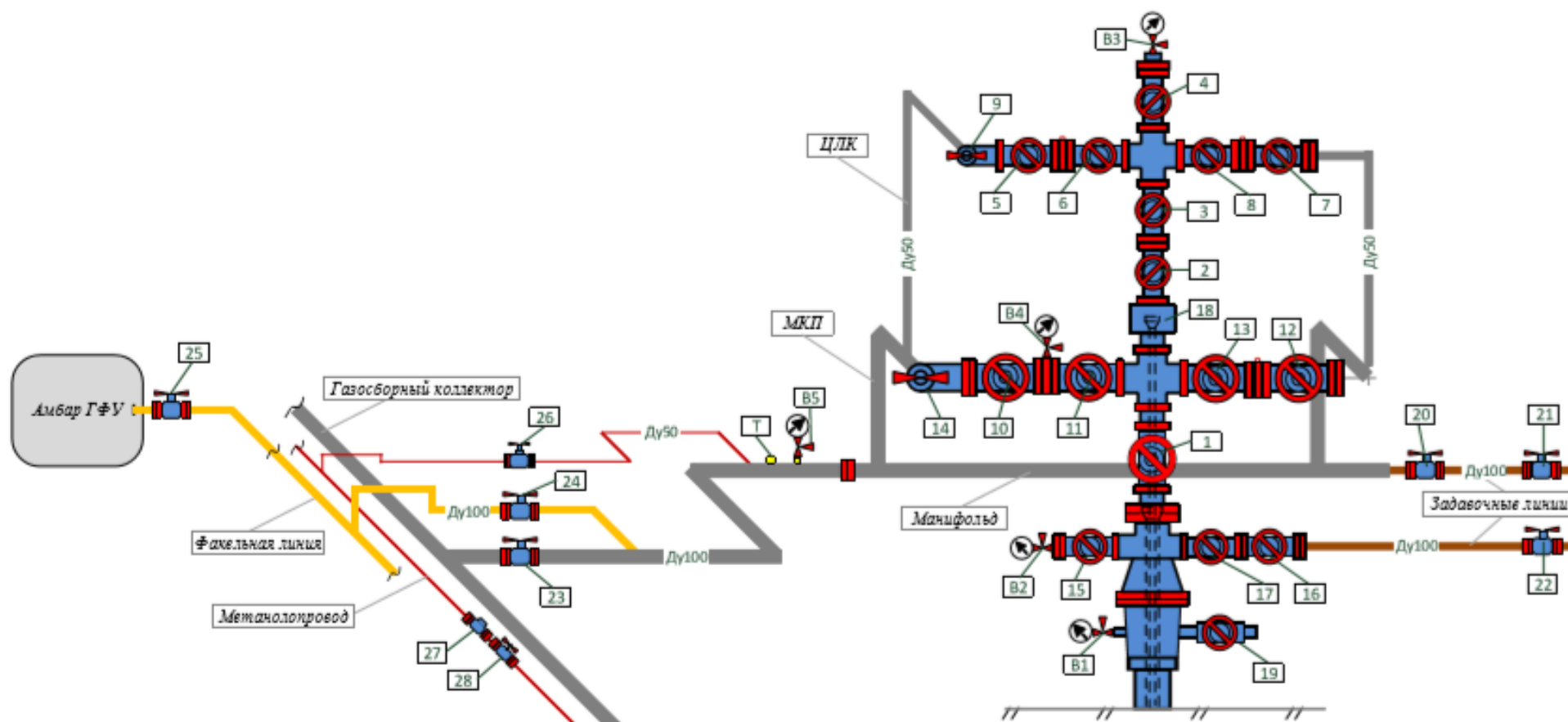


Рисунок В.1 – Принципиальная схема обвязки эксплуатационной газовой скважины оборудованной КЛК Ямбургского НГКМ

ПРИЛОЖЕНИЕ С – условное обозначение для рисунка В.1
(справочное)

Обознач. по схеме	Наименование оборудования	Обознач. по схеме	Наименование оборудования
Фонтанная арматура		Колонная головка	
1	Задвижка коренная ОЛК	19	Задвижка межколонного пространства
2	Задвижка коренная ЦЛК	Обвязка газовой скважины	
3	Задвижка надкоренная ЦЛК	20	Задвижка отсекающая задавочной линии ЦЛК+МКП
4	Задвижка буферная ЦЛК	21	Задвижка задавочной линии ЦЛК+МКП
5	Задвижка струнная рабочая ЦЛК (манифольда)	22	Задвижка задавочной линии затрубного пространства
6	Задвижка струнная контрольная ЦЛК (манифольда)	23	Задвижка шлейфовая отсекающая
7	Задвижка струнная рабочая ЦЛК (задавочной линии)	24	Задвижка факельной линии
8	Задвижка струнная контрольная ЦЛК (задавочной линии)	25	Задвижка факельной линии отсекающая
9	Штуцер угловой ЦЛК	26	Задвижка метанольной линии
10	Задвижка струнная рабочая МКП (манифольда)	27	Клапан обратный проходной метанольной линии
11	Задвижка струнная контрольная МКП (манифольда)	28	Задвижка метанольная отсекающая
12	Задвижка струнная рабочая МКП (задавочной линии)	В1	Замерной вентиль межколонного пространства
13	Задвижка струнная контрольная МКП (задавочной линии)	В2	Замерной вентиль затрубного пространства
14	Штуцер угловой МКП	В3	Замерной вентиль буферного фланца ЦЛК
15	Задвижка затрубная рабочая (замерного узла)	В4	Замерной вентиль инструментального фланца МКП
16	Задвижка затрубная рабочая (задавочной линии)	В5	Замерной вентиль на манифольде
17	Задвижка затрубная контрольная (задавочной линии)	Т	Термокарман
18	Трубодержатель ЦЛК		

Рисунок С.1 – Условное обозначение для рисунка В.1