

Инженерная школа природных ресурсов  
 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Нефтегазовое дело

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности работы установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО) УДК 622.279.8(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Пашкин Дмитрий Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

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

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы

проектирование	с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций

		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

#### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>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</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				месторождений нефти и газа
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_  
 Максимова Ю.А.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Пашкину Дмитрию Николаевичу

Тема работы:

Повышение эффективности работы установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.03.2022 №68-67/с

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	1. Принципиальная схема УКПГ ЯНГК месторождения 2. Физико-химические свойства входного сырья 3. Требования к качеству подготовки газа ОСТ 089-2010 4. Технологический регламент УКПГ
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Геологическое строение Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения 2. Теоретические положения технологии промышленной подготовки природного газа 3. Технология абсорбционной осушки газа на УКПГ №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b>	1. Актуальность, цель, задачи исследования

	2. Объект и методы исследования 3. Технологическая схема УКПГ 4. Моделирование в программном комплексе Unisim 5. Результаты исследования направленных на повышение эффективности регенерации гликоля
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Кащук Ирина Вадимовна
7. Социальная ответственность.	Гуляев Милий Всеволодович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**


<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Пашкин Дмитрий Николаевич		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа состоит из 131 страниц, 33 рисунков, 24 таблиц, 40 источников и 2 приложения.

Ключевые слова: абсорбция, десорбция, природный газ, регенерация, гликоль, диэтиленгликоль, абсорбент, влагосодержание, ректификация.

Объектом исследования являются элементы установки комплексной подготовки газа №Х, а именно цех регенерации гликоля.

Целью данной работы является анализ и повышение эффективности работы системы регенерации диэтиленгликоля в условиях установки комплексной подготовки газ №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В ходе данной работы рассмотрен технологический регламент установки комплексной подготовки газа №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Была детально изучена схема абсорбционной осушки природного газ, а также схема регенерации гликоля (ДЭГа). Далее произвели моделирование технологической схемы регенерации диэтиленгликоля, при этом используя программный комплекс «Honeywell UniSim Design». Путем изменения и анализа термобарических параметров, концентрации и расходов диэтиленгликоля в смоделированной схеме, были подобраны оптимальные значения, которые приводят к повышению эффективности работы УКПГ в условиях падающей добычи.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016, также в Microsoft Excel 2016. Для моделирования технологической схемы регенерации гликоля, был использован программный комплекс «Honeywell UniSim Design».

## **Обозначения и сокращения**

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа;  
УППГ – Установка предварительной подготовки газа;  
НКГМ – Нефтегазоконденсатное месторождение;  
НТС – Низкотемпературная сепарация;  
НТК – Низкотемпературная конденсация;  
ДЭГ – Диэтиленгликоль;  
ТЭГ – Триэтиленгликоль;  
ЭГ – Этиленгликоль;  
РДЭГ – Регенерированный диэтиленгликоль;  
НДЭГ – Насыщенный диэтиленгликоль;  
МФА – Многофункциональный аппарат;  
АВО – Аппарат воздушного охлаждения;  
ДКС – Дожимная компрессорная станция;  
БТК – Бензольно-толуольно-ксилольная фракция;  
СОГ – Станция охлаждения газа;  
ДНП – Давление насыщенных паров;  
ПГ – Пропиленгликоль;  
ГФУ – Горизонтальная факельная установка;  
ПОУ – Пневматическое односедельное устройство;  
СППК – Специальный подпружиненный клапан;  
УБП – Буйковый пневматический уровнемер;  
ТТР – Температура точки росы;  
ЦРД – Цех регенерации диэтиленгликоля;

<b>Оглавление</b>	
<b>Введение .....</b>	<b>18</b>
<b>1 Геологическое строение Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения .....</b>	<b>20</b>
1.1 Общие сведения о месторождении .....	20
1.2 Геологическая характеристика сеноманской залежи ЯНГКМ...	21
1.3 Геологическая характеристика зоны дренирования УКПГ – Х.	21
1.4 Проектные показатели разработки в зоне дренирования УКПГ-Х .....	21
1.5 Характеристика исходного сырья, метанола и ДЭГа.....	21
<b>2 Теоретические положения технологии промысловой подготовки природного газа .....</b>	<b>29</b>
2.1 Подготовка углеводородного газа.....	29
2.2 Способы осушки газа.....	31
2.2.1 Низкотемпературные процессы подготовки природных газов .....	31
2.2.2 Адсорбционный способ осушки газа .....	35
2.2.3 Абсорбция газа .....	37
2.3 Технологические схемы абсорбционной осушки природного газа .....	38
2.4 Особенности абсорбционная осушка газа на стадии падающей добычи .....	41
2.5 Конструкции и эффективность работы абсорберов .....	46
2.6 Гликоли для осушки газа методом абсорбции.....	49
2.7 Безвозвратные потери гликолей.....	55

2.8 Пути сокращения безвозвратных потерь гликоля .....	57
2.9 Регенерация гликолей.....	58
2.9.1 Регенерация гликолей при атмосферном давлении .....	60
2.9.2 Регенерация гликолей путем подачи отдувочного газа.....	60
2.9.3 Регенерация гликоля азеотропной ректификацией .....	61

### **3 Технология абсорбционной осушки газа на УКПГ №Х**

<b>Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения .....</b>	<b>64</b>
3.1 Осушка газа .....	64
3.2 Регенерация ДЭГа.....	64
3.3 Анализ и подбор термобарических условий для эффективной работы цеха регенерации ДЭГа .....	72

### **4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и**

<b>ресурсосбережение .....</b>	<b>81</b>
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	82
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	82
4.1.2 SWOT – анализ.....	84
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	88
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	88
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	89
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования....	90
4.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ) .....	92
4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ (НИР) .....	93

4.3.2	Расчёт амортизации специального оборудования.....	93
4.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы .....	94
4.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	96
4.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды.....	97
4.3.5	Накладный расходы.....	97
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .	99
<b>5</b>	<b>Социальная ответственность .....</b>	<b>102</b>
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	104
5.2	Производственная безопасность .....	105
5.2.1	Анализ потенциальных вредных факторов.....	107
5.2.2	Анализ потенциальных опасных факторов.....	112
5.3	Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	117
5.3.2	Мероприятия по охране водных объектов .....	118
5.3.3	Мероприятия по охране литосферы.....	119
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	120
	<b>Заключение.....</b>	<b>122</b>
	<b>Список литературы .....</b>	<b>124</b>
	<b>Приложение А.....</b>	<b>128</b>
	<b>Приложение Б.....</b>	<b>129</b>

## **Введение**

На сегодняшний день большое влияние на жизнь человека оказывают природные ресурсы, исключение которых из жизни может привести к катастрофическим последствиям. Одним из самых востребованных ресурсов является природный газ, поскольку он является наиболее экологическим и безопасным топливом [16].

Большое влияние на экономику Российской Федерации оказывает газовая отрасль, поскольку составляет порядка 25% доходов государства, а также 10% от национального ВВП. Российская Федерация занимает лидирующую позицию по доказанным запасам природного газа. Согласно статистическому обзору, доказанные запасы РФ составляют 37,4 триллионов кубометров природного газа, что составляет 19,9% от общемировых запасов [17].

Наиболее крупным газодобывающим предприятием в России является ПАО «Газпром». На территории РФ «Газпром» разрабатывает 147 месторождения углеводородов. Газоносной провинцией является Надым-Пур-Тазовский район в Ямало-Ненецком автономном округе. Там находится уникальное нефтегазоконденсатное месторождение, которое будет рассмотрено в данной работе [18].

Чтобы природный газ мог использовать потребитель, его необходимо подготовить, обеспечить необходимым качеством, в частности, нужно избавиться от воды как жидкой, так и паровой фазы, обеспечить необходимым давлением, температурой и температурой точки росы. Для этого существуют установки комплексной подготовки, на которые газ поступает с фонда добывающих скважин. Удаление влаги из газа на УКПГ-Х ЯНКГМ происходит с использованием метода абсорбционной осушки, где поглощение паровой фазы происходит за счёт взаимодействия природного газа с абсорбентом – диэтиленгликолем. После осушки ДЭГ является насыщенным и его необходимо регенерировать, поскольку в нем содержится поглощённая вода. В связи с тем, что месторождение находится на третьей стадии

разработки (низкое пластовое давление, повышенное содержание воды), разрабатываются и внедряются новые методы как осушки углеводородного газа, так и методы регенерации гликолей.

**Актуальность** данной темы обусловлена необходимостью повышения эффективности работы установки комплексной подготовки газа в условиях падающей добычи и роста содержания влаги в добываемом газе, при сохранении рентабельности его добычи.

**Целью** данной работы является изучение и повышение эффективности работы системы регенерации диэтиленгликоля в условиях установки комплексной подготовки газ №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие **задачи**:

1. Теоретически изучить методы абсорбционной осушки газа.
2. Рассмотреть методы регенерации гликолей.
3. Изучение технологического регламента УКПГ №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.
4. Произвести моделирование технологической схемы регенерации диэтиленгликоля на УКПГ №Х Ямбургского месторождения, при этом используя программный комплекс «Honeywell UniSim Design».
5. Произвести анализ влияния термобарических параметров, концентрации и расходов диэтиленгликоля на систему регенерации, для повышения эффективности работы установки комплексной подготовки газа.
6. Рассчитать экономическую выгоду в результате повышения эффективности работы установки.

**Объектом** исследования являются элементы установки комплексной подготовки газа №Х ЯНГКМ, а именно цех регенерации гликоля.

## **1 Геологическое строение Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

В 1969 году впервые было открыто, а с 1986 года разрабатывается Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение. В административном отношении Ямбургское месторождение размещено на территории Надымского и Тазовского площадей (на Тазовском полуострове) Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Область Ямбургского месторождения характеризуется отрицательными гидрогеологическими условиями, сопряженными с присутствием мощного слоя вечной мерзлоты [15].

Средняя температура за год составляет порядка минус (5,9) °С. Температура атмосферы зимой достигает до минус 59 °С. Средняя летняя температура воздуха 6-9°С. Осадков выпадает 300 - 350 мм в год, около 79% из них выпадает летом. Среднегодовая скорость ветра составляет 5-7 м/с, а максимальная превосходит 40 м/с. Речки вскрываются ото льда в первой половине июня, замерзание наступает в октябре. В ноябре возможно безопасное перемещение гусеничной техники [14].

В летний сезон местность месторождения является непроходимой для обыкновенного автотранспорта, а также для спецтехники. Основным маршрутом наземного транспорта являются зимники. Самая крупная река Поиловояха, протекающая в пределах месторождения, фактической судоходной значимости не имеет. Основными транспортными артериями в летний период времени считаются Обская, а также Тазовская губы, однако период работы данных водных путей ограничивается поздним выходом из-под ледяного покрова (в конце июня - начале июля) и ранним началом ледостава (в начале октября). Месторождение представляет из себя многопластовую залежь, продуктивные горизонты которой приурочены к сеноманским и нижнемеловым (валанжин) отложениям [15].

Промышленная разработка Ямбургского газоконденсатного месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями.

### **1.2 Геологическая характеристика сеноманской залежи ЯНГКМ**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны

### **1.3 Геологическая характеристика зоны дренирования УКПГ – X**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны

### **1.4 Проектные показатели разработки в зоне дренирования УКПГ- X**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны

### **1.5 Характеристика исходного сырья, метанола и ДЭГа**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны

## **2 Теоретические положения технологии промышленной подготовки природного газа**

### **2.1 Подготовка углеводородного газа**

Природный газ может иметь различный компонентный состав и содержать примеси, поэтому перед транспортировкой его потребителю, необходимо произвести подготовку на установке предварительной (УППГ) или полной (УКППГ) подготовки. Рассмотрим причины подготовки природного газа перед транспортировкой по магистральному трубопроводу до потребителей [1]:

- С ростом глубины залегания продуктивных пластов, увеличивается содержание более тяжёлых углеводородов (пентана и выше) – конденсата. При высоких давлениях он находится в паровой фазе, однако при снижении давления происходит его конденсация – при транспортировке по трубопроводу [1];

- Природный газ может содержать кислые компоненты, такие как диоксид углерода и сероводород. Присутствие этих веществ приводит к осложнению в процессе транспортировки газа, в частности, приводит к обильной коррозии металла[1];

- Вынос пластовой воды вместе с природным газом и насыщенный водяной пар приводит к образованию газовых гидратов, песчано-жидкостных пробок и скоплению воды в пониженных участках трубопровода, что приводит к дополнительным гидравлическим сопротивлениям и полному перекрытию движения газа[8];

- Содержание механических примесей (песок, разрушенная горная порода) приводит к абразивному изнашиванию трубопровода и оборудования;

- Перед транспортировкой по магистральному трубопроводу необходимо, чтобы осушенный природный газ имел необходимой давление и температуру, для безгидратного движения до потребителя;

– Для предотвращения образования гидратов на скважинах происходит подача метанола, который необходимо извлечь из газа в процессе его подготовки;

Таким образом, на этапе подготовки газа необходимо отделить от него воду, различные примеси, жидкие углеводороды, понизить содержание водной и углеводородной паровых фаз, т.е. произвести сепарацию и осушку газа, а также достичь необходимого давления на компрессорных станциях и температуры на аппаратуре охлаждения. 1

После подготовки углеводородное сырье должно удовлетворять требованиям СТО Газпром 089 – 2010 [2], данные требования приведены в таблице 2.1. Качество осушки газа оценивается температурой точки росы по воде, это максимальная температура газа, при которой водяной пар в газе становится насыщенным, но еще сохраняется термодинамическое равновесие между паровой и жидкой фазами воды. В случае последующего понижении температуры будет происходить выделение водной фазы [1].

Таблица 2.1 – Требования СТО Газпром 089-2010 к качеству газа [2]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
Температура точки росы по воде (ТТР <sub>в</sub> ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), С, не выше: – зимний период – летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0
Температура точки росы по углеводородам (ТТР <sub>ув</sub> ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, С, не выше: – зимний период – летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0
Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007 (0,020)	
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016 (0,036)	
Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030 (0,070)	

Продолжение таблицы 2.1

Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), не менее	31,80 (7600)
Молярная доля кислорода, %, не более	0,020
Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5
Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001
Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно

## 2.2 Способы осушки газа

Осушка углеводородного газа необходима для удаления водяных паров, чтобы предотвратить образования газовых гидратов и водяных пробок в трубопроводах [21].

Различают три основных способа осушки газа на установках комплексной подготовки:

- Абсорбция влаги жидкими поглотителями (ДЭГ, ТЭГ, ЭГ);
- Адсорбция влаги твердыми поглотителями (силикагель, боксит, алюмогель, синтетические цеолиты) [22];
- Низкотемпературная сепарация, конденсация;

Данные методы широко используются недропользователями, однако, имеют свои плюсы и минусы, поэтому для каждого УКПГ индивидуально подбирается свой способ осушки газа. Основные факторы выбора того или иного способа:

1. Требования СТО Газпром 089 – 2010[2];
2. Компонентный состав осушаемого газа, содержание углекислого газа, сероводорода, инертных газов;
3. Давление, температура и расход газа, которой приходит на установку комплексной подготовки газа;
4. Экономическая и технологическая целесообразность.

### 2.2.1 Низкотемпературные процессы подготовки природных газов

Они применяются для природных газов газоконденсатных месторождений для одновременной осушки и извлечения тяжёлых

компонентов и инертных газов. Реализация низкотемпературных процессов может осуществляться с использованием энергоёмких источников охлаждения, а также за счёт расширения газа [3].

Простейшая схема низкотемпературной сепарации представлена на рисунке 2.1

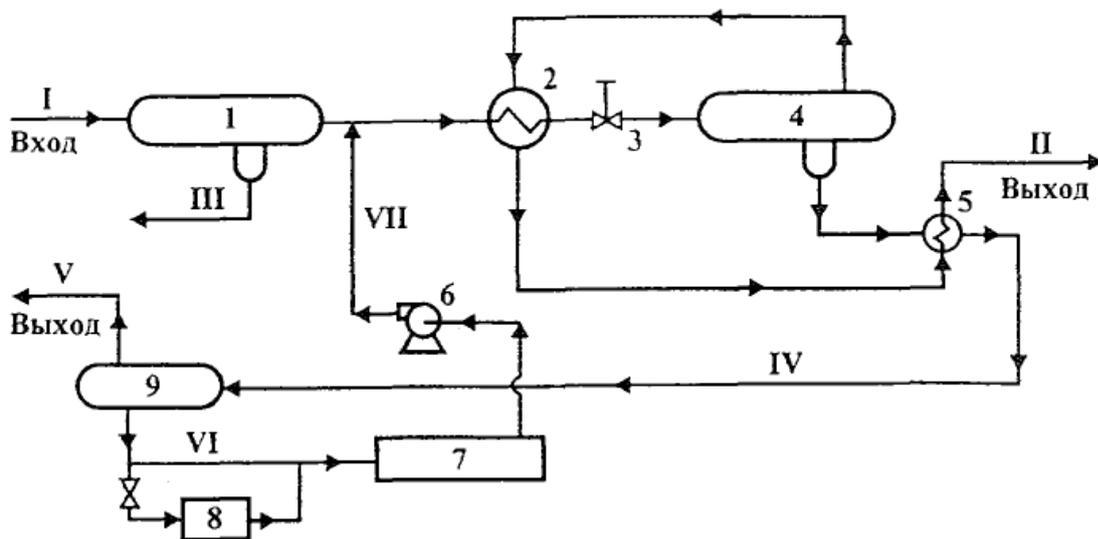


Рисунок 2.1 – Схема низкотемпературной сепарации газа

На установку сырой газ поступает в первый сепаратор, в котором происходит отделение от газа капельной воды и нестабильного конденсат, которые выводятся из нижней части сепаратора. Далее после первого сепаратора газ отправляется в теплообменник типа «газ-газ», где происходит предварительное охлаждение до 10 – 15°C. После отправляется на дросселирующее устройство, там происходит расширение и как следствие резкое снижение температуры до (-10) – (-30)°C (эффект Джоуля-Томсона). Для безгидратного режима эксплуатации предусмотрен впрыск ингибитора перед теплообменником, так и после дросселирующего устройства. Далее газ вместе с сконденсировавшейся водой поступает в низкотемпературный сепаратор, где происходит разделение жидкой и газовой фаз. Осушенный газ выходит через верхнюю часть сепаратора и отправляется в теплообменник типа «газ-газ», где охлаждает сырой газ, и далее отправляется магистральный трубопровод. Из нижней части сепаратора отводится водная фаза (вода и

ингибитор) и углеводородный конденсат, и поступают в разделитель. Там происходит отделение конденсата и водного раствора ингибитора. Конденсат отправляется на стабилизацию, а насыщенный ингибитор на регенерацию.

Данная принципиальная схема НТС происходит с использованием двух сепараторов, также она может реализовываться и с большим числом сепараторов.

Стоит отметить основные достоинства данного способа осушки газа [3]:

- минимальные капитальные вложения и эксплуатационные затраты;
- простота эксплуатации и обслуживания;
- помимо осушки газа позволяет извлекать жидкие углеводороды;
- возможность постепенной модернизации и усовершенствования при снижении пластового давления и как следствия снижение свободного перепада давления.

Также стоит отметить и минусы низкотемпературной сепарации природного газа [3]:

- несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации. Извлечение из природного газа жидких углеводородов при заданной температуре и давлении в низкотемпературном сепараторе зависит только от состава осушаемого газа;
- в результате снижения пластового давления происходит уменьшение свободного перепада на дросселирующем устройстве, что приводит к увеличению температуры сепарации. Следовательно, уменьшается количество извлекаемых жидких углеводородов;
- термодинамическое несовершенство расширение газа (потенциальная работа, которую бы газ мог совершить при своем расширении, «рассеивается» в виде тепла, т.е. эффективность охлаждения газа снижается);



использовании турбодетандера необходимо производить сепарацию газа как минимум в три ступени.

### **2.2.2 Адсорбционный способ осушки газа**

Адсорбция – это избирательный процесс поглощения жидкой фазы твердыми пористыми веществами – адсорбентами. Помимо осушки газа позволяет улавливать углеводородный конденсат. Твёрдые поглотители способны адсорбировать влагу из газа при одних условиях, а отдавать – при других. В качестве адсорбента могут использовать активированный уголь, цеолиты, боксит, силикагель, алюмогель. Они представляют из себя шарики и гранулы, чтобы гидравлические потери были как можно меньше. В процессе эксплуатации необходимо производить замену адсорбирующего материала [4].

Каждый тип твердого поглотителя имеет свою адсорбционную ёмкость (активность) – это то количество вещества, которое может быть поглощено единицей объёма или массы адсорбента при заданных условиях. Адсорбционная активность одного и того же адсорбента зависит как от вещества, которое необходимо поглотить, так и от внешних условий (температура, давление и концентрация адсорбента) [5].

Требования, предъявляемые к адсорбентам[5]:

- высокая адсорбционная ёмкость;
- механическая прочность;
- иметь высокое значение селективности;
- способность к регенерации;
- иметь стабильные адсорбционные свойства на протяжении всего времени эксплуатации;
- не иметь токсичных свойств;
- не вызывать коррозии;
- низкая стоимость;

Для осушки газа обычно используют активированную окись алюминия, алюмогели, силикаты и цеолиты. Извлечение из газа тяжелых углеводородов проводят с использованием активированного угля и силикагелей [5].

Данная технология осушки имеет ряд преимуществ перед другими способами, а именно [5]:

- достижение точки росы до  $-50^{\circ}\text{C}$  и ниже;
- давление и температура оказывают малое влияние на глубину осушки;
- простое устройство адсорберов;
- незначительные эксплуатационные расходы;

Также стоит отметить имеющиеся недостатки – наличие больших перепадов давления в адсорберах, истирание адсорбента.

На рисунке 2.4 изображена принципиальная схема адсорбционной осушки природного газа.

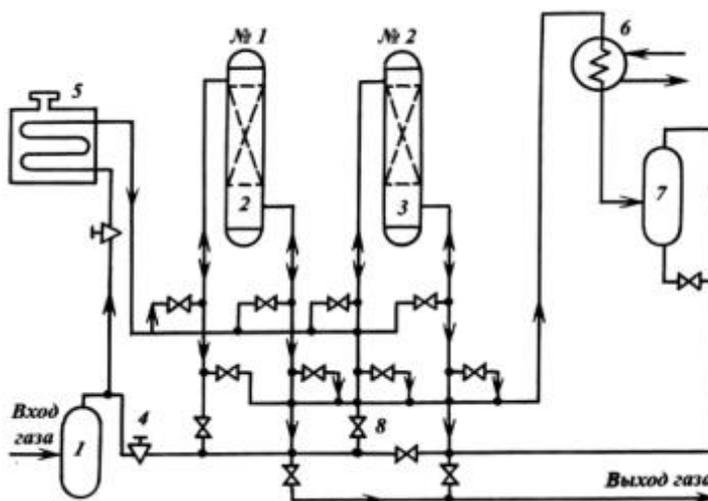


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема адсорбционной осушки природного газа

Природный газ поступает с добывающих скважин в сепаратор, где происходит предварительная очистка от капельной жидкости и механических примесей. Далее газ по трубопроводу отправляется в адсорбер, где происходит поглощение влаги и более тяжелых углеводородов адсорбентом. После

осушенный газ поступает в магистральный трубопровод до потребителя. Для регенерации адсорбента происходит отбор газа после сепаратора 1 до регулирующего штуцера 4 и далее отправляется в печь. Далее данный газ отправляется в адсорбер, где происходит регенерация адсорбента, холодильник и сепаратор. После всего смешивается вместе с потоком осушаемого газа через штуцер. В холодильнике образуется конденсат, который образовался за счёт регенерационного газа [5].

Обычный период осушки газа составляет порядка 8 часов, но также имеются различные конструкции систем адсорбции, которые позволяют продлить цикл работы до 16 и 24 часов.

### **2.2.3 Абсорбция газа**

Абсорбционная осушка газа – поглощение отдельных компонентов из газовых смесей всем объемом абсорбента-жидкости с образованием раствора. Необходимое условие для осуществления данного процесса – парциальное давление (концентрация) извлекаемого компонента в газовой фазе должно быть больше, чем в жидкой фазе (абсорбенте), т.е. движущей силой абсорбции является разность парциальных давлений. Данный процесс является достаточно экономичным при осушке больших объёмов природного газа с высоким давлением, и обеспечивает депрессию точки россы до 60°C [6].

В качестве абсорбента используется жидкий поглотитель, обычно это концентрированный водный раствор гликоля – ДЭГ, ТЭГ, ЭГ. В настоящее время большую популярность получил диэтиленгликоль.

На рисунке 2.5 представлена принципиальная схема гликолевой осушки газа.

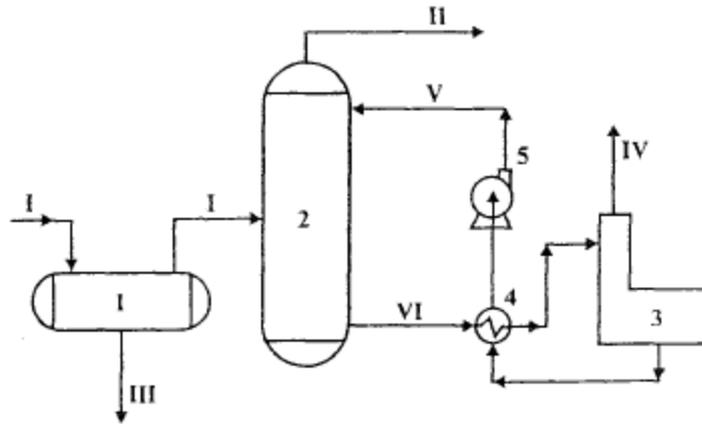


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема гликолевой осушки газа

Природный газ со шлейфов поступает во входной сепаратор, где происходит отделение от капельной жидкости и механических примесей. Предварительно очищенный газ отправляется в абсорбер, в массообменной секции происходит осушка газа гликолем. Далее осушенный газ выводится через верхнюю часть абсорбера и отправляется в магистральный газопровод. Насыщенный гликоль выводится из нижней части и отправляется на регенерацию. Восстановленный осушитель подается в верхнюю часть абсорбера [3].

### 2.3 Технологические схемы абсорбционной осушки природного газа

На рисунке 2.6 представлена базовая технологическая схема абсорбционной осушки газа на начальных периодах разработки северных месторождений.

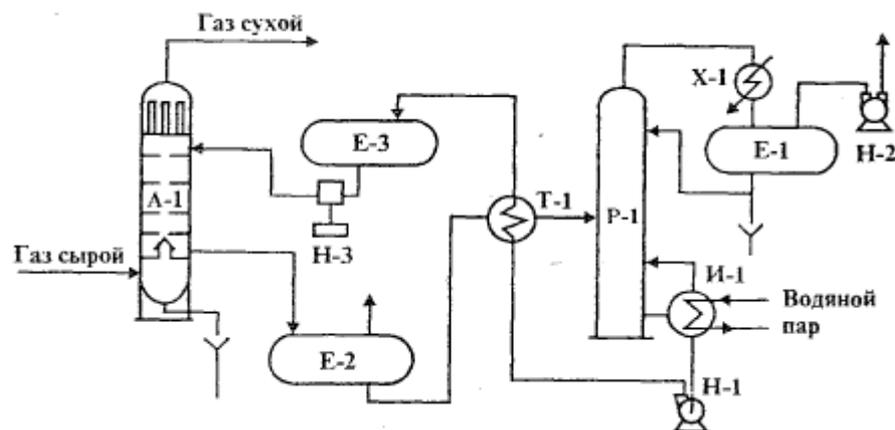


Рисунок 2.6 – Представлена базовая технологическая схема абсорбционной осушки газа на начальных периодах разработки северных месторождений

Природный газ поступает с кустовых площадок по шлейфам на УКПГ, где происходит разделение на несколько технологических линий, пропускной способности каждой от 2,5 до 10 млн. м<sup>3</sup>/сут. Каждая такая линия включает в себя сепаратор, абсорбер и фильтр для улавливания из осушенного газа мелкодисперсных капель гликоля. Как показано на рисунке 2.6, все эти аппарата могут быть установлены в один МФА. Также имеется система для циркуляции и регенерации гликоля. Для обеспечения необходимой температуры, чтобы в процессе транспортировки температура газа была как и грунта, используются аппарата воздушного охлаждения (АВО) и холодильные агрегаты. Для достижения необходимого давления после осушки газа используют дожимные компрессорные станции (ДКС) со своими АВО. После регенерации концентрация ДЭГа составляет 98,5 – 99,3 масс. %, а после абсорбции на 2-2,5% меньше [3].

Также существуют одноступенчатая и двухступенчатая системы абсорбционной осушки газа с системой доулавливания жидкими пентаном из осушенного газа гликоля, который находится в газообразном состоянии. Данная особенность реализуется в противоточном режиме. На рисунке 2.7 представлена одноступенчатая систем абсорбции [3].

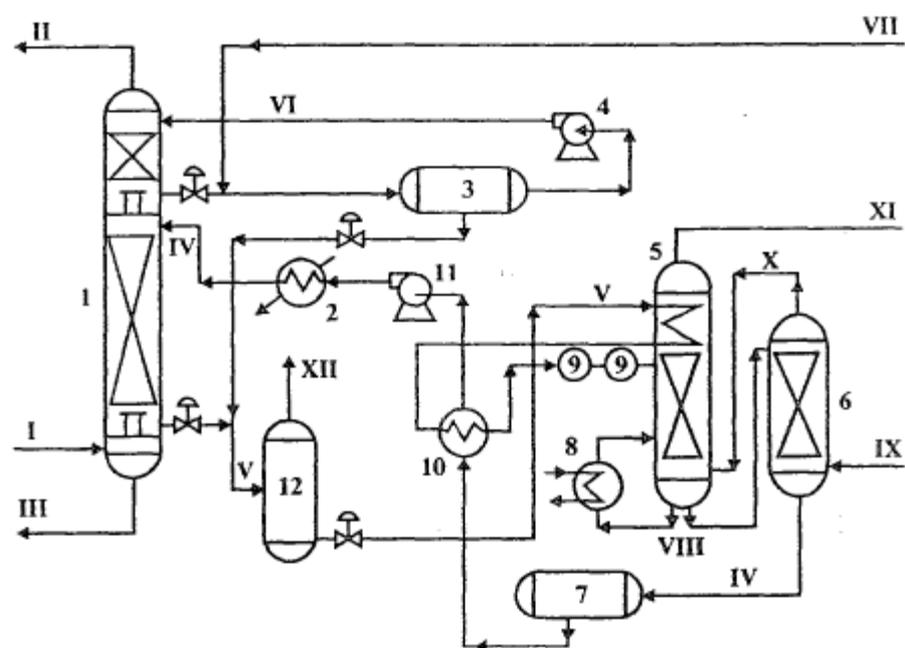


Рисунок 2.7 – Принципиальная схема одноступенчатой абсорбции газа с системой доулавливания пентаном гликоля

Более совершенная схем осушки газа – процесс Дризо. Особенность данной схемы заключается в том, что она позволяет снизить точку росы осушаемого газа до  $(-40) - (-60) ^\circ\text{C}$ , а также возможность снижения и извлечения из природного газа бензольно-толуольно-кислой (БТК) фракции [3].

На данный момент ведутся различные проработки новых и совершенных научно-технических решений в следующих областях [3]:

- модернизация и проработка существующих технологических схем осушки газа;
- подбор оптимального гликоля для тех или иных условий;
- методики регенерации и очистки гликолей от влаги, механических примесей и солей;
- усовершенствование основной массы технологического оборудования;
- модернизация существующих систем регенерации насыщенного гликоля;

- прогнозирование и анализ технологических потерь абсорбентов и поиск новых путей решения их сокращения;
- усовершенствование АВО и разработка совершенно новых методов охлаждения природного газа.

#### **2.4 Особенности абсорбционная осушка газа на стадии падающей добычи**

В связи с продолжительным периодом эксплуатации месторождений происходит его истощение, что приводит как к уменьшению добычи, так и падению пластового давления. Все это пагубно отражается на надежности эксплуатационного оборудования, а также на качестве осушки природного газа. Данная ситуация наблюдается на объекте исследования. Рассмотрим особенности, которые возникают при работе УКПГ, в период падающий добычи [3,7]:

- в связи с падение пластового давления, происходит увеличения насыщения газа влагой. Даже на смотря на то, что объём осушаемого газа уменьшается, увеличивается нагрузка на абсорберы, появляется необходимость увеличивать расход регенерированного гликоля;
- количество выносимого из пласта вместе с газом механических примесей, воды вместе с содержащимися в ней солями – увеличивается;
- наличие ДКС перед абсорберами увеличивают температуру осушаемого газа, что приводит к увеличению точки россы. Также в составе природного газа появляется компрессорное масло;
- уменьшение давления и увеличение температуры на входе в абсорбер приводит к том, что уменьшается количество извлекаемой влаги из газа;
- снижение пластового давление ведет к увеличению объема осушаемого газа, так как происходит уменьшение плотности. Данный фактор приводит к росту скорости в массообменной секции абсорбера выше

допустимых значений, а значит, увеличивается количество гликоля, которое уносится вместе с газом;

- увеличиваются дополнительные гидравлические сопротивления и количество уносимого абсорбента вместе с осушаемым газом;
- уменьшается время контакта природного газа с гликолем.

Для решения данных проблем можно использовать следующие пути решения:

- использовать в качестве абсорбента более эффективный гликоль – ТЭГ;
- применение двухступенчатой осушки газа с использованием разной температуры контакта гликоля с газом;
- производить доулавливание гликолей из потока осушенного газа;
- применять поэтапную технологию разгазирования природного газа;
- при десорбции гликолей использовать отдувочный газ, для повышения концентрации;
- производить вакуумную перегонку насыщенного водой гликоля;
- азеотропная перегонка насыщенного гликоля.

В случае использования ДКС перед процессом осушки, приводит к увеличению давления, но в связи с процессом компримирования наблюдается рост температуры до 30-40°C. Данная температура является высокой и не будет обеспечивать необходимого результата в процессе осушки газа. В связи с этим есть необходимость использования АВО, турбодетандеров или дросселирующих устройств [3].

При эксплуатации объектов осушки газа в районах крайнего севера, есть свои особенности [23]:

- время, когда температура окружающего воздуха не поднимается выше -5°C составляет 6 месяцев (январь, февраль, март, апрель, ноябрь и

декабрь). Таким образом, в данный период времени есть возможность охладить природный газ до температуры ниже 0°C.

– переходный период, когда температура воздуха принимает значения -5°C до +10°C составляет 4 месяца ( май, июнь, сентябрь, октябрь). Данные условия позволяют обеспечить температуру контакта в абсорберах от 0 до 10-12°C ;

– теплый период времени года составляет два месяца (июль и август). В данный временной интервал нет технической возможности для охлаждения газа аппаратурой воздушного охлаждения.

Исходя из данных климатических условий, можно применять следующие схемы осушки, которые представлены ниже.

На рисунке 2.8 представлена технологическая схема абсорбционной осушки газа, которая была предложена ТюменНИИГипромгаз.

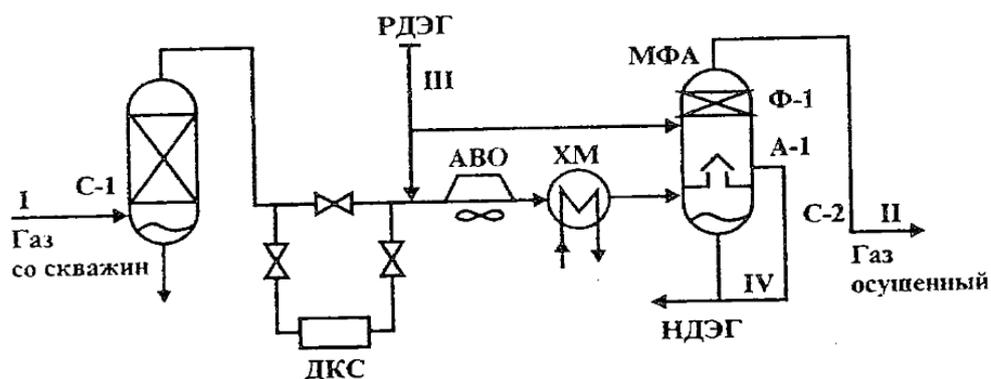


Рисунок 2.8 – Технологическая схема абсорбционной осушки газа  
ТюменНИИГипромгаз

Было предложено производить осушку следующим образом: сепаратор, ДКС, АВО – использовать в холодный период времени, а в теплый – холодильные установки и абсорбционные установки. Однако, при такой схеме движения газа, будут образовываться гидраты в трубах АВО (холодильной установке). Поэтому необходимо производить впрыск гликоля до охлаждения газа, как это показано на схеме (рисунок 2.8). Ввод абсорбента производится с помощью форсунок, для создания мелкодисперсного состояния, однако, не представляется возможным обеспечить равномерное

распределение по трубкам АВО. Большое количество гликоля ухудшает условия теплообмена и создает дополнительные гидравлические сопротивления, поэтому есть ограничения по расходу абсорбента. Данный способ позволяет обеспечить температуру массообмена на уровне  $-5 - -10^{\circ}\text{C}$ . Рассмотренная технология не нашла большого интереса у недропользователей [3].

Рассмотренная выше схема была модернизирована специалистами ВНИИГаза, и было предложено следующую технологическую схему (рисунок 2.9): сырой газ с кустовых площадок по трубопроводу поступает во входной сепаратор, далее отправляется на охлаждение (АВО или СОГ), где охлаждается до температуры  $0 - -2^{\circ}\text{C}$ , проходит сепаратор второй ступени, поступает, непосредственно, в абсорбер для осушки газа и далее в магистральный трубопровод. Для предупреждения газовых гидратов предусмотрен ввод метанола. Такое решение приводит к тому, что теперь в процессе абсорбции газа необходимо не только поглощать влагу, но ингибитор гидратов – метанол [3].

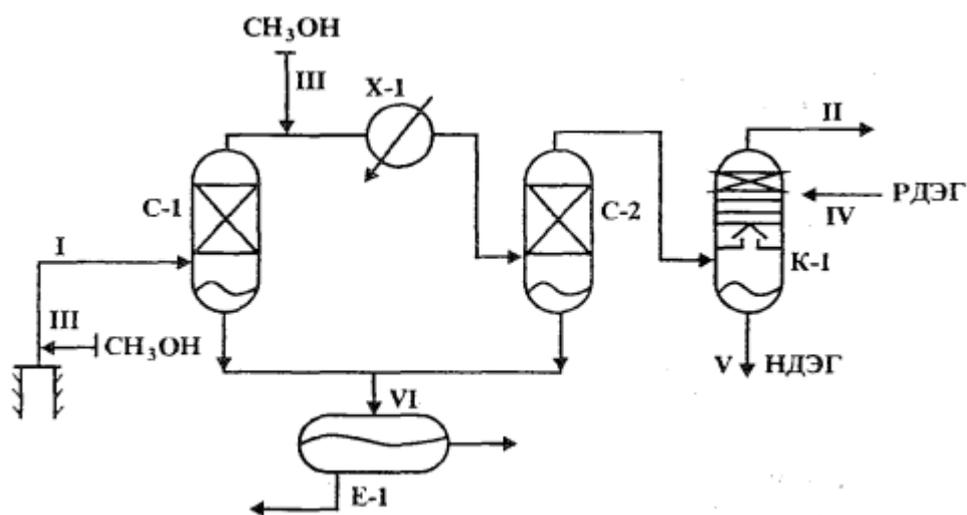


Рисунок 2.9 – Схема осушки газа ВНИИГаза

Наиболее оптимальная схема осушки газа представлена на рисунке 2.10. Принципиальные особенности данного метода заключается в том, что осушка происходит на двух температурных уровнях в разных абсорберах с применением АВО для охлаждения между ступенями. Природный газ

приходит на УКГП с давлением 2-2,5 МПа и температурой 20-40°С и начинает свою осушку с сепаратора С-1, внутри которого установлен фильтр-патроны, для улавливания капель жидкости. После отправляется на предварительную осушку в абсорбер А-1. На ДКС-1 происходит его компримированные с охлаждением на АВО, а если температура окружающей среды более 10°С, то отправляется на СОГ. Для окончательной осушки идёт на абсорбер А-2, где давление составляет 5-7,8 МПа, и компримируется на ДКС-2 с последующим охлаждением на АВО. Температура контакта в абсорбере А-1 составляет 10-20°С, а в А-2 варьируется от 0 до 35°С [3].

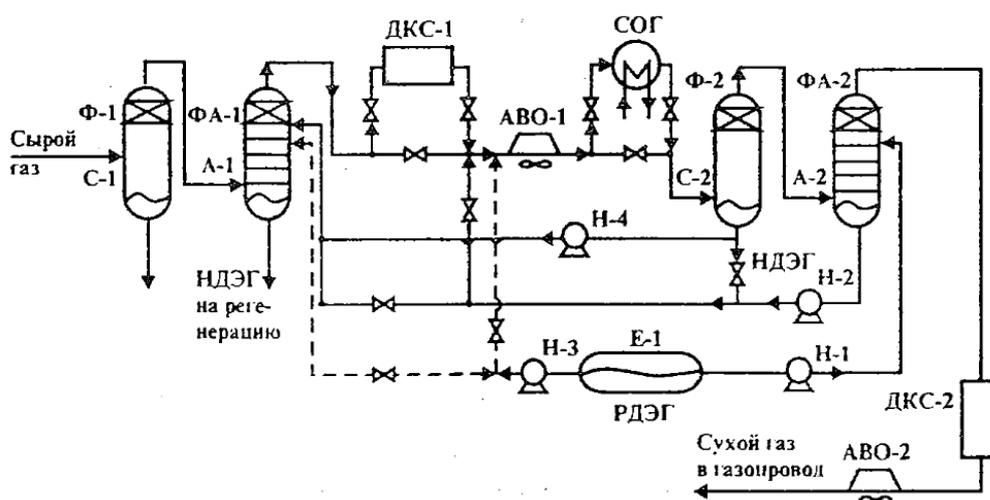


Рисунок 2.10 – Двухступенчатая осушка природного газа

Рассмотрим несколько вариантов циркуляции гликоля при условии, что температура в А-1 варьируется вблизи 15°С:

- регенерированный ДЭГ концентрации 90-96 масс. % подается в верхнюю часть абсорбера, а так на АВО (СОГ). Далее после массообмена НДЭГ собирается в один поток (концентрации 97-93 масс. %) и поступает на регенерацию. Такая схема обеспечивает наименьшую точку росы осушенного газа, но при этом наблюдается высокая нагрузка на установки регенерации;

- РДЭГ (95-97 масс. %) поступает в абсорбер А-1, после абсорбции НДЭГ разделяется на два потока. Меньшая его часть подается на АВО, а большая идёт в абсорбер А-2. После массообмена РДЭГ после А-2 и АВО

соединяются в один поток и отправляются на восстановление. Достоинством является то, что происходит меньшая нагрузка на установи регенерации;

- регенерированный ДЭГ концентрации 93-96 масс. % поступает в абсорбер А-2, из нижней части НДЭГ отправляется в АВО, далее идёт в абсорбер А-1. После осушки газа в А-1 НДЭГ концентрации 88-91 масс. % направляется в систему регенерации гликоля. Эта схема является наиболее оптимальной, поскольку уменьшается кратность циркуляции ДЭГа, позволяет использовать гликоль меньшей концентрации, для обеспечения необходимой точки росы осушенного газа.

## **2.5 Конструкции и эффективность работы абсорберов**

Эффективность работы абсорбционных аппаратов для осушки газа определяется следующими параметрами [3]:

- глубина извлечения влаги из газа;
- количество ДЭГа, которое уносится вместе с газом из абсорбера;
- продолжительность межремонтного периода;

Факторы, которые влияют на эффективность процесса абсорбции влаги из газа представлены ниже:

- линейная скорость движения газа в абсорбере. Определяется диаметром аппарата, расходом газа, давлением и температурой;
- эффективность работы фильтрационной части, которая отвечает за количество потерь гликолей вместе с осушенным газом;
- качество работы массообменной секции, которое отвечает за концентрацию влаги в осушенном газе и нагрузку на верхнюю часть абсорбера по ДЭГу;
- эффективность работы сепарационной части, которая обеспечивает минимальные концентрации воды в насыщенном гликоле.

Существует три вида абсорберов: барботажные, поверхностные и распыливающие. Их принципиальное различие заключается в том, что реализуется разный способ взаимодействия абсорбента и осушаемого газа. В

поверхностных абсорберах контактом является зеркало или пленка текущей жидкости. Барботажный способ заключается в том, что при пропускании газа через слой гликолей образуются пузырьки газа и струйки, и площадью контакта служит поверхность пузырьков. Распыливающие – контактом служат капли жидкости (гликоля), которые распыляются в осушаемый газ [24].

В нефтегазовой отрасли наиболее распространены тарельчатые и насадочные абсорберы. Более подробно остановимся на тарельчатых, поскольку на УКПГ №Х установлены такие аппараты.

Тарельчатые абсорберы представляют из себя многофункциональные аппараты. Состоит из сепарационной секции – необходима для предварительной очистки газа от воды и механических примесей; массообменная секция – непосредственно там происходит процесс осушки газа гликолем; фильтрующая секция – для окончательной очистки газа, улавливания гликоля, который уносится вместе с газом [24].

На установках комплексной подготовки газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения используются в основном четыре основных аппарата осушки газа: ГП-778, ГП-502, ГП-252 и ГП-365, номинальной производительностью 10 млн. м<sup>3</sup>/сут. Результаты промышленных испытаний представлены на рисунке 2.11, в данной таблице отображены параметра абсорберов осушки газа с колпачковыми тарелками (ГП-252), также с прямоточными контактно-сепарационными элементами (ГП-778) и комбинированные на базе центробежных элементов и ситчатых тарелок [9].

Абсорберы типа ГП-365 в соответствии с технической документацией, должен был обеспечить величину потери абсорбента вместе с осушенным газом не более 10 г/1000 м<sup>3</sup>, однако, на самом деле данное значение получилось в 3-5 раз выше, чем планировалось. В период максимального отбора природного газа, данные аппараты работали крайне неэффективно, что приводило к большим потерям гликоля порядка 30-60 г/1000 м<sup>3</sup> газа, а также к

нарушению технологического режима работы оборудования [3].

Технические показатели	Наименование абсорберов									
	ГП-252			ГП-502				ГП-365		ГП-778
Диаметр аппарата, мм	1600			1800				1200		1800
Конструктивные особенности массообменной секции аппарата	колпачковые тарелки			комбинированные тарелки: ситчатые + ц/б элементы ГПР-202				комбинированные тарелки: ситчатые + ц/б элементы ГПР-202		ц/б элементы ГПР-340
Производительность по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут.	2,72	3,4	5,0	7,5	10,0	11,0	12,0	5,16	6,4	10,0
Давление рабочее, МПа	8,3	7,75	7,75	9,0				8,0	7,4	9,0
Температура газа, °С	21	20	19,5	13				11,5	13	5–10
Расход абсорбента, м <sup>3</sup> /ч	2,28	2,28	2,7	2,75	3,43	3,86	4,44	–	1,3	1,5
Температура точки росы осушенного газа, °С	–22	–20	–23	–23	–24	–25	–23,3	–20		–20
Потери гликоля из аппарата с осушенным газом, г/1000 м <sup>3</sup>	до 14,0			5,8–7	3–10	45	до 10	до 36		15
Количество гликоля, улавливаемого фильтрующей секцией, г/1000 м <sup>3</sup>	нет данных			нет данных				нет данных		200–800
Фактор скорости газа в аппарате	1,28	1,66	2,41	2,72	3,63	3,99	4,41	5,96	9,68	3,63
Сопротивление аппарата (массообменной секции), МПа	0,1			0,03-0,07				от 0,05 до 0,1		0,02

Рисунок 2.11 – Таблица с техническими показателями работы абсорберов

Абсорбер ГП-502 показывает свою высокую эффективность и надежность работы. Унос гликоля вместе с газом не превышал 20 г/1000 м<sup>3</sup> газа, а межремонтный период составляет порядка двух лет.

На рисунке 2.12 приведен график зависимости потери ДЭГа (г/1000 м<sup>3</sup>) от отношения текущей скорости к проектной в абсорбере. На нем отображены усреднённые данные по сравнительной эффективности работы абсорберов осушки газа за весь период эксплуатации.

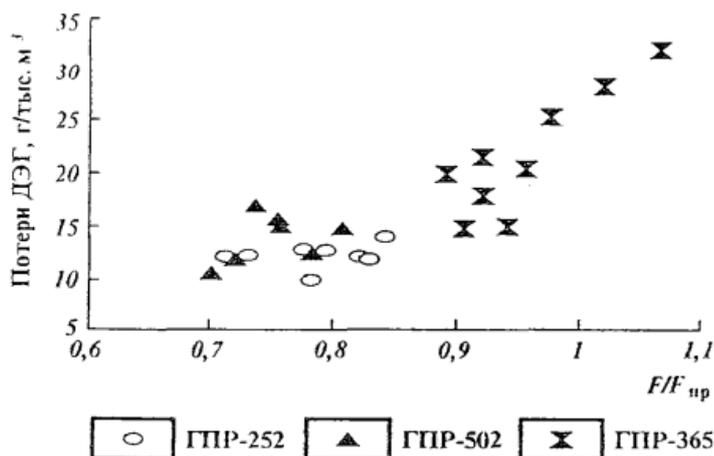


Рисунок 2.12 – Сравнительный график зависимости уноса ДЭГа с газом от  $F/F_{пр}$

Таким образом, наиболее удачной схемой осушки природного газа является МФА ГП-502 производительностью 10 млн. м<sup>3</sup>/сут. Менее удачной

оказалась схема с МФА ГП-365, однако, стоит отметить, что все конструкции абсорбционной осушки газа обеспечивали необходимое значение температуры точки росы газа.

## **2.6 Гликоли для осушки газа методом абсорбции**

Для достижения необходимых требований по качеству осушенного природного газа, гликоли для осушки влаги должны удовлетворять следующим требованиям [10]:

1. Иметь высокую способность поглощать влагу при различных концентрациях и термобарических условиях;
2. Иметь низкое значение ДНП, для минимизации потерь гликоля, которые возникают при его испарении;
3. Температура кипения гликоля должна значительно отличаться от температуры воды, для того, чтобы была возможность применять простые методы, для отделения воды от поглотителей;
4. Плотность гликоля должна отличаться от плотности углеводородного конденсата, для качественного разделения простыми способами;
5. Иметь низкую вязкость в процессе эксплуатации, для обеспечения хорошего контакта осушаемого газа с гликолем в абсорбере;
6. Низкая взаиморастворимость с компонентами газа;
7. Не вступать в реакции с ингибиторами, которые используются в процессе эксплуатации;
8. Иметь минимальную способность вспениваться в процессе массообмена в абсорбере;
9. Высокая устойчивость к окислению и термическому разложению;
10. Должны быть не ядовитыми и не токсичными, а также способны к полному биологическому разложению.

Данным требованиям полно удовлетворяют гликоли – это двухатомные спирты жирного ряда, представляют собой прозрачные жидкости, не имеющие цвета, т.е. химически чистые, или имеют небольшое окрашивание в жёлтый

цвет, обладающие свойством гигроскопичности (способность поглощения влаги), не имеют запаха и обладают сладким вкусом [6].

Существующие гликоли, который в той или иной степени удовлетворяют требованиям – пропиленгликоль (ПГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), этиленгликоль (ЭГ) и смеси гликолей с их эфирами. На УКПГ в качестве абсорбента обычно используют ДЭГ и ТЭГ высокой концентрации, а водные растворы других гликолей (ЭГ, ПГ) применяют в качестве ингибитора гидратообразования [11].

Параметры, по которым характеризуется эффективность применения того или иного гликоля в качестве абсорбента, являются [11]:

- безвозвратные потери гликолей;
- простота процесса регенерации гликолей;
- депрессия точки россы газа по влаге.

Водные растворы гликолей не приводят к коррозии оборудования, что позволяет производить оборудования из более дешёвых марок стали. Одно из свойств поглотителей – это понижение температуры замерзания водных растворов, т.е. являются ингибитором гидратов при минусовых температурах массообменных процессов. Основные физико-химические свойства абсорбентов представлены в таблице 2.2 [10,11].

Таблица 2.2 – Основные физико-химические свойства абсорбентов

Показатель	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формул	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Относительная молекулярная масса	62,07	107,12	150,18
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,116	1,118	1,126
Вязкость при 20 °С, мПа · с	19,17	35,7	47,8
Теплоёмкость при 20 °С, кДж/(кг·К)	2,38	2,09	2,20
Температура, °С:			
начала разложения	150,1	164,4	206,7
воспламенения на воздухе	124	150,5	173,9

Продолжение таблицы 2.2

замерзания	-22,1	-8	-7,2
Поверхностное натяжение, $10^{-3}$ н/м	46,1	48,5	45,2
Температура кипения при 101,3 кПа, °С:	197,6	244,8	278,3
Критическая температура, °С	-	410	440
Критическое давление, МПа	-	5,1	3,72

Преимущество этиленгликоля перед ДЭГ и ТЭГ заключается в том, что имеет более низкую температуру замерзания, т.е. обладает в большей степени способностью предотвращать образованию гидратов, имеет более низкую вязкость в процессе осушки газа и низкую растворимость в углеводородном конденсате, что уменьшает потери гликоля вместе с конденсатом. Также обладает способностью полного разложения при попадании в водоемы, т.е. имеет экологическое преимущество перед ДЭГом и ТЭГом [10,11].

Однако, существенным недостатком ЭГ является то, что имеет высокое значение ДНП (рисунок 2.13), которое приводит к высоким безвозвратным потерям гликоля вместе с осушаемым газом. Так ДНП при температуре в 20 °С для 99 %-ого раствора ЭГ в 2,5 и 7 раз больше, чем для ДЭГа и ТЭГа соответственно [10,11].

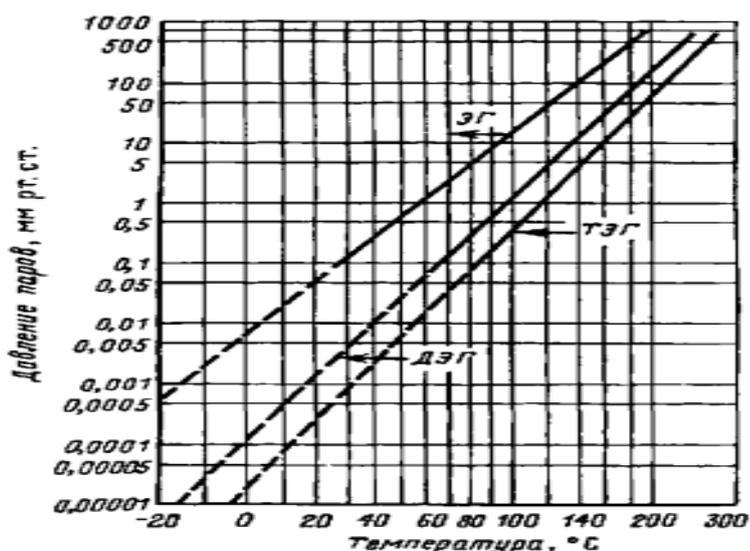


Рисунок 2.13 – ДНП чистых гликолей при различных температурах

Водный раствор ТЭГа обладает преимуществом перед другими гликолями, поскольку, имеет самое низкое значение давления насыщенных паров, как это видно из рисунка 2.13, а значит будет меньший унос гликоля вместе с осушенным газом. Температура разложения ТЭГ составляет 206 °С, а для ДЭГа – 164°С, таким образом, при регенерации ТЭГа можно добиться большей концентрации.

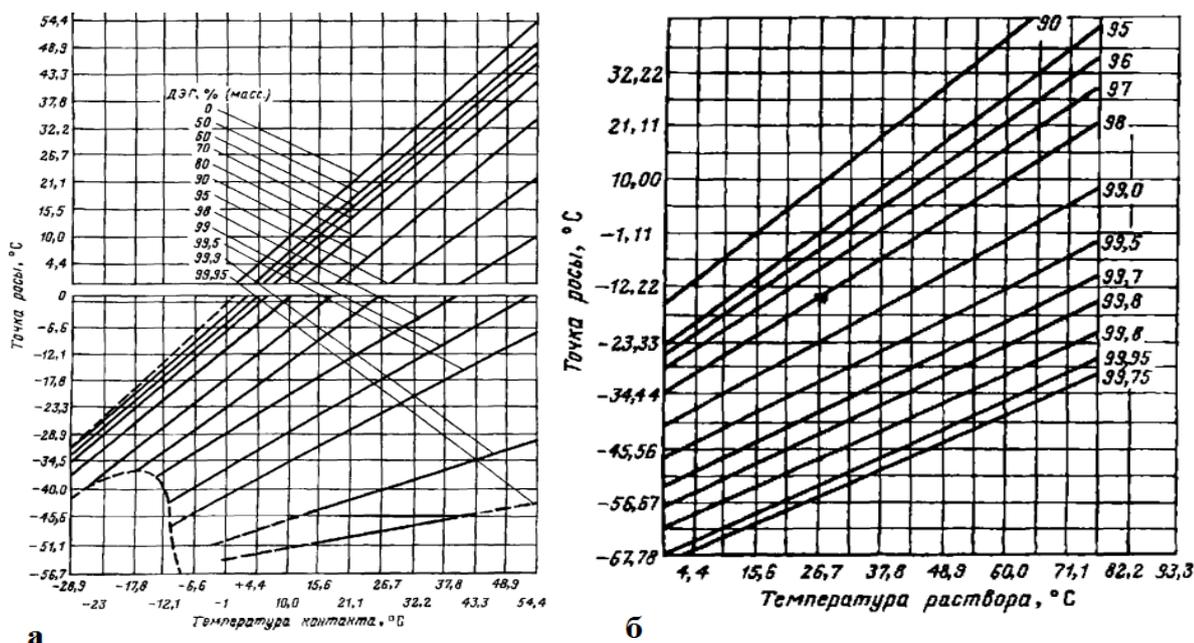


Рисунок 2.14 – Зависимость точки росы газа от температуры контакта с гликоля разной концентрации: а – ДЭГ; б – ТЭГ.

Из рисунка 2.14 видно, что ДЭГ обеспечивает более низкое значение температуры точки росы газа, при одинаковой температуре контакта и концентрации. Например, при концентрации гликолей 99% и температуре контакта 10°С, ДЭГ обеспечивает ТТР -28,9 °С, а ТЭГ – -34,44 °С.

Стоит отметить, что растворимость газа в ТЭГа на 25 – 30 % выше, чем для ДЭГа, т.е. ДЭГ обладает более высокой способностью избираемости в системе вода – углеводороды.

При повышении температуры контакта абсорбента с осушаемым газом приводит к тому, что увеличивается количество гликоля, которое уносится вместе с газом, как это видно из графика зависимости на рисунке 2.15 [10,11].

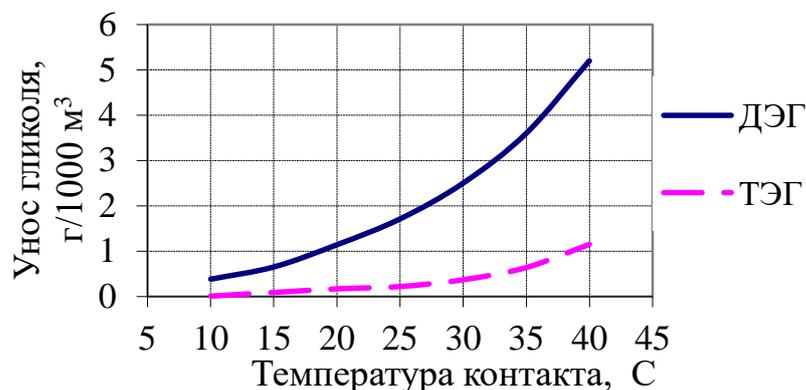


Рисунок 2.15 – График зависимости уноса гликоля с осушенным газом от температуры контакта

На рисунке 2.16 представлен график зависимости между температурой контакта и требуемой концентрации гликоля для обеспечения необходимой температуры точки росы в  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Можно заметить, при повышении температуры контакта, для обеспечения ТТР  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , необходимо повышать концентрацию гликолей. ТЭГ является более эффективным гликолем, с точки зрения достижения необходимой ТТР, поскольку при одной и той же температуре контакта требуется меньшая концентрация, чем для ДЭГа [10,11].

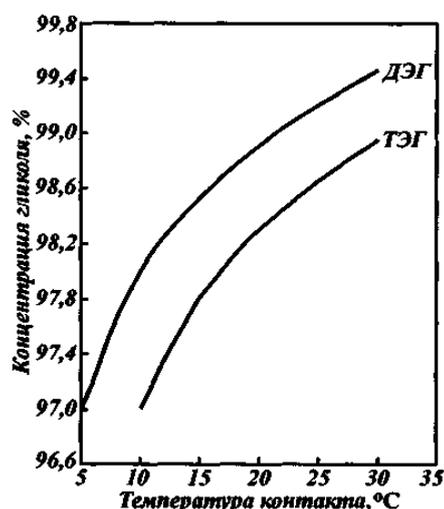


Рисунок 2.16 – График зависимости между температурой контакта и требуемой концентрации гликоля для обеспечения необходимой температуры точки росы в  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$

Исходя из рисунка 2.17 видно, что эффективность увеличения расхода гликоля выше определенного значения минимизируется, так, например, при

подаче ТЭГа более 55 – 65 литров на 1 килограмм извлекаемой влаги кривые принимают более пологий характер. Также стоит отметить, что для обеспечения одной и той же депрессии точки росы осушаемого газа, можно использовать более концентрированный раствор гликоля, при этом его удельный расход уменьшится, что позволит уменьшить эксплуатационные затраты.

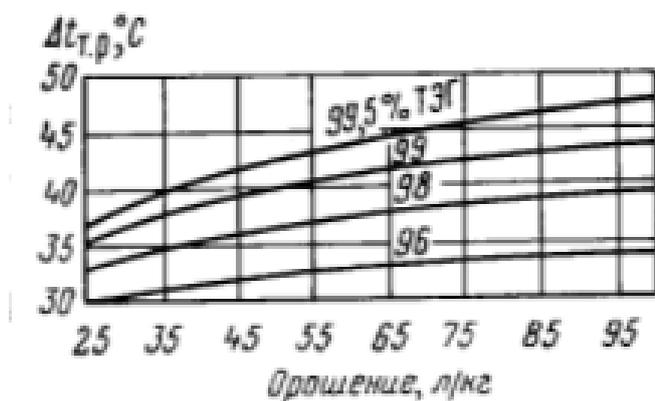


Рисунок 2.17 – График зависимости разности температуры росы от скорости циркуляции гликоля

Для осушки газа ТЭГом вместо ДЭГа более целесообразно использовать на начальных этапах разработки месторождений, а также газовых месторождениях, где в малых количествах содержится газовый конденсат. Поскольку в ТЭГе растворимость углеводородов значительно выше. На более поздних стадиях разработки появляется необходимость в использовании ДКС, что приводит к содержанию компрессорного масла в природном газе. Данный фактор приведет к увеличению безвозвратных потерь гликоля вместе с осушаемым газом в процессе осушки.

В результате анализа технико-экономических показателей, пришли к такому выводу, что в процессе эксплуатации существенные затраты приходятся на безвозвратные потери гликоля. Количество данных потерь во многом зависят от производительности установки осушки, термобарических условий поглощения влаги в абсорбере и особенностей в конструкции абсорберов. Доля затрат на безвозвратные потери может составлять от 50 до 80% от общих затрат [3].

## 2.7 Безвозвратные потери гликолей

Безвозвратные потери гликолей происходят в следующих семи местах [3]:

- механический (капельный) унос гликоля вместе с осушенным газом из каплеуловительной секции абсорбера;
- потери гликоля вместе с осушенным газом в испаренном виде;
- унос гликоля вместе с рефлюксом (водой) в системе регенерации;
- потери в выветривателе вместе с газом дегазации;
- разложение гликолей при регенерации;
- утечки в оборудовании, соединениях, коммуникациях и при проведении ремонтных работ;
- разливы при транспортировке и перекачке;

Основной вклад в технологические потери абсорбентов вносит механический (капельный) унос вместе с осушенным газом, на его долю может приходиться до 80% от всех безвозвратных потерь, так, например, на Уренгойском промысле механический унос составил 65%. Также до 20% безвозвратных потерь приходится на унос гликоля из абсорбера в паровой фазе, на Уренгойском УКПГ составляют порядка 6 – 7%. Ещё одни значимые безвозвратные потери – это потери при регенерации вместе с рефлюксом, данный показатель может достигать 20% (на Уренгое данные потери составляют 19-21%) [3].

Капельный унос гликоля происходит в мелкодисперсном состоянии – аэрозольном. На Ямбургском месторождении наблюдается особенность работы МФА – при увеличении времени работы аппаратов до 9-10 месяцев происходит рост уноса гликоля от 1 – 4 г до 30 г/1000 м<sup>3</sup>. Такая особенность связана с тем, что уже после 3-4 месяцев работы фильтр-патроны забиваются механическими примесями, что приводит к росту перепада давления в фильтрационной части, что приводит к увеличению скорости движения

осушенного газа и как следствие – увеличение капельного уноса абсорбента [3].

Унос поглотителя в паровой фазе зависит от давления в абсорбере, температуры и концентрации гликоля, который поступает в осушитель. В большей степени влияет температуры осушки газа, так на Ямбургском месторождении при повышении температуры с 12-14 °С до 40 °С растворимость гликоля в природном газе возрастает в 6-7 раз. При давлении 5 МПа и температуре 12,5 °С в МФА содержание ДЭГа в осушенном газе составляет 0,61 г / 1000 м<sup>3</sup>, а при увеличении температуры массообмена до 40 °С приводит к увеличению данного показателя в 9 раз – 5,9 г / 1000 м<sup>3</sup>. Таким образом, при температуре контакта в абсорбере более 30 °С, не целесообразно в качестве гликоля использовать ДЭГ. Для уменьшения потерь гликоля в 5-7 раз в испаренном виде, есть необходимость перейти с ДЭГа на ТЭГ [3].

Потери гликолей в процессе десорбции происходят вместе с углеводородами и рефлюксом – верхний продукт десорбции, представляет собой пары, которые сначала перешли в газообразное состояние, а далее сконденсировались на верхней тарелке десорбера. Потери ДЭГа вместе с углеводородами для сеноманских залежей настолько малы, что ими можно пренебречь. Количество потерь гликоля в водном слое можно рассчитать по следующей формуле [3]:

$$g = \frac{c_{\text{реф}} \cdot G_{\text{реф}}}{100 \cdot Q_{\text{г}}}, \quad (2.1)$$

где  $c_{\text{реф}}$  – концентрация абсорбента в рефлюксе, мас.%;  $G_{\text{реф}}$  – расход рефлюкса, кг/ч;  $Q_{\text{г}}$  – расход газа на УКПГ, млн. м<sup>3</sup>/ч.

Количество рефлюкса можно легко определить с помощью расходомеров, а также как разница содержания влаги в природном газе до осушки и после неё, умноженная на расход газа. Концентрация ДЭГа определяются расчётным методом и в лабораториях. Расчётный метод заключается в анализе фазовых диаграмм жидкость-пар системы ДЭГ-вода

при известных значениях давления и температуры в верхней части десорбера [3].

Поскольку диапазон термобарических условий протекания регенерации гликоля лежит в достаточно узком интервале, можно принимать усредненное значение концентрации абсорбента в рефлюксе. Так, например, на Уренгойском месторождении  $c_{\text{реф}} = 1$  мас. %. Потери поглотителя с рефлюксом имеют достаточно весомые значения и составляют порядка 2 – 4 г/ 1000 м<sup>3</sup> [3].

В процессе движения гликоля по системе циркуляции, он подвергается окислению и разложению, что приводит к образованию перекиси водорода, ацетона, муравьиной и уксусной кислот. Данные компоненты снижают pH среды, что приводит к коррозии металлов, а также способствует образованию смолистых соединений. В результате исследований и мониторинга данных пришли к следующему, что в среднем значение потерь гликоля в результате термического разложения могут составлять порядка 0,1 – 0,2 г / 1000 м<sup>3</sup> [3].

## **2.8 Пути сокращения безвозвратных потерь гликоля**

Для уменьшения потерь гликолей необходимо производить совершенствование технологических схем осушки газа и самого оборудования. Для более эффективной оценки безвозвратных потерь, необходимо нормировать расход ДЭГа на абсорбционных установках и производить сравнение с запланированными нормами. Данный метод позволяет определить наиболее «узкие» места, т.е. где происходят наибольшие потери, чем было запланировано, и далее производить комплекс мероприятий, которые будут направлены на сокращение производственных затрат на УКПГ [3].

Для сокращения механического уноса ДЭГа с 15 – 20 г/1000 м<sup>3</sup> до 5 – 8 г/ 1000 м<sup>3</sup>, необходимо производить улучшение работы МФА, путем уменьшения эффективной линейной скорости потока газа, также уменьшать нагрузку по жидкости на фильтрационную часть абсорбера и модернизировать

фильтр-патроны. Необходимо производить качественную очистку НДЭГа от механических примесей, солей, продуктов деструкции, тяжелых углеводородов и смолистых соединений. Стоит отметить, что необходимо не только совершенствовать существующие методы очистки, но и ликвидировать причины попадания данных загрязнений в гликоли. Ещё одним из способов является переход с огневого подогрева на подогрев, где используется термостойкий теплоноситель, что позволит в 10 раз сократить образование кокса и смол (продуктов разложения) на поверхностях труб теплообменной системы. Данный переход обеспечит более эффективную работу массообменной и фильтрационной частей абсорберов, также это приведет к увеличению безремонтного периода работы системы осушки [3].

Весомый вклад для сокращения технологических потерь гликоля вносят организационно-технические мероприятия:

- соответствие технологических процессов на УКПГ регламенту;
- должное и своевременное обслуживание аппаратов системы осушки газа;
- поверка и обслуживание КИП и А;
- мониторинг и анализ параметров технологического процесса;
- производить лабораторный анализ РДЭГа, НДЭГа, рефлюкса и сточных вод.

Стоит отметить, путем комплексного анализа технологических потерь абсорбента и усовершенствование всей системы осушки газа, можно добиться сокращения безвозвратных потерь гликолей 2 – 2,5 раза.

## **2.9 Регенерация гликолей**

Большую роль на процессе осушки газа оказывает глубина регенерации гликолей, поэтому необходимо большое внимание уделять процессу десорбции абсорбента. Десорбция – это обратный процесс абсорбции, т.е. удаление абсорбированного вещества из раствора абсорбента [25].

Так, чтобы достичь концентрации ДЭГа в 96,0 – 97,5 % масс, можно производить процесс десорбции при атмосферном давлении. Для получения более концентрированного раствора гликоля необходимо применять вакуумную регенерацию или использовать природный газ в качестве нейтрального агента, для понижения парциального давления водяных паров, данные способы позволят получить гликоль с концентрацией 98,0 – 99,95 % масс. Также существует методика регенерации гликоля – азеотропная ректификация.

Ещё одним из способов является применение отдувочного агента (осушенного газа), подача которого осуществляется в испаритель или в саму колонну регенерации, а также могут использовать в процессе азеотропной ректификации. В таблице 2.3 представлены концентрации гликолей, которых можно добиться при различных методах десорбции [6].

Таблица 2.3 – Концентрации гликолей и способы регенерации

Способы	Давление в аппарате, кПа	Концентрация РДЭГа, % (масс.)
Диэтиленгликоль		
Регенерация при атмосферном давлении	106	97,0 – 97,5
Под вакуумом	53 – 30	98,5 – 99,3
С подачей газа в испаритель	106	99,5
В низ колонный	106	99,8
Триэтиленгликоль		
При атмосферном давлении	106	98,0 – 98,6
Под вакуумом	53 – 30	98,7 – 99,5
С подачей газа в испаритель	106	99,1 – 99,6
В низ колонный	106	99,1 – 99,9
Азеотропная ректификация	106	99,95

### 2.9.1 Регенерация гликолей при атмосферном давлении

Простейшая схема регенерации при атмосферном давлении представлена на рисунке 2.18.

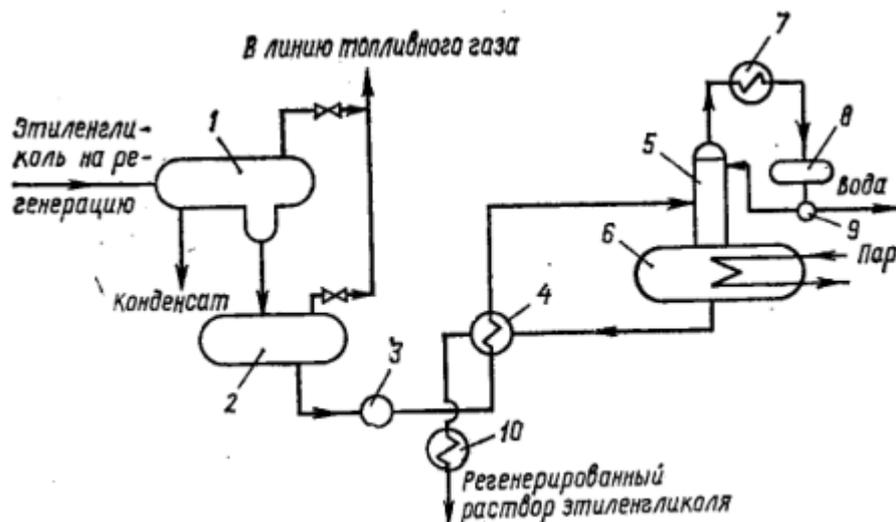


Рисунок 2.18 – Схема атмосферной регенерации

Давление в фазовом разделителе поддерживается на уровне 1,4 МПа, а в сепараторе 0,6 МПа. На входе в десорбтер температура ЭГ составляет  $-75^{\circ}\text{C}$ , на верху десорбера температура поддерживается на уровне  $100^{\circ}\text{C}$ , внизу около  $135^{\circ}\text{C}$ . Температура регенерированного ЭГ составляет около  $40^{\circ}\text{C}$ . До регенерации концентрация гликоля составляет 70% (масс.), после – 80% (масс.).

От насыщенного ЭГ в сепараторе отделяется газовый конденсат и газ. Также для предварительного подогрева ЭГ и охлаждения РЭГа используются теплообменники. На верху колонный осуществляется орошение рефлюксом, для поддержания необходимой температуры на верху колонны [6].

### 2.9.2 Регенерация гликолей путем подачи отдувочного газа

В данной схеме вместо вакуума используется технология подачи отдувочного газа и вакуум-насос заменяется на циркуляционный компрессор, поскольку выпускать отдувочный газ в атмосферу не является целесообразным. Принципиальная схема регенерации абсорбента представлена на рисунке 2.19. Насыщенный ДЭГ поступает в колонну 2

сначала в дефлегматор 1, где проходит через змеевик. Вверху колонны происходит конденсация водяного пара, за счёт чего поддерживается необходимая температура. В колонне установлены кольца Решига или седла Берля. Далее поток НДЭГа отправляется в теплообменник 8, после в десорбер, где происходит частичная регенерация ДЭГа. Далее поток ДЭГа направляется в испаритель для нагрева, за счёт сгорания топлива в топке 6.

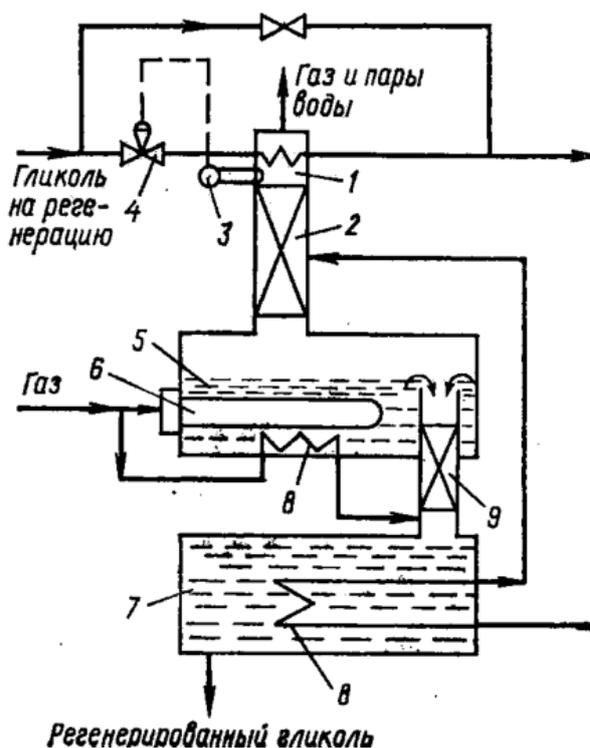


Рисунок 2.19 – Схема регенерации гликоля с подачей отдувочного газа

После ДЭГ из испарителя перетекает в отпарную колонну 9, где происходит взаимодействие с нагреты в теплообменнике 8 отпарным газом, который подается на низ колонны. Данная колонна позволяет получить ДЭГ высокой концентрации, порядка 99,9 % (масс.). Если использовать осушенный газ, то можно добиться концентрации в 99,97% (масс.). Также существуют схемы с подачей газа в перфорированные трубы в испарителе, что позволит интенсифицировать теплообмен и снизить риски с перегревом гликоля [6].

### 2.9.3 Регенерация гликоля азеотропной ректификацией

Данный способ используется для глубокой регенерации гликолей, позволяет получить концентрацию абсорбентов до 99,99 % (масс.). Суть

данного метода заключается в том, что производится подача толуола, изооктана, газоконденсата, фракций нефти – 74-130 °С в испаритель. В результате чего происходит образование азеотропных смесей с влагой, которая находилась в гликоле. Принципиальная схема азеотропной ректификации представлена на рисунке. 2.20.

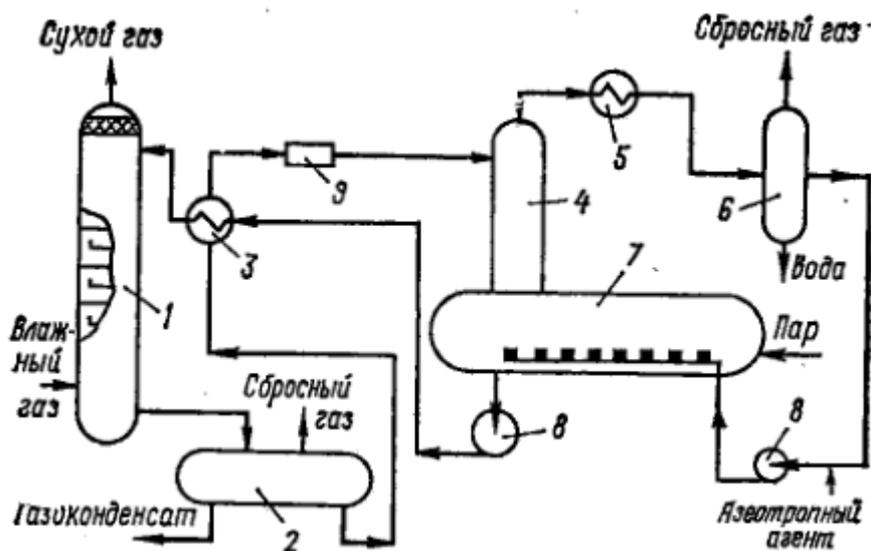


Рисунок 2.20 – Азеотропная ректификация

Насыщенный ТЭГ выводится с низа абсорбера 1 и направляется в сепаратор 2, далее проходит теплообменник, для предварительного нагрева РТЭГом. Проходит угольный фильтр 3 для удаления смол, и после поступает в десорбер 4. Температура в десорбере поддерживается на уровне 205 °С. В массообменной части десорбера происходит взаимодействие стекающего гликоля с азеотропным агентом, который подается в испаритель 7 насосом 8. Газообразная смесь отводится с верха десорбера и направляется в конденсатор 5. В сепараторе 6 происходит разделение на воду и азеотропный агент, который отводится из разделителя насосом 8 снова в испаритель.

Если в качестве азеотропного агента использовать толуол, то это может привести к выбросу токсинов, поскольку он хорошо может растворяться в воде, которая отводится из сепаратора 6. Для качественной регенерации гликоля и уменьшения рисков загрязнения окружающей среды, к азеотропному веществу предъявляются следующие требования:

- иметь способность образовывать азеотропную смесь с водой;
- ДНП должно быть низкое;
- низкая способность растворяться в гликоле;
- низкое значение теплоты парообразования.

### **3 Технология абсорбционной осушки газа на УКПГ №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

#### **3.1 Осушка газа**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны

### 3.2 Регенерация ДЭГа

Регенерация гликоля на УКПГ происходит под давлением 0,062 МПа (вакуум) и температуре 164 °С, путем выпаривания влаги из раствора гликоля в испарителе, где происходит процесс массообмена. После процесса абсорбции газа, насыщенный ДЭГ с концентрацией 95,3 – 97,4 % масс поступает на регенерацию и после прохождения всего цикла отправляется обратно на осушку газа с концентрацией до 99 % масс. Схема десорбции ДЭГа представлена в приложении А. Мощность системы регенерации ДЭГа составляет 80 м<sup>3</sup>/ч.

Насыщенный гликоль водой и метанолом после процесса абсорбции поступает по сборному коллектору и проходит через дросселирующую шайбу и отправляется в выветриватель (В-1/1-3). Там происходит отделения растворенного газа из НДЭГа, который был поглощен гликолем, в процессе массообмена в абсорбере. Давление в выветривателе поддерживается на уровне 0,3 – 0,5 МПа. Газ, который отделился на этой стадии, отправляется по трубопроводу, пройдя сперва регулятор давления, на ГФУ для сжигания промышленных сточных вод. Для поддержания давления в выветривателе предусмотрена автоматическая локальная систем, которая включает в себя датчик давления с пневматическим ходом, пневморегулятор, панель для дистанционного управления и клапн-регулятор типа ПОУ.

Также для предотвращения разгерметизации выветривателя при достижении максимального давления, предусмотрен специальный пружинный предохранительный клапан СППК, при давлении 0,57 МПа происходит срабатывание данного клапана и происходит сброс давления, газ отправляется на свечу для сжигания. Поддержание необходимого уровня НДЭГа производится с помощью клапана-регулятора ПОУ, который установлен на линии сброса насыщенного гликоля далее по технологической схема, также там установлен фильтр для очистки ДЭГа. Управление данным клапаном осуществляется с помощью пневматического регулятора и дистанционной панели. Уровень НДЭГа в емкости контролируется с помощью

буйкового пневматического уровнемера (УБП), для оповещения о максимальном или минимальном уровне установлен электроконтактный манометр.

Дегазация гликоля также может происходить в емкостях (Е/1-2) объемом 25 м<sup>3</sup> при атмосферном давлении, выделившийся газ отправляется на свечу для сжигания. Также данная ёмкость может выполнять следующие функции: сбор регенерированного ДЭГа, в случае, если емкость (Е-4) находится на ремонте; для отстоя ДЭГа от содержащего машинного масла; в качестве ёмкость для гликоля после его очистки; для дополнительной дегазации НДЭГа после прохождения теплообменника (Т-3) и далее в десорбер (Д-1); для подачи НДЭГа после теплообменника (Т-3) в испаритель;

После выветривателя насыщенный гликоль отправляется в трубное пространство рекуперативного теплообменника (Т-3), изображенного на рисунке 3.3, под воздействием избыточного давления. Для контроля давления и температуры на входе и выходе теплообменников, установлены местные манометры и термометры. В теплообменнике типа НДЭГ – РДЭГ происходит нагревание насыщенного гликоля до температуры 120-130 °С горячим потоком НДЭГа после его регенерации. Для измерения температуры после теплообменника, установлен термометр, показания которого передаются на пульт оператора.

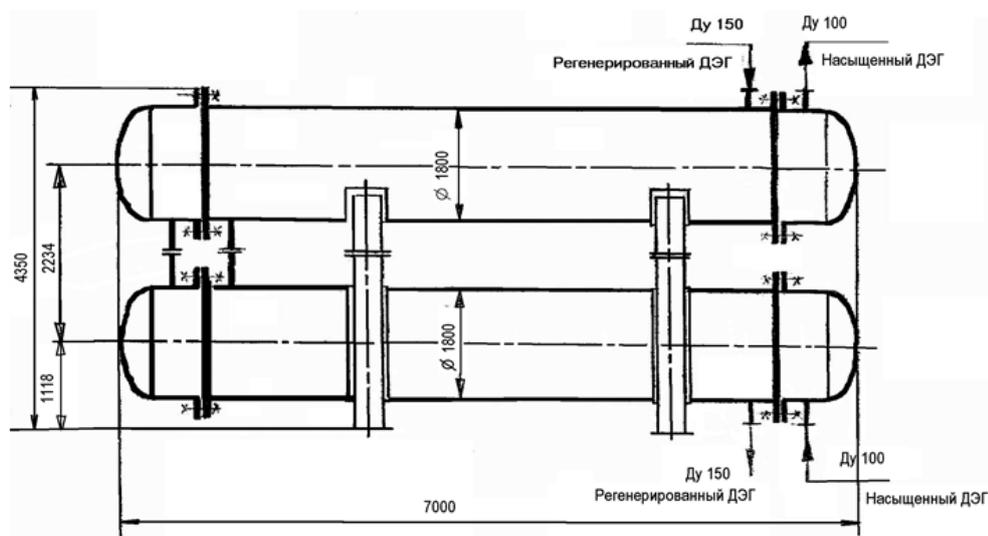


Рисунок 3.3 – Рекуперативный теплообменник Т-3

После нагревания НДЭГ отправляется для процесса массообмена в десорбер (Д-1/1-4) через арматурный блок. Десорбер представляет из себя вертикальную ёмкость (рисунок 3.4), внутри которой находятся 18 тарелок с колпачковыми массообменными элементами. При прохождении паров ДЭГа и воды через слой жидкости, высококипящая фракция остается в жидкой фазе, легкокипящая проходит далее на следующую тарелку, при этом гликоль двигается в противоположном направлении пара, т.е. вниз десорбера. Подача НДЭГа осуществляется на 10, 12 и полуглухую тарелку, а также на 14 тарелку. За счёт взаимодействия с парами, происходит нагрев НДЭГа до 130-145 °С и стекание на полуглухую тарелку. С полуглухую тарелки гликоль отправляется в два испарителя (И-1), которые соединены между собой последовательно.

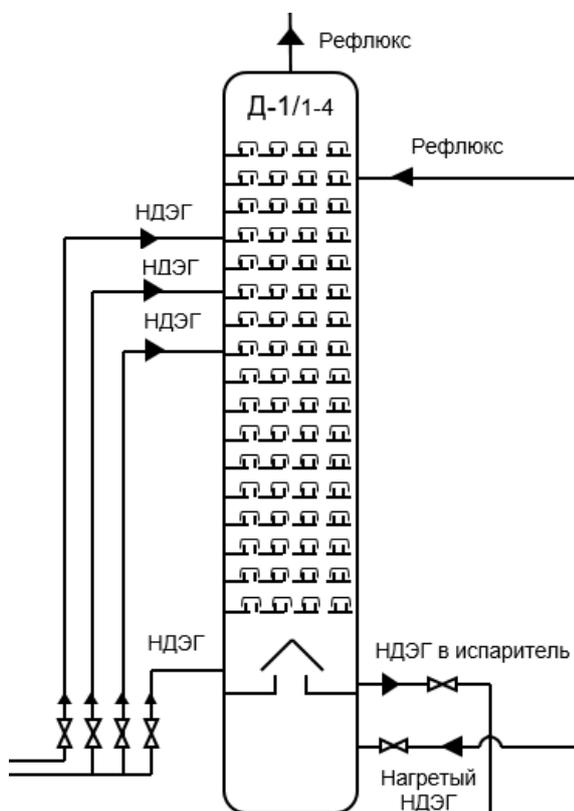


Рисунок 3.4 – Десорбер для регенерации ДЭГа

В испарителях происходит нагревание ДЭГа за счёт горячего пара в первом по счёту испарителе до температуры 155-160 °С и во втором до 160-164 °С. Горячий пар генерируется в котельной, за счёт испарения воды, и отправляется в испарители под давлением 0,73-0,88 МПа. Сконденсировавшийся пар возвращается обратно в котельную, для его

испарения. После пары ДЭГа, воды и метанола подводятся под полуглухую тарелку в десорбере с температурой 155-160 °С и далее поднимаются в массообменную часть, где происходит регенерация ДЭГа.

Накопление регенерированного ДЭГа происходит в втором по ходу испарителе, там установлена перегородка, при достижении уровня выше её высоты, происходит переливание РДЭГа в накопительную емкость. С помощью насосов (Н-4/4-1) происходит отбор регенерированного ДЭГа с температурой 160-164 °С и осуществляется подача в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника. Там происходит остывание РДЭГа до температуры 25-40°С и нагрев насыщенного гликоля до температуры 120-130 °С . Далее РДЭГ отправляется в емкость (Е-4), при необходимости производится охлаждение РДЭГа в воздушных холодильниках (ВХ-2а/1,2).

Контроль уровня регенерированного гликоля за перегородкой в испарителе осуществляется с помощью буйкового пневматического уровнемера (УБП), на выходе которого установлен электроконтактный манометр, для сигнализации на мнемосхеме о максимальном или минимальном уровне. Также к УБП подключен пневматический регулятор для дистанционного управления.

Для создания вакуума в десорберах используют вакуумные насосы (Н-6/1-5). Схема соединения данных насосов: десорбер (Д-1) – воздушные холодильники (ВХ-2) – емкость для хранения рефлюкса (Е-2) – вакуумные насосы (Н-6) – сепараторы и выход в атмосферу.

Верхним продуктом десорбера является рефлюкс (пары воды, метанола и в небольших количествах ДЭГа), которые выходят из него с температурой 70-80 °С и давлении 0,026-0,03 МПа. Далее рефлюкс необходимо охладить в воздушных холодильниках (ВХ-2/1-6) до температуры 20-40 °С, где в результате понижения температуры происходит конденсация паров, которые стекают в емкость (Е-2). Для поддержания необходимого температурного режим изменяется количество включенных вентиляторов, а также положение

в пространстве жалюзи, контроль можно осуществлять непосредственно возле холодильных установок или дистанционно на пульте.

Для эффективной конденсации гликоля, чтобы сократить его потери, связанные с уносом вместе с рефлюксом, в верхней части десорбера необходимо поддерживать температуру в диапазоне от 70 до 85 °С. Данный температурный режим поддерживается за счёт подачи рефлюкса насосом (Н-7\1) на 17 тарелку десорбера при температуре 25-40 °С из емкости (Е-2) через клапан-регулятор температуры верха и замерную диафрагму. Подача осуществляется не всем объёмом, который находится в емкости (Е-2), оставшаяся часть рефлюкса перекачивается на установку регенерации метанола с помощью насоса (Н-7/1).

Также для сохранения относительно низкой температуры вверху колонны, производится подача холодного НДЭГа на 14 тарелку десорбера, сперва пройдя клапан-регулятор температуры верха колонны.

Работа вакуумных насосом обеспечивается путем создания водяного кольца. Рабочий агентом является либо рефлюкс от насосов (Н-7), либо вода из пожарного кольца.

В процессе регенерации гликоля существуют безвозвратные потери, которые необходимо компенсировать. Для этого используется либо из емкости Е-4 с регенерированным гликолем, либо со склада хранения гликолей. Подача свежего ДЭГа осуществляется с помощью насоса (Н-10/1-14) в абсорберы через сетчатый фильтр.

### 3.3 Анализ и подбор термобарических условий для эффективной работы цеха регенерации ДЭГа

Поскольку месторождение находится на стадии падающей добычи, наблюдается тенденция снижения пластового давления и увеличения содержания влаги в газе. Как видно из графика (рисунка 3.5) при одной и той же температуре и при более низком давлении влажность газа увеличивается.

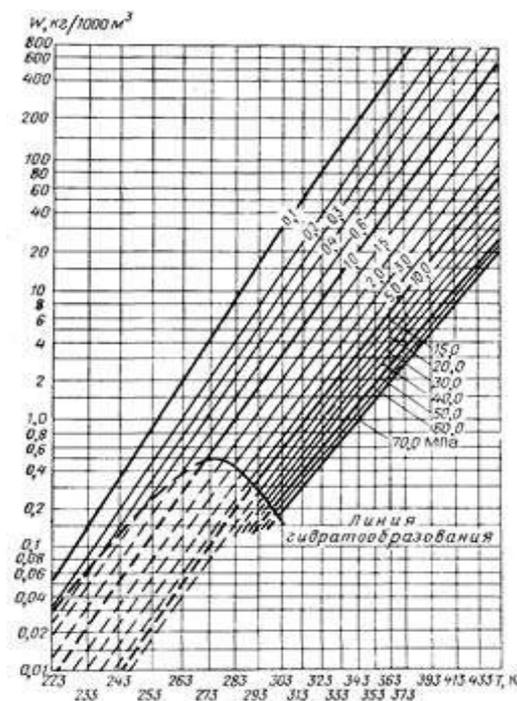


Рисунок 3.5 – Зависимость содержания влаги в газе от давления и температуры

В связи с этим, происходит увеличение нагрузки на оборудование абсорбционной осушки природного газа. В частности, необходимо увеличивать расход абсорбента, для достижения необходимой точки росы. Насыщенный диэтиленгликоль необходимо регенерировать на установки вакуумной регенерации. Таким образом увеличивается нагрузка на оборудование регенерации, что приводит к увеличению расхода добавочного свежего гликоля, а также увеличивается капельный унос ДЭГа. В связи с этим существует необходимость произвести более детальный анализ термобарических условий регенерации абсорбента и подобрать наиболее оптимальные и эффективные, чтобы сократить потери ДЭГа.

В ходе данного анализа термобарических условий регенерации, будут рассмотрены следующие критерии:

- Изменение концентрация регенерированного гликоля;
- Расход РДЭГа;

Для проведения данного анализа используется программный комплекс «Honeywell UniSim Design». Для этого необходимо выполнить следующие задачи:

1. Произвести моделирование регенерации диэтиленгликоля установки комплексной подготовки газа;
2. Получить необходимые данные;
3. Произвести анализ полученных данных и сделать выводы.

В результате выполнения первого этапа было проведено моделирование схемы регенерации гликоля (рисунок 3.6) в «Honeywell UniSim Design».

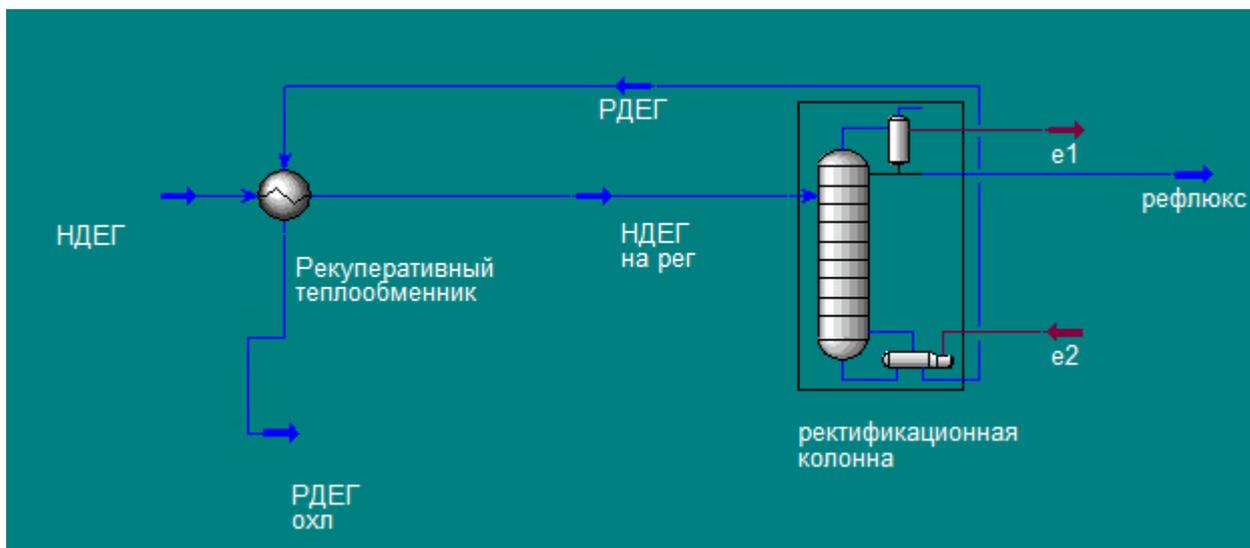


Рисунок 3.6– Модель регенерации гликоля

В ходе анализа процесса регенерации будут проведено исследование влияния следующих параметров: температура ребойлера, давление в ребойлере и конденсоре, перепад давления в колонне, концентрация и расход регенерированного диэтиленгликоля. По данным технологического регламента температура ребойлера может изменяться в пределах от 160 до 164 °С, давление ребойлера и конденсора от 40 кПа до 85 кПа. В исследовании

изучалось влияние термобарических условий колонны на расход и концентрацию целевого продукта. Результаты представлены в Приложении Б.

На полученных результатах, представленных в Приложении Б, были построены графики зависимости концентрации РДЭГа от давления и температуры ребойлера при перепаде давления в колонне 3 кПа представленные на рисунке 3.7.

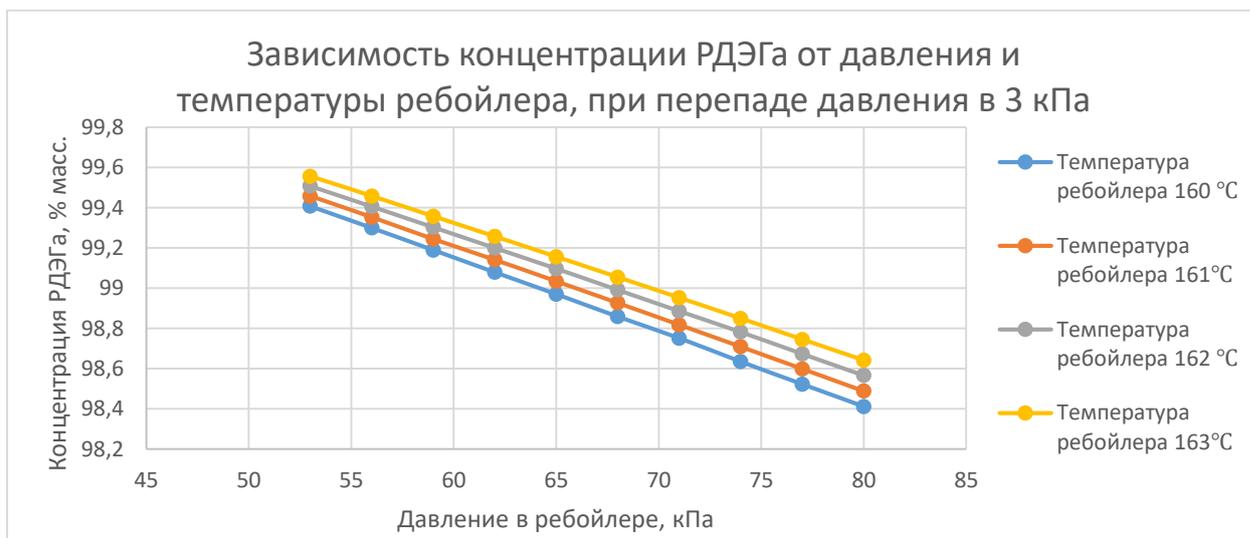


Рисунок 3.7 – Графики зависимости концентрации РДЭГа от давления и температуры ребойлера

Исходя из представленных зависимостей, можно сказать следующее: при повышении давления в ребойлере происходит понижение концентрации целевого продукта, а при повышении температуры наблюдается повышение концентрации. Стоит отметить, что при более низких значениях давления при различных температурах концентрации РДЭГа имеют более близкие значения, однако после повышения давления в ребойлере видно расхождение графиков друг от друга, т.е. значения концентрации целевого продукта при различных температурах имеют большее расхождение. Таки образом, можно сказать, чтобы повысить концентрацию РДЭГа необходимо производить понижение давления и повышение температуры в ребойлере.

Аналогичная ситуация наблюдается при перепадах давления в 5, 8 и 10 кПа между конденсором и ребойлером.

Далее рассмотрим зависимость расхода РДЭГа от давления и температуры ребойлера при перепаде давления в колонне 5 кПа представленную на рисунке 3.8.

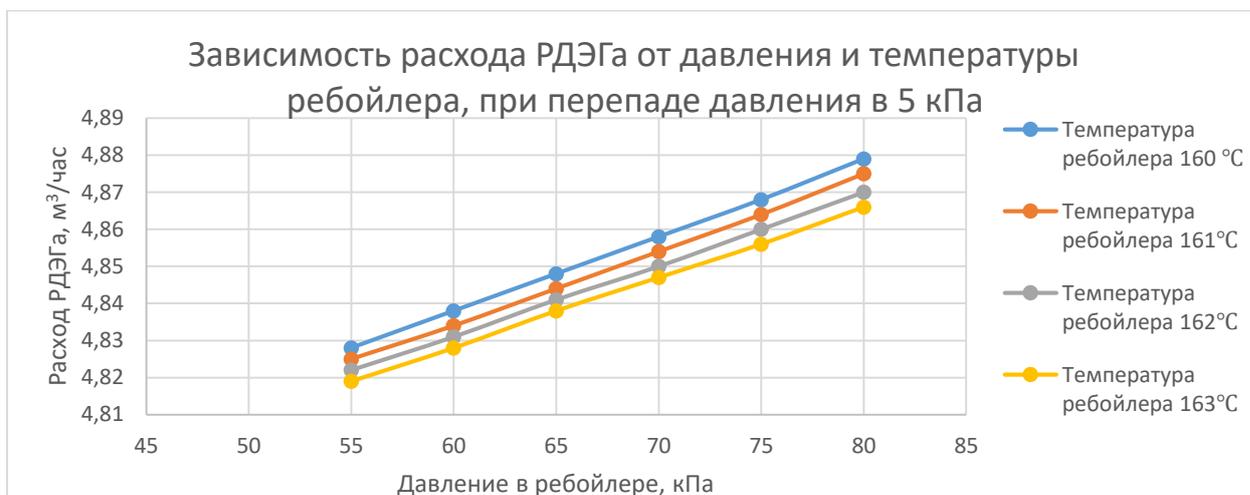
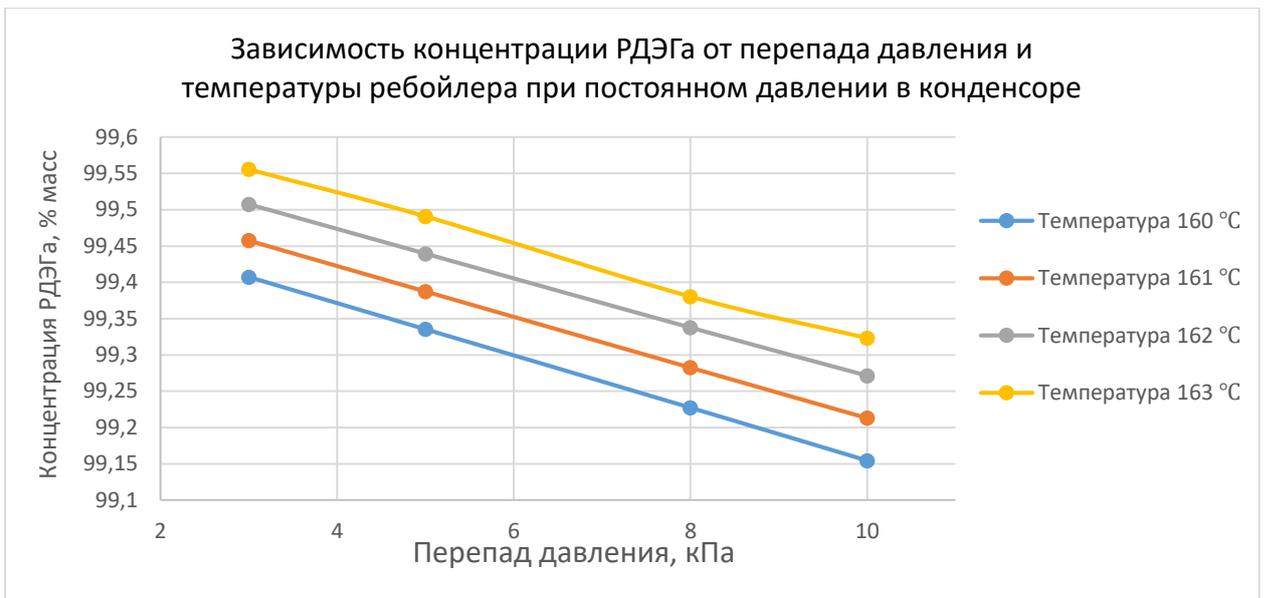


Рисунок 3.8 – График зависимости расхода РДЭГа от давления и температуры ребойлера при перепаде давления в колонне 5 кПа

На данном графике наблюдается идентичная ситуация, что и с концентрацией, только с точность наоборот. Поскольку при повышении температуры в ребойлере происходит уменьшение расхода, а при повышении давления наоборот, расход регенерированного ДЭГа увеличивается. Таким образом, если необходимо повысить расход РДЭГа после регенерации, необходимо повышать давление и понижать температуру, но необходимо помнить, что при этом происходит понижение концентрации абсорбента. Необходимо производить анализ и подбирать наиболее возможный расход РДЭГа, при условии, что его концентрации хватит для достижения необходимой ТТР по воде осушенного газа.

Аналогичная ситуация наблюдается в ректификационной колонне при перепаде давления в 3, 8 и 10 кПа.

Также на полученных данных в таблице 3.1, был произведен анализ влияние перепада давления и температуры ребойлера при постоянном давлении в конденсоре на концентрацию РДЭГа. Данная зависимость представлена на рисунке 3.9.



**Рисунок 3.9 – График зависимости влияние перепада давления и температуры ребойлера при постоянном давлении в конденсоре на концентрацию РДЭГа**

Исходя из графика, при повышении перепада давления в колонне, при постоянном давлении в конденсоре, происходит уменьшение концентрации регенерированного ДЭГа, а повышение температуры приводит к увеличению его степени регенерации. Поскольку давление в конденсоре имеет неизменное значение, перепад осуществляется за счёт изменения давления в ребойлере. Увеличение перепада происходит за счёт увеличения давления в ребойлере (поскольку давление в ребойлере не может быть ниже давления в конденсоре), а при увеличении давления в нижней части колонны приводит к уменьшению концентрации. Если давление выше, соответственно вода из НДЭГа испаряется в меньшей степени, что приводит к понижению концентрации, а значит расход увеличивается, поскольку в его составе присутствует больше воды.

На рисунке 3.10 представлен график зависимости расхода РДЭГа от перепада давления и температуры ребойлера при постоянном давлении в конденсоре.

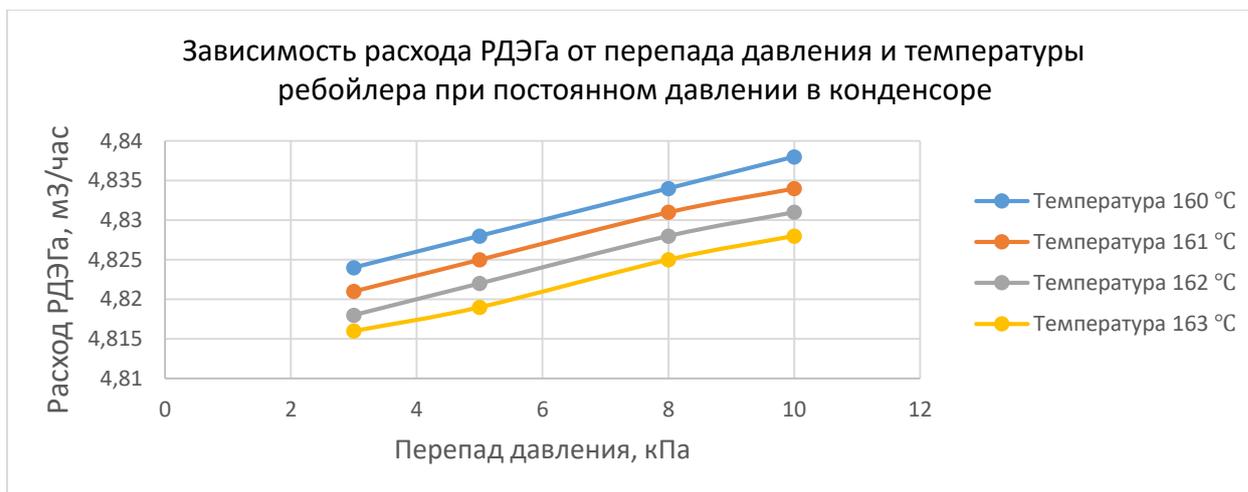


Рисунок 3.10 – График зависимости расхода РДЭГа от перепада давления и температуры ребойлера при постоянном давлении в конденсоре

Данная зависимость имеет аналогичный характер, что и с концентрацией РДЭГа, но только с точностью наоборот. При повышении перепада давления и понижении температуры в ребойлере происходит увеличение расхода. Поскольку происходит увеличение давления в ребойлере, а значит водная ваза в большей степени начинает оставаться в растворе, что приводит к увеличению расхода.

В ходе проведенного анализа работы цеха регенерации диэтиленгликоля, были подобраны два наиболее эффективные режимы работы ректификационной колонны.

Первые термобарические условия позволяют получить максимальную концентрацию РДЭГа в 99,56% масс. с расходом в 4,81 м<sup>3</sup>/ч. Для достижения таких показателей для целевого продукта колонны необходимо установить давление в ребойлере – 50 кПа, в конденсоре – 53 кПа, а температура низа колонны составляет 163 °C. Данный режим работа ЦРД наиболее актуальны для более поздних стадий разработки, когда большое влагосодержание в природном газе и необходимо использовать абсорбент с концентрацией более 99,5% масс., для достижения необходимой ТТР по воде.

Для подбора второго оптимального режима работы цеха регенерации ДЭГа, необходимо определить минимально допустимую концентрацию ДЭГа после его регенерации. На рисунке 3.11 изображена номограмма для

определения равновесной точки россы газа при его осушке ДЭГом, на которой отмечена зона красным цветом, которая будет удовлетворять требования по ТТР в  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  при температуре контакта в абсорбере в  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

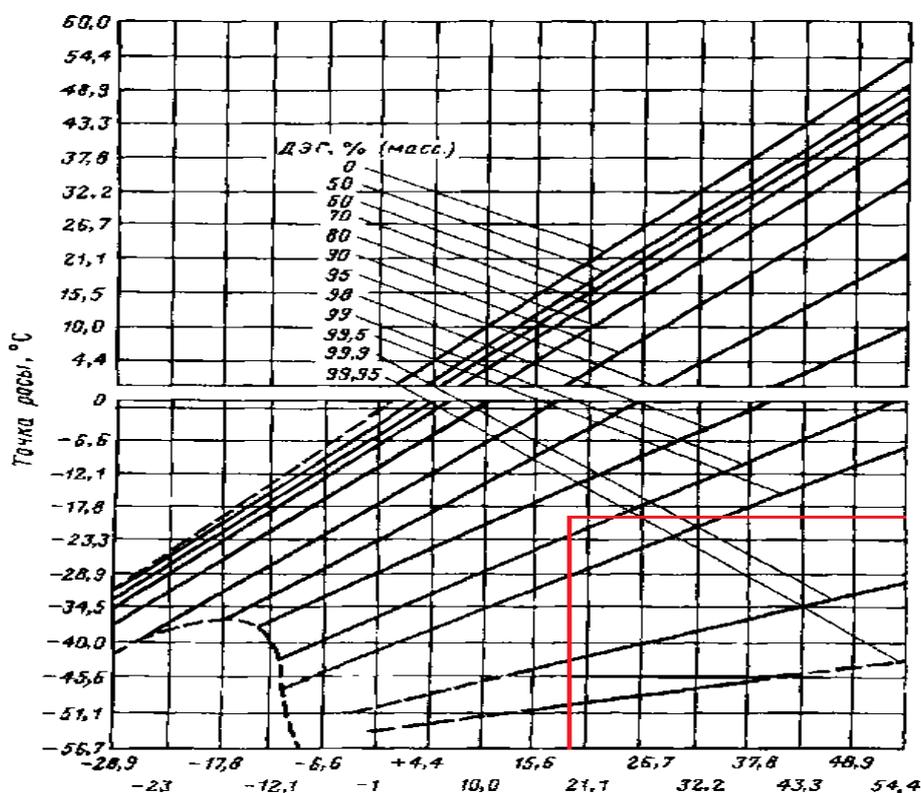


Рисунок 3.11 – Номограмма для определения равновесной точки россы газа при его осушке ДЭГом

Исходя из данного рисунка, минимальная концентрация РДЭГа должна составлять 98,8 % масс. Основываясь на данных проведенного анализа, были подобраны наиболее оптимальные условия при давлении в конденсоре в 70 кПа и ребойлере 75 кПа, температуре низа колонны  $163\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При данных термобарических условиях достигается концентрация РДЭГа 98,82 % масс., и расходом  $4,869\text{ м}^3/\text{ч}$ . Данные условия удовлетворяют минимально допустимой концентрации с максимальным расходом.

В ходе работы были предложены два термобарических режима работы ЦРД, для выявления наиболее экономически выгодного предложения, необходимо произвести расчёт. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Критерии эффективности	1 Режим работы	2 Режим работы	Рыночная стоимость ДЭГа, руб. за кг			
			Концентрация РДЭГа, % масс.	98,82	99,56	150 руб. Аквахим, Казань
Расход РДЭГа, м <sup>3</sup> /ч	4,869	4,81				

Рассчитаем сколько чистого ДЭГа получается после каждого режима работы, по следующей формуле:

$$G_{\text{ч ДЭГ}} = \frac{C_{\text{ДЭГ}} \cdot G_{\text{ДЭГ}}}{100}; \quad (3.1)$$

$G_{\text{ч ДЭГ}}$  – расход чистого ДЭГа после регенерации;

$C_{\text{ДЭГ}}$  – концентрация РДЭГа после его регенерации;

$G_{\text{ДЭГ}}$  – расход РДЭГа после его регенерации.

Рассчитаем расход чистого РДЭГа для первого варианта работы ЦРД:

$$G_{1, \text{ч ДЭГ}} = \frac{99,56 \cdot 4,81 \cdot 1118}{100} = 5377,58 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

$\rho_{\text{ДЭГ}} = 1118 \text{ кг/м}^3$  – плотность диэтиленгликоля.

Рассчитаем расход чистого РДЭГа для второго варианта работы ЦРД:

$$G_{2, \text{ч ДЭГ}} = \frac{98,82 \cdot 4,869 \cdot 1118}{100} = 5443,55 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

Разница между расходами:

$$G_{\text{эк, ч ДЭГ}} = G_{2, \text{ч ДЭГ}} - G_{1, \text{ч ДЭГ}} = 5377,58 - 5443,55 = 25,5 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

Таким образом, при термобарических условиях для второго варианта, расход чистого ДЭГа оказался больше. Далее необходимо рассчитать на сколько данный вариант является экономически выгодным, относительно первого.

В таблице 3.2 приведена стоимость ДЭГа у четырех производителей, средняя стоимость ДЭГа составляет:

$$C_{\text{ср, ч ДЭГ}} = \frac{150+70+75,2+138}{4} = 108,4 \text{ руб за кг.}$$

Экономия в денежном эквиваленте в час при использовании второго варианта составляет:

$$СТ_{\text{дЭГ}} = G_{\text{эк, ч дЭГ}} \cdot C_{\text{ср, ч дЭГ}} = 25,5 \cdot 108,4 = 2760 \frac{\text{руб}}{\text{ч}};$$

Экономия в год составляет:

$$СТ_{\text{дЭГ}} = 2760 \cdot 24 \cdot 365 = 1007234 \frac{\text{руб}}{\text{год}};$$

Таким образом, при использовании второго варианта термобарических условий для ректификационной колонны позволят сэкономить в год 1007234 рублей.

В ходе выполнения данной работы был произведен анализ влияния давления и температуры ребойлера, а также давления конденсора и перепад давления в колонне на эффективность работы ректификационной колонны. Удалось установить влияния давления и температуры на концентрацию и расход РДЭГа, данное влияние отражено в виде графических зависимостей, представленных на рисунке 3.7 – 3.10. Основываясь на полученных данных были подобраны два наиболее эффективных условий регенерации гликоля.

Первый вариант – давление в ребойлере 50 кПа, в конденсоре – 53 кПа, а температура низа колонны составляет 163 °С. Данные условия позволяют получить концентрацию РДЭГа в 99,56% масс. с расходом в 4,81 м<sup>3</sup>/ч. Данная концентрация является максимально возможной для данной установки.

Второй вариант – давлению в конденсоре в 70 кПа и ребойлере 75 кПа, температуре низа колонны 163 °С. При этом достигается значение концентрации РДЭГа 98,82 % масс., и расхода 4,869 м<sup>3</sup>/ч.

На сегодняшний день экономически целесообразно использовать второй вариант, поскольку его выгода относительно первого варианта в денежном эквиваленте составляет 1007234 рубля в год или 9294 кг/год. Использование первого варианта регенерации гликоля будет актуальна на более позднем этапе эксплуатации, когда пластовое давления и влагосодержание газа достигнут таких значений, что концентрации в 98,82% масс. будет не хватать для достижение необходимой температуры ТТР.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8Д	Пашкину Дмитрию Николаевичу

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение Школа</b>	отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием 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 30 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1.Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2.Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3.Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4.Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

**Перечень графического материала**

Оценка конкурентоспособности ИР  
Матрица SWOT  
Диаграмма Ганта  
Бюджет НИ  
Основные показатели эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8Д	Пашкин Дмитрий Николаевич		

## **4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

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.

Цель данной НИ (ВКР) – в обеспечении эффективности пропускной способности линейных сооружений в условиях эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений.

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

#### **4.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

В ходе исследования были рассмотрены две конкурирующие разработки осушителя различного состава:

1. Абсорбент – диэтиленгликоль;
2. Триэтиленгликоль.

Детальный анализ необходим, так как каждый вид абсорбента имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 4.1 продемонстрировано сравнение разработок-конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 4.1 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Актуальность исследования	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
2. Антигидратная активность	0,14	5	4	3	0,7	0,56	0,42
3. Не подвергает к коррозии и солеотложениям	0,18	5	4	2	0,9	0,72	0,36
4. Наличие схем регенерации	0,14	5	4	3	0,7	0,56	0,42
5. Простота изготовления	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
6. Эффективность работы	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
7. Безопасность	0,08	3	3	4	0,24	0,24	0,32
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена сырья	0,12	2	3	5	0,24	0,36	0,6
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	3	3	4	0,18	0,18	0,24
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>43</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>4,36</b>	<b>3,56</b>	<b>3,4</b>

Расчёт конкурентоспособности, на примере актуальности исследования, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (4.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл показателя.

Проведённый анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

#### **4.1.2 SWOT – анализ**

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

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, который проявились или могут проявиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий. Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 4.2.

**Сильные стороны.** Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

**Слабые стороны.** Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, который препятствуют достижению целей.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

<b>Сильные стороны инженерного решения (С)</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими;</li> <li>2. Не требует специального анализа оборудования для проведения анализа;</li> <li>3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа;</li> <li>4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы;</li> <li>2. Наличие стандартных, уже изученных абсорбентов;</li> <li>3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа;</li> <li>4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.</li> </ol>
<b>Возможности (В)</b>	<b>Угрозы (У)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение спроса на нестандартные виды поглотителей для осушки газа;</li> <li>2. Повышение количества оборудования, для которых нужно удалять осадки;</li> <li>3. Повышение стоимости различного оборудования;</li> <li>4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие спроса на новые виды поглотителей;</li> <li>2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители;</li> <li>3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции;</li> <li>4. Возможные неиспользование нового вида поглотителя ввиду наличия малого количества информации о свойствах.</li> </ol>

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон инженерного решения внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+) – Сильное соответствие сторон возможностям;

(-) – Слабое соответствие сторон возможностям;

(0) – Сомнения в выборе.

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	0
	B2	+	+	+	+
	B3	0	+	+	+
	B4	-	-	+	-

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта, можно сделать вывод о сильной корреляции B1B2C1C2, B1C3B2C3, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (табл. 4.4).

Таблица 4.4 – SWOT – анализ

<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими;</li> <li>2. Не требует специального анализа оборудования для проведения анализа;</li> <li>3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа;</li> <li>4. Доступная и простая методика для подбора эффективного осушителя.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы;</li> <li>2. Наличие стандартных, уже изученных абсорбентов;</li> <li>3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа;</li> <li>4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.</li> </ol>
<b>Сила и возможности (СИВ)</b>	<b>Слабость и возможности (СЛВ)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличить использование нестандартного вида абсорбента;</li> <li>2. Максимально улучшить качество и результаты работ по осушке газа;</li> <li>3. Усовершенствовать работу и знания кадров;</li> <li>4. Внедрить ранее неиспользованную аппаратуру, либо технологию для улучшения методики.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие необходимости внедрения различного вида новых растворителей для удаления газовых гидратов;</li> <li>2. Возможное приобретение ГПЗ различных приборов для проведения анализа по данной методике ввиду их малой стоимости;</li> </ol>
<b>Сила и угрозы (СИУ)</b>	<b>Слабость и угрозы (СЛУ)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. На данный момент разрабатываются все более улучшенные технологии для усовершенствования работ по осушке газа, в силу этого возможно увеличение спроса за счет низкой стоимости анализа;</li> <li>2. Так как анализ по данной методике не требует специального оборудования и специалистов, возможно возрастет конкуренция между компаниями, которые разрабатывают стандартные абсорбенты</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ввиду отсутствия определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности абсорбента возможное отсутствие спроса;</li> <li>2. Неиспользование нестандартных абсорбентов из-за неточностей в работе и малого количества собранной информации.</li> </ol>

В результате SWOT – анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над её 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:

- Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- Определение участников каждой работы;
- Установление продолжительности работ;
- 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 составлен перечень этапов работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер

#### Продолжение таблицы 4.5

	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

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

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (4.2)$$

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

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел. – дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как

удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i} \quad (4.3)$$

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

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

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

Пример расчета (составление и утверждение технического задания), для остальных работ расчет проводится аналогично:

$$t_{ож} = \frac{3 * t_{min} + 2 * t_{max}}{5} = \frac{3 * 4 + 2 * 8}{5} = 6 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_p = \frac{t_{ож}}{ч} = \frac{6}{1} = 6 \text{ дней.}$$

#### 4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, продолжительность каждого из этапов работ следует из рабочих дней перевести в календарные. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал} \quad (5.4)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$  – й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$  – й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (5.5)$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году;

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

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчеты временных показателей 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		$t_{\text{ожг}}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения ВКР	2	2	4	5	2,8	3,2	2,9	4
3. Обзор научной литературы		7		9		7,8	7,8	12
4. Выбор методов исследования		3		5		3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	3	5	6	7	4,2	5,8	5	7
6. Подготовка образцов для эксперимента		5		7		5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента		16		19		17,2	17,2	25
8. Обработка полученных данных		9		12		10,2	10,2	15
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		9		11		9,8	9,8	15
<b>Итого:</b>	9	59	18	80	12,6	67,4	68,6	102

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

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	$T_{ki}$ кал. дн.	Продолжительность работ													
				февр			март			апр			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп1	4	■													
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп1 Исп2	4	■													
3	Обзор научной литературы	Исп2	12		■												
4	Выбор методов исследования	Исп2	6			■											
5	Планирование эксперимента	Исп1 Исп2	7			■											
6	Подготовка образцов для эксперимента	Исп2	9				■										
7	Проведение эксперимента	Исп2	25					■									
8	Обработка полученных данных	Исп2	15							■							
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп1 Исп2	5									■					
10	Составление пояснительной записки	Исп2	15											■			

Примечание:

■ – Исп. 1 (научный руководитель), ■ – Исп. 2 (инженер)

### 4.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;

- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР

#### 4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Материальные затраты, необходимы для данной разработки, заносим в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Перчатки резиновые	Шт	10	50	500
Очки	Шт	5	360	1900
Фартук резиновый	Шт	5	647	3235
Природный газ	М <sup>3</sup>	200	105	21000
Вода	Л	100	46	4600
ДЭГ	кг	50	120	6000
ТЭГ	кг	50	130	6500
<b>ИТОГО</b>				43735

#### 4.3.2 Расчёт амортизации специального оборудования

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:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (4.6)$$

где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (4.7)$$

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

Таблица 4.9 – Затраты на оборудование

№ 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	Блочная компрессорная установка	1	15	3	0,07	4900000	81667	
2	Разделитель	1	13	3	0,08	1450000	27885	
3	Ректификационная колонна	1	10	3	0,10	7500000	187500	
4	Пусковой нагреватель	2	8	3	0,13	800000	25000	
5	Огневая печь	1	8	3	0,13	2100000	65625	
6	Промежуточный теплообменник	2	12	3	0,08	588000	12250	
7	Воздушный холодильник	1	10	2	0,10	270000	4500	
8	Подогреватели	1	12	3	0,08	370000	7708	
9	Сепаратор ДЭГа	1	17	3	0,06	900000	13235	
10	Сборник ДЭГа	1	15	3	0,07	750000	12500	
11	Фильтр ДЭГа	1	8	2	0,13	390000	8125	
12	Водокольцевой насос	1	10	3	0,10	1600000	40000	
13	Насос подачи газа	1	8	3	0,13	1540000	48125	
14	Водяной холодильник	1	5	3	0,20	430000	21500	
<b>Итого:</b>							576209 руб.	

### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемые ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30% от тарифа или оклада.

Месячный должностной оклад для руководителя:

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 18151,58 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 35396 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 18555 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 36183 \text{ руб.}$$

где  $Z_{TC}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3;

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M * M}{F_d}, \quad (5.8)$$

где  $Z_M$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дней  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 4.10).

Таблица 4.10 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Научный руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество не рабочих дней:		
выходные дни	44/14	48/14
праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуска	48/7	24/7
- невыходы на работу		
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	272

Таким образом, для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{35396 * 11,2}{272} = 1457,5 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{36183 * 10,4}{252} = 1493,3 \text{ руб.},$$

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}},$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 1457,5 * 12,6 = 18364,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 1493,3 * 67,4 = 100648,4 \text{ руб.}$$

Все расчёты представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$ , руб	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ , руб	$Z_{\text{дн}}$ , руб	$T_{\text{р}}$ , раб. дн	$Z_{\text{осн}}$ , руб
Руководитель	18151,58	0,3	0,2	1,3	35396	1457,5	12,6	18364,5
Инженер	18555	0,3	0,2	1,3	36183	1493,3	67,4	100648,4
Итого $Z_{\text{осн}}$ , руб								119012,9

### 4.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}, \quad (4.9)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Тогда для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 18364,5 = 2387,4 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 100648,4 = 13084,3 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп общ}} = 2387,4 + 13084,3 = 15471,7 \text{ руб.}$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0,13.

#### 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.10)$$

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (18364,5 + 2387,4) = 6941,8 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.11)$$

$$Z_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (100648,4 + 13084,3) = 34119,8$$

руб.

$$Z_{\text{внеб общ}} = 34119,8 + 6941,8 = 41061,6 \text{ руб.}$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

#### 4.3.5 Накладный расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 4.12 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
576209	43735	119012,9	15471,7	41061,6	795490,2

Величина накладных расходов определяется по формуле (5.12):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.12)$$

$$Z_{\text{накл}} = 795490,2 \cdot 0,2 = 159098 \text{ руб.}$$

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

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ по форме, приведенной в таблице 4.13. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 4.13 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	43735	43735	43735
2	Затраты на специальное оборудование	576209	589332	581151
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	119012,9	119012,9	119012,9
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15471,7	15471,7	15471,7
5	Отчисления во внебюджетные фонды	41061,6	41061,6	41061,6
6	Накладные расходы	159098	159098	159098
Бюджет затрат НИР		954588,2	967711,2	959530,2

#### 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) Ингибитор в составе этиленгликоль  $C_2H_6O_2$ ;
- 2) Ингибитор в составе триэтиленгликоль  $C_6H_{14}O_4$ ;

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.17)$$

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

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 954588,2$  руб,  $\Phi_{\text{исп.2}} = 967711,2$  руб,  $\Phi_{\text{исп.3}} = 959530,2$  руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{954588,2}{967711,2} = 0,98$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. 2}} = \frac{\Phi_{\text{исп2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{967711,2}{967711,2} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. 3}} = \frac{\Phi_{\text{исп3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{959530,2}{967711,2} = 0,992$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с перевесом признан считаться более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов выполнения НИР ( $I_{pi}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.14).

Таблица 4.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности	0,2	5	3	4
2. Стабильность работы	0,2	5	4	3
3. Технические характеристики	0,25	5	3	4
4. Химические свойства	0,2	4	4	5
5. Материалоёмкость	0,15	5	4	5
ИТОГО	1	4,8	3,5	4,1

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 3,5$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,1$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (4.18)$$

$$I_{тек.пр} = \frac{4,8}{0,98} = 4,9; I_{исп2} = \frac{3,5}{1} = 3,5; I_{исп3} = \frac{4,1}{0,992} = 4,13.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 4.15).

Таблица 4.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	1	0,992
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	3,5	4,1
3	Интегральный показатель эффективности	4,9	3,5	4,13
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,76	0,81

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2Б8Д		Пашкину Дмитрию Николаевичу	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	21.03.01 Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Повышение эффективности работы установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b> Характеристика объекта исследования и области его применения.</p>	<p>Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа, в частности цех регенерации гликоля</p> <p>Областью применения является разработка и эксплуатация месторождения</p> <p>Рабочей зоной является цех регенерации гликоля</p> <p>Размеры помещения составляют 100*50 метров</p> <p>Количество и наименование оборудования: десорберы, огневые печи, емкости, насосы водокольцевые, отстойники, разделители, емкости с угольными фильтрами, задвижки.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров работы процесса регенерации гликоля, обслуживание резервуаров.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <p style="text-align: center;">—</p>	<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях.</li> <li>- При проектировании объектов необходимо руководствоваться "Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках" НТП 1.8-001-2004 "Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа"</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p><b>2.1 Анализ потенциально вредных факторов</b></p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего (ГОСТ 12.1.005-88)</li> <li>- Повышенный уровень шума (ГОСТ 12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ 12.1.012-90) на рабочем месте</li> <li>- Тяжесть и напряженность труда (Р2.2.755-99)</li> </ul>

	<p>-Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека (ГОСТ 12.1.007-76)</p> <p>- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</p> <p>2.2 Анализ потенциально опасных факторов</p> <p>- Эксплуатация оборудования, работающих под давлением;</p> <p>- Производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>- Пожаробезопасность и взрывобезопасность.</p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Анализ воздействия на селитебную зону (выбросы паров газа при аварии и выбросах вредных веществ);</p> <p>Анализ воздействия на литосферу (твёрдые бытовые и строительные отходы, разлитие растворов и химических агентов);</p> <p>Анализ воздействия на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды);</p> <p>Анализ воздействия на атмосферу (выбросы паров газа и метанола).</p> <p>Решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации оборудования регенерации гликоля;</p> <p>Наиболее типичная ЧС – аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек, не герметичных соединениях;</p> <p>Геологические воздействия (землетрясение, цунами, ураган и т.д.);</p> <p>Пожарная и взрывная опасность</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Пашкин Дмитрий Николаевич		

## **5 Социальная ответственность**

В данной работе объектом исследования является промышленная установка комплексной подготовки газа (УКПГ) с применением осушки газа методом абсорбции природного газа. Установка предназначена для сбора, подготовки газа и конденсата на газоконденсатных месторождениях в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых и государственных стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа СТО Газпром 089-2010 [2].

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Разработка месторождений нефти и газа в Западной Сибири, относится работам по извлечению труднодобываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей. Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда.

Исходя из статьи номер 91, трудового кодекса, можно сделать вывод, максимально возможное рабочее время не должно превышать 40 часов в неделю. Однако в связи со спецификой некоторых работ в нефтегазовой отрасли, данное положение не всегда выполняется. Аргументируется это тем, что большую часть работ в отрасли, относят к вредным или опасным, следовательно, для работников должно быть снижено максимально возможное время работы на 3 или 4 часа в неделю. Также приказом работодателя, должны быть установлены нормативы по прекращению работы на открытом воздухе.

Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать, исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями.

Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения. Установка монтируется на открытой площадке. Состав каждой конкретной установки определяется заказчиком согласно проекту привязки, в зависимости от конкретных условий [40].

## **5. 2 Производственная безопасность**

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Обслуживание оборудования регенерации гликоля;	1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ССБТ ГОСТ 12.1.005-88.
2. Работа с машинами и механизмами;	2. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте	(ГОСТ 12.1.003-83) (ГОСТ 12.1.012-90)
3. Установка и снятие заглушек.	3. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	ГОСТ 12.1.007-76.
	4. Тяжесть и напряженность труда	Р2.2.755-99
	5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016; СНиП 23-05-95
	6. Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.009-2017
	7.Эксплуатация оборудования, работающих под давлением	
	8. Пожаробезопасность и взрывобезопасность	ГОСТ Р 12.3.047-2012

### **5.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов**

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

Работы на газодобывающем предприятии часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на рабочих различных метеорологических условий. Согласно правилам безопасности, рабочие выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия неблагоприятных погодных условий. При проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов СанПиН 2.2.4.548-96: специальной одеждой и обувью; обустройства козырьков над рабочим местом; в зимнее время оборудование помещений, целью которых является обогрев рабочих.

На рабочих местах и в производственных помещениях, осуществляют постоянный контроль воздуха рабочей зоны.

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней.

#### **Повышенный уровень шума и вибрации**

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессора на ДКС, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи. Компрессора на ДКС имеют достаточно большую массу и обороты, составляющей производственного шума имеют уровни значительно меньше ПДУ и практически не оказывают вредного воздействия на обслуживающий персонал. Для обеспечения безопасности при работе на скважинах и непосредственной близости от них, для операторов по добыче и исследованию скважин, созданы санитарно-гигиенические нормативы условий труда. По этим нормам основными источниками опасных и вредных факторов производственной сферы являются шум и вибрация.

При добыче газа шумы значительной силы возникают на компрессорных

станциях при капитальном ремонте скважин и при выполнении многих других производственных операций. Нормирование условий труда по шуму осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Общая вибрация на рабочих местах нормируется по ГОСТ 12.1.012-78, что позволяет оценить опасность воздействия вибрации на рабочих.

При организации технологических процессов, создающих шум, предусмотреть применение методов, снижающих уровни шума в источнике его возникновения:

- применение малозумных технологических процессов и оборудования;
- применение дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение звукоизолирующих ограждений-кожухов;
- устройство звукопоглощающих облицовок и объемных поглотителей шума;
- применение вибропоглощения (достигается покрытием вибрирующих частей оборудования и специальными демпфирующими материалами, имеющими высокое внутреннее трение) и виброизоляции (для снижения уровня шума вибрирующие агрегаты устанавливаются на амортизаторы или на специальные фундаменты).

### **Тяжесть и напряженность труда**

При проектировании оборудования необходимо учитывать условия его работы с принятием необходимых запасов прочности. Контрольно-измерительная аппаратура должна применяться регулярно, для того чтобы вовремя выявить опасные нарушения в режиме работы оборудования.

Необходимыми условиями являются: применение средств блокировки

(ограничителей подъема нагрузок), исключая неправильные действия обсуживающего персонала. Также средства блокировки позволяют своевременно вывести рабочих из опасных зон и при возможности дистанционно управлять процессом. Одним из наиболее важных процессов, которые относятся к мероприятиям по технике безопасности, является периодический осмотр и проведение испытаний оборудования и механизмов. Для предотвращения разрывов оборудования вследствие повышения давлений применяются различные предохранительные устройства.

Насосное хозяйство по вводу ДЭГа на установке осушки газа должно, быть соответствовать требованиям, предъявляемым к оборудованию и устройству пожароопасных помещений.

Необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски газа или конденсата необходимо немедленно устранить в присутствии наблюдающего.

В производственных помещениях и на рабочих местах для принятия своевременных мер по предотвращению возможности содержания в воздухе вредных веществ, превышающих предельно - допустимые санитарные нормы и требования взрывобезопасности, осуществляется постоянный контроль качества воздуха (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Средняя тяжесть	17-19	40-60	0,2
Теплый	Средняя тяжесть	20-22	40-60	0,3

Также применяют промышленную вентиляцию для удаления из производственных помещений и рабочих мест воздуха, содержащего различные взрывоопасные и вредные вещества и подачи внутрь помещений и к рабочим зонам чистого наружного воздуха, для улучшения температурных условий помещения.

На газовых компрессорных станциях место забора приточного воздуха располагают на расстоянии не менее 8 метров от выброса выхлопных газов компрессоров.

Для ведения работы в зимний период, производственные помещения должны быть оборудованы, системой местного или центрального отопления, что позволит создать благоприятные условия для работы обслуживающего персонала.

### **Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека**

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа; конденсат; водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму–взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность. Содержание газа в воздухе в количествах, снижающих в нём концентрацию кислорода от 21 до 15% объёмных при вдыхании может привести к удушью. При сепарации газожидкостной смеси на входе УКПГ и в процессе низкотемпературной сепарации выделяется газовый конденсат.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол-сильный яд, действующий на нервную и сердечно сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая

концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м<sup>3</sup>.

Для смазки трущихся частей механизмов на станции применяются минеральные масла, в том числе электронасосных агрегатов-масло турбинное ТП-22С. В системе продувки инертным газом применяется азот.

Азот инертный газообразный газ, бесцветный, невзрывоопасный, нетоксичный, накопление азота вызывает явление кислородной недостаточности и удушья.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установкам в соответствии с ГОСТом 12.4.034-85 выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

#### **Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без

пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения [33, 38].

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м<sup>2</sup>.

### **5.2.2 Анализ потенциальных опасных факторов**

«Я» газопромислое управление представляет сложную структуру производства, в котором задействован труд человека в разной степени опасности производственных факторов, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда. Наиболее опасные и вредные производственные факторы могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства.

Опасные факторы на газовом промысле обусловлены:

- необходимостью обслуживания фонтанной арматуры газовых скважин, газопроводов, сепараторов, компрессоров и другого оборудования, находящихся под высоким давлением;
- выделение газа через негерметичную запорную арматуру, через сальниковые и фланцевые уплотнения, представляющие опасность взрыва и
- отравление людей;
- применение в процессе добычи газа вредных веществ (метанола, ДЭГа, газового конденсата, кислот и др.);
- необходимостью проведения газоопасных и огневых работ;
- необходимостью применения электрофицированного инструмента;

- необходимостью применения паровых и водогрейных котлов и утилизации тепла высокой температуры и давления;
- необходимостью применения грузоподъемных кранов и приспособлений;
- необходимостью применения колесной и гусеничной техники;
- работой на открытом воздухе при низких температурах и воздействии кровососущих насекомых;
- необходимостью работ с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

### **Эксплуатация оборудования, работающих под давлением**

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью 1м<sup>3</sup>, находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа, составляет 13 МВт.

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены "Правилами

устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ 03-576-03 [37]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их [36].

#### **Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Электрооборудование в здании должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83 [35].

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- Специальную одежду антиэлектростатическую;
- Средства защиты рук антиэлектростатические;
- Специальную обувь антиэлектростатическую;
- Предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца).
- Предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим

током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

### **Пожаробезопасность и взрывобезопасность**

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [36]. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. (таблица 5.2). Для взрывоопасных и

пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

На установке комплексной подготовки газа предусмотрено наружное пожаротушение, с использованием водонапорной сети диаметром 159,5 миллиметров и незамерзающих пожарных гидрантов. На площади УКПГ устанавливают два резервуара, емкостью по 1000 м<sup>3</sup>, для хранения пожарного запаса воды. Емкости оснащены огневым подогревом.

Все помещения обязаны быть укомплектованы средствами пожаротушения, а также пожарным инвентарем, который предусмотрен действующим нормативом [40].

В качестве средств пожаротушения рекомендуется применять пар, воду, углекислый газ, песок, химические порошки в соответствии с технологическими требованиями. Запрещается использование противопожарного оборудования для иных целей.

На УКПГ наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно.

Внутреннее пожаротушение, кроме автоматического, осуществляется из внутреннего противопожарного водовода, через установленные на нем краны, количество которых соответствует параметрам помещений.

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вентиляционных систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вентиляционных систем обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях промстока установлены гидрозатворы.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее 0,05 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> объема взрывоопасного помещения.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

### **5.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Атмосферный воздух в районе НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций; для сжигания загрязненных промышленных стоков на горизонтальных факельных установках (ГФУ).

Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества [30].

В целях обеспечения содержания вредных веществ в приземном слое атмосферы в количествах, не превышающих их предельно-допустимую концентрацию в воздухе, по каждому стационарному источнику выбросов расчетным путем (с учетом рассеивания) определены максимальные величины предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Основные мероприятия, проводимые в ООО "Газпром добыча Ямбург" по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают и себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;
- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ;
- утилизацию промстоков путем закачки их в поглощающие горизонты вместо сжигания с природным газом на ГФУ.

### **5.3.2 Мероприятия по охране водных объектов**

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к

самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в компании подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно-очистных сооружениях (КОСах). Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, а в аварийных случаях сжигаются на горизонтальных факельных установках.

Эффективность очистки сточной воды на КОСах постоянно контролируется работниками технологической (ПХБЛ) и ведомственной лаборатории охраны окружающей среды (НИЛ ООСиПС Управления НИПР)

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов компании.

### **5.3.3 Мероприятия по охране литосферы**

Почвы в условиях Крайнего Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) - стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время - в течение 90-100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв компания осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий НГКМ, универсальной травосмеси;

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома на отдельно отведенных площадках;

- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;

- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимней период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООСиПС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промысла, промзоны, жилых поселков.

#### **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В результате аварий на производстве, возникают так называемые чрезвычайные ситуации. Они практически всегда сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей. Для газовой промышленности характерны такие производственные аварии как:

- аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.;
- пожары;
- взрывы.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;
- полное отключение электроэнергии;
- прорыв газа;
- возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха в контрольно-измерительные приборы и аппаратуру установку, работа установки не останавливается. Регулирование подачи воздуха происходит в ручном режиме, то есть оператор руководствуется только показаниями приборов

установленных по месту. Если устранить данную таким способом проблему не представляется возможным, необходимо произвести нормальную остановку УКПГ.

На случай повсеместного отключения электроэнергии, на промысле имеются автоматизированные электростанции. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления.

Аварийная остановка установки комплексной подготовки газа, при возникновении чрезвычайной ситуации, производится в следующей последовательности:

- Остановка технологической нитки;
- Сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа;
- Немедленное прекращение всех огневых работ на промысле;
- Устранение дефекта.

При возникновении пожара на установке, остановка установки осуществляется в следующей последовательности:

- В аварийном режиме остановить установку;
- Произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
- Вызов пожарной команды;

По возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады, своими силами.

## Заключение

В результате выполнения бакалаврской работы, была описана и разобрана схема абсорбционной осушки УКПГ №Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, в частности процесс регенерации ДЭГа. Поскольку данное месторождение находится на падающей стадии добычи, происходит снижение пластового давления и добычи природного газа. Также увеличивается содержание влаги в газе. Данные характерные особенности приводят к тому, что возникают трудности в процессе абсорбционной осушки природного газа, в частности увеличивается нагрузки на абсорберы по жидкости, есть необходимость увеличения расхода осушителя, также увеличиваются безвозвратные потери гликолей.

В программной среде «Honeywell UniSim Design» был смоделирован процесс регенерации ДЭГа. Основываясь на данной модели удалось установить влияния давления и температуры на концентрацию и расход РДЭГа, данное влияние отражено в виде графических зависимостей, представленных на рисунке 3.7 – 3.10. Опираясь на результаты исследования удалось повысить эффективности работы установки комплексной подготовки газа №Х. Были подобраны два наиболее оптимальных режима работы ЦРД:

Первый вариант – давление в ребойлере 50 кПа, в конденсоре – 53 кПа, а температура низа колонны составляет 163 °С. Данные условия позволяют получить концентрацию РДЭГа в 99,56% масс. с расходом в 4,81 м<sup>3</sup>/ч. Данная концентрация является максимально возможной для данной установки.

Второй вариант – давлении в конденсоре в 70 кПа и ребойлере 75 кПа, температуре низа колонны 163 °С. При этом достигается значение концентрация РДЭГа 98,82 % масс., и расхода 4,869 м<sup>3</sup>/ч.

На сегодняшний день экономически целесообразно использовать второй вариант, поскольку его выгода относительно первого в денежном эквиваленте составляет 1007234 рубля в год или 9294 кг/год. Использование первого варианта регенерации гликоля будет актуальна через определенный промежуток времени, когда пластовое давления и влагосодержание газа

достигнут таких значений, что концентрации в 98,82% масс. будет не хватать для достижение необходимой температуры ТТР. Тогда будет необходимость применения термобарических условий, которые позволяют получить концентрацию диэтиленгликоля в 99,56% масс.

## Список литературы

1. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Тюмень, 2013. – 100 с.
2. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 15 с.
3. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1999. – 473 с.
4. Кравцов А.В. Технические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа. / Кравцов А.В., Ушева Н.В., Бешагина Е.В. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.
5. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1998. – 479 с.
6. Халиф А.Ф. Осушка углеводородных газов / Халиф А.Л., Жданова Н.В. – М.: Изд-во «Химия», 1984. – 192 с.
7. Истомин В.А. Основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России: Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» О ходе работ по обеспечению качества добываемого газа, транспортируемого и поставляемого потребителям, в том числе и на экспорт, природного газа. - ВНИИГаз. – М.: ИРЦ Газпром, 1998.;
8. Кудияров Г.С., Истомин В.А., Прокопов А.В., Зиазов Р.Н., Куркин Е.В. Осушка газа и извлечение метанола в абсорберах УКПГ сеноманской залежи Ямбургского месторождения // НефтеГазоХимия. 2020. № 2. С. 42–46.
9. Кусков, Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 ЯНГКМ. Модернизация аппаратов осушки газа / Г.В. Кусков, О.В. Савенко. – Кубань: Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле, 2016. – 52-72 с.

10. Мурин В.И. Технология переработки природного газа и конденсата: справочник: В 2 ч. / Мурин В.И., Кисленко Н.Н., Сурков Ю.В. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 517 с.
11. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Бекиров Т.М., Ланчков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999, – 596 с.
12. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №Х Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2018. – 79 с.
13. Иканин А.А., Магарил Р.З. Опыт применения триэтиленгликоля на УКПГ // Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. - С. 256-257.
14. Геологический отчёт ООО Ямбурггаздобыча - М.: РАО ГАЗПРОМ, 20010. - 90 с.;
15. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения: РАО "ГАЗПРОМ" от 6 мая 1996. - 54 с.
16. Коротаев Ю.П. Избранные труды: В 3 т./Под ред. Р.И. Вяхирева. – М.: Недра, 1999 – Т. 3. – 364 с.
17. Мировые запасы природного газа // iFinance URL: <http://global-finances.ru/mirovyie-zapasyi-gaza/> (дата обращения: 16.05.2022).
18. Добыча газа и нефти // Газпром URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/> (дата обращения: 16.05.2022).
19. Состояние разработки Ямбургского газоконденсатного месторождения // Studbooks.net URL: [https://studbooks.net/1758231/geografiya/sostoyanie\\_razrabotki\\_yamburgskogo\\_gazokondensatnogo\\_mestorozhdeniya](https://studbooks.net/1758231/geografiya/sostoyanie_razrabotki_yamburgskogo_gazokondensatnogo_mestorozhdeniya) (дата обращения: 10.05.2022).
20. Красовский А.В., Меркулов А.В., Сопнев А.В., Кожухарь Р.Л., Лысов А.О., Бялик А.О. Анализ эффективности летних остановок промыслов на сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения для оптимизации разработки на заключительной стадии // Добыча газа и газового конденсата. - 2017. - №12. - С. 58-61.

21. Осушка газов // Neftegaz.RU URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/economy/147951-osushka-gazov/> (дата обращения: 26.02.2022).
22. Осушка природных газов // SORBIS GROUP URL: <https://sorbis-group.com/articles/osushka-prirodnikh-gazov.html> (дата обращения: 01.03.2022).
23. Погода в Ямбурге по месяцам // pogoda360 URL: <http://russia.pogoda360.ru/884830/avg/> (дата обращения: 01.03.2022).
24. КОНСТРУКЦИИ АБСОРБЕРОВ // Студопедия URL: [https://studopedia.ru/9\\_117940\\_konstruktsii-absorberov.html](https://studopedia.ru/9_117940_konstruktsii-absorberov.html) (дата обращения: 05.03.2022).
25. Десорбция // ARGEL URL: <https://www.vo-da.ru/glossary/69> (дата обращения: 28.04.2022).
26. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с.
27. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – Н.Уренгой, 2001. – 345 с.
28. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365.
29. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования.
30. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
31. ОСТ 51.140-86 Отраслевой стандарт СССР «Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности». Общие требования безопасности.
32. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения.

33. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
34. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
35. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
36. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
37. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
38. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
39. ГОСТ 12.0.003-15 «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация;
40. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».



## Приложение Б

### Результаты исследования

Температура, °С	Давление в конденсоре, кПа	Давление в ребойлере, кПа	Перепад давления, кПа	Концентрация РДЭГа, % масс.	Расход РДЭГа м <sup>3</sup> /ч
160	50	53	3	99,4073	4,824
160	53	56	3	99,2995	4,83
160	56	59	3	99,1897	4,836
160	59	62	3	99,0792	4,842
160	62	65	3	98,9705	4,848
160	65	68	3	98,8588	4,854
160	68	71	3	98,7519	4,86
160	71	74	3	98,6351	4,866
160	74	77	3	98,5234	4,873
160	77	80	3	98,4124	4,879
161	50	53	3	99,4576	4,821
161	53	56	3	99,3528	4,827
161	56	59	3	99,2442	4,833
161	59	62	3	99,1412	4,838
161	62	65	3	99,0344	4,844
161	65	68	3	98,9268	4,85
161	68	71	3	98,8185	4,856
161	71	74	3	98,7094	4,862
161	74	77	3	98,5997	4,868
161	77	80	3	98,4892	4,875
162	50	53	3	99,5075	4,818
162	53	56	3	99,4057	4,824
162	56	59	3	99,3031	4,829
162	59	62	3	99,2001	4,835
162	62	65	3	99,0976	4,841
162	65	68	3	98,9919	4,847
162	68	71	3	98,8867	4,852
162	71	74	3	98,7827	4,858
162	74	77	3	98,6743	4,864
162	77	80	3	98,5671	4,87
163	50	53	3	99,5557	4,816

163	53	56	3	99,4576	4,821
163	56	59	3	99,3572	4,826
163	59	62	3	99,2571	4,832
163	62	65	3	99,1562	4,838
163	65	68	3	99,0548	4,843
163	68	71	3	98,9527	4,849
163	71	74	3	98,8499	4,855
163	74	77	3	98,7456	4,86
163	77	80	3	98,6422	4,866
160	50	55	5	99,3353	4,828
160	55	60	5	99,1532	4,838
160	60	65	5	98,9714	4,848
160	65	70	5	98,7874	4,858
160	70	75	5	98,5993	4,868
160	75	80	5	98,4094	4,879
161	50	55	5	99,3875	4,825
161	55	60	5	99,2129	4,834
161	60	65	5	99,035	4,844
161	65	70	5	98,8561	4,854
161	70	75	5	98,6735	4,864
161	75	80	5	98,4899	4,875
162	50	55		99,4394	4,822
162	55	60	5	99,2687	4,831
162	60	65	5	99,0977	4,841
162	65	70	5	98,9228	4,85
162	70	75	5	98,7442	4,86
162	75	80	5	98,5686	4,87
163	50	55	5	99,4909	4,819
163	55	60	5	99,3257	4,828
163	60	65	5	99,156	4,838
163	65	70	5	98,9868	4,847
163	70	75	5	98,8171	4,856
163	75	80	5	98,6438	4,866
160	50	58	8	99,2272	4,834
160	58	66	8	98,9347	4,85
160	66	74	8	98,6359	4,866

160	74	82	8	98,3328	4,883
161	50	58	8	99,2825	4,831
161	58	66	8	98,9986	4,846
161	66	74	8	98,7094	4,862
161	74	82	8	98,4145	4,879
162	50	58	8	99,3375	4,828
162	58	66	8	99,0616	4,843
162	66	74	8	98,7808	4,858
162	74	82	8	98,494	4,875
163	50	58	8	99,3804	4,825
163	58	66	8	99,1226	4,839
163	66	74	8	98,8496	4,855
163	74	82	8	98,5726	4,87
160	50	60	10	99,1543	4,838
160	60	70	10	98,7857	4,858
160	70	80	10	98,4102	4,879
161	50	60	10	99,213	4,834
161	60	70	10	98,8568	4,854
161	70	80	10	98,4906	4,875
162	50	60	10	99,2713	4,831
162	60	70	10	98,923	4,85
162	70	80	10	98,5699	4,87
163	50	60	10	99,3233	4,828
163	60	70	10	98,9862	4,847
163	70	80	10	98,6421	4,866