

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

УДК 622.279.8.05:661.721

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Фомичев Егор Владимирович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного 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 проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методам
		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
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья 8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»	ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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>месторождений нефти и газа</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)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Фомичев Егор Владимирович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	144-34/с от 23.05.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Виды газов: природный газ, попутный нефтяной газ, компримированный газ. Особенности разработки автономных месторождений. Анализ существующего компрессорного оборудования. Оценка критериев внедрения мобильной компрессорной установки. Сравнение различных типов компрессоров в мобильных исполнениях для условий низких дебитов газа. Описание рабочего цикла гидроприводного поршневого компрессора. Технологический анализ схемы включения мобильной компрессорной установки на X месторождении. Анализ эффекта внедрения

	мобильной компрессорной установки. Создание рекомендаций к использованию мобильных компрессорных установок, тиражирование технологии на другие объекты.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК	
ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ В УСЛОВИЯХ Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ТИРАЖИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКОЙ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.05.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			24.05.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Фомичев Егор Владимирович		24.05.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПНГ – попутный нефтяной газ

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ПХГ – подземное хранилище газа

ВКС – винтовой компрессор сухой

ВКМ – винтовой компрессор мокрый

КСУ – концевая сепарационная установка

УПН – установка подготовки нефти

БМУПН – блочно-модульная установка подготовки нефти

ДКС – дожимная компрессорная станция

ГВТ – газопровод внешнего транспорта

СИКГ – система измерения количества и показателей качества газа

БПТГ – блок подготовки топливного газа

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 страницы, в том числе 23 рисунка, 22 таблицы. Список литературы включает 36 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, мобильная компрессорная установка, компрессоры, гидроприводной поршневой компрессор, комплексный подход.

Объектом исследования являются технологические режимы эксплуатации мобильных компрессорных установок.

Цель исследования – обоснование эффективности применения мобильной компрессорной установки на нефтегазоконденсатном месторождении.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены варианты исполнений мобильных компрессорных установок по типу компрессоров и проведен анализ их эффективности в условиях месторождений с низкими дебитами попутного нефтяного газа.

Из представленных в работе наиболее перспективным и подходящим по всем параметрам является мобильная компрессорная установка на базе гидроприводного поршневого компрессора, полностью производящимся в России.

Область применения: нефтегазовые месторождения, установки подготовки нефти.

Потенциальная экономическая эффективность связана с монетизацией низконапорного попутного нефтяного газа и со снижением капитальных и операционных затрат на компрессорную установку.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	15
1 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК.....	16
1.1 Виды газа: виды, основные характеристики	18
1.2 Особенности разработки автономных месторождений.....	29
1.3 Обзор существующих типов компрессорного оборудования.....	32
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ В УСЛОВИЯХ X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	42
2.1 Анализ конструктивных особенностей компрессоров.....	42
2.1.1 Поршневые компрессоры.....	42
2.1.2 Роторные компрессоры	46
2.1.3 Винтовые компрессоры.....	49
2.1.4 Центробежные компрессоры	51
2.2 Оценка критериев внедрения мобильной компрессорной станции	55
2.4 Описание рабочего цикла гидроприводного поршневого компрессора	59
2.5 Технологический анализ схемы включения мобильной компрессорной установки на X месторождении	63
2.6 Технологический расчет подбора компрессорной установки	65
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ТИРАЖИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКОЙ.....	69

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	70
4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели.....	71
4.2 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент».....	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	76
5.2 Производственная безопасность	78
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	80
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	83
5.3 Экологическая безопасность.....	86
5.3.1 Защита атмосферы.....	86
5.3.2 Защита гидросферы.....	87
5.3.3 Защита литосферы.....	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	92
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	95

ВВЕДЕНИЕ

Большинство месторождений истощены и эксплуатируются при низких пластовых давлениях, довести газ от отдаленных газовых кустов под собственным давлением становится невозможным. Исторически сложившаяся сложность монетизации попутного нефтяного газа приводит к тому, что в удаленных областях газ сжигается на факелах или закачивается в пласт. Однако с недавнего времени ресурсы попутного нефтяного газа стали представлять большой интерес, поскольку ценность энергии возросла и ранее нерентабельные проекты перешли в категорию перспективных.

Для решения этих задач вовлекают мобильные и подвижные компрессорные установки, более удобные и дешевые в эксплуатации аналоги стационарных компрессорных станций, но современный опыт производства мобильных компрессорных установок основан на использовании винтовых компрессоров, что налагает определенные ограничения по использованию в случаях небольших расходов газа и маленьких давлений на всасе.

Технологии не стоят на месте и изобретаются новые виды компрессоров, избавленные от недостатков существующих и в то же время сохраняя их лучшие стороны.

Актуальность темы диплома обусловлена поиском новых эффективных установок компримирования малых объемов попутного нефтяного газа отечественного производства на месторождениях ПАО «Газпром нефть».

Цель работы: обоснование эффективности применения мобильной компрессорной установки на нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи:

- Проанализировать возможности внедрения мобильных компрессорных установок в условиях автономных нефтегазоконденсатных месторождений;
- Обосновать применение мобильной компрессорной установки в условиях X нефтегазоконденсатного месторождения.

1 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Компрессорами называют машины, предназначенные для компримирования и перемещения газов.

Первым компрессором можно считать кузнечные меха, которые использовались для повышения температуры горения в печи. С помощью кузнечных мехов сжатый воздух подавали в печь и повышали температуры горения. Это позволяло людям выковывать более прочный и крепкий металл для инструментов и оружия.

История развития компрессора коррелирует с периодом мировой промышленной революции и последующей повсеместной индустриализацией. Существовали следующие предпосылки для создания компрессора:

- Рост потребности производства энергии для функционирования новых заводов;
- Появление новых технологий обработки металлов, литья и другие технологических процессов, позволяющие создавать узлы и детали высокого качества;
- Укрепление знаний человечества по фундаментальным наукам (математика, физика, химия и др.).

В 1650 году был собран первый в мире одноступенчатый поршневой компрессор. Его создателем стал немецкий физик Отто Фон Герике, вдохновленный открытием итальянского ученого Торричелли вакуума. Конструкция с кривошипно-шатунным механизмом была настолько гениальной, что ее используют и по сей день в двигателях внутреннего сгорания. Компрессор имел клапанное распределение и принципиально отличался от современного лишь тем, что был предназначен не для нагнетания, а для откачивания воздуха.

Дальнейшее развитие компрессорной техники заключалось в увеличении степени сжатия и росте их производительности, однако

изобретатели столкнулись с проблемой нагрева газа при его сильном компримировании и, соответственно, эффективность машин падала. Данная преграда была преодолена с развитием науки, а конкретно термодинамики, такими известными учеными, как Клайперон, Бойль, Мариотт, Фурье, Карно, Джоуль и другие.

С середины 19 века компрессоры начали использовать в качестве холодильных аппаратов. Впервые к этому пришел американский врач Гори, продемонстрировавший технологию создания искусственного льда, в качестве рабочего газа он использовал аммиак.

Уже в 1878 году немец Кригар стал регистрировать патент на винтовые компрессоры, впоследствии ставшие одним из основных используемых типов подобных машин в промышленности. Основная проблема, с которой столкнулся изобретатель – низкое качество изготовления винтов, поскольку технологии тех лет еще не позволяли создавать высококачественные изделия. Только в 1932 году к данной технологии вернет интерес шведский инженер Линсхольм, воплотивший в жизнь эффективную машину такого типа.

Отчасти создание винтового компрессора было продиктовано необходимостью снизить пульсацию давления, создаваемую возвратно-поступательным движением поршней. Несмотря на хорошую сбалансированность и малошумность, винтовой компрессор все же уступал поршневому по герметичности и развиваемому давлению. Ориентировочно в это же время распространение получили центробежные насосы, способные обеспечивать большие расходы газа.

Концепция мобильных компрессорных установок зародилась в далекие 70-е года прошлого столетия в северной Америке. Уже с того времени МКУ эксплуатировали операторы на малодебитных скважинах с низкими значениями давления, также для интенсификации добычи на истощенной газовой залежи месторождения в Восточном Калимантане (Индонезия) успешно применяют установки данного типа, суммарно компрессорами оборудованы 19 скважин,

что дает больше 60% добытого газа с помощью мобильных компрессоров и на месторождении Lobo в Техасе установлено более 40 МКУ. Одно из свежих упоминаний использования МКУ в России было введение двух установок винтовых компрессоров производства Siemens Nederland N.V. и ООО “ГЕА Грассо рефрижерейшен” на Вынгапуровском месторождении компании ООО “Газпром добыча Ноябрьск” в 2011 году, где подтвердили эффективность использования технологии распределенного компримирования и уже в 2015 году подписали договор о приобретении еще 7 таких установок.

Для использования на магистральных трубопроводах компания TransCanada в 1977 году впервые использовала МКУ для откачки природного газа из магистрального газопровода на время его ремонта и ее парк МКУ к 2009 году возрос до 9 единиц. Подобный опыт существует и в Европе и России, в частности, на базе таких предприятий, как ООО “Газпром трансгаз Волгоград”, ООО “Газпром трансгаз Югорск” и ООО “Газпром трансгаз Ставрополь” с использованием импортных поршневых компрессоров и газовых двигателей компаний Ariel и Caterpillar (обе - США) соответственно.

1.1 Виды газа: виды, основные характеристики

1.1.1 Природный газ

Природный газ может находиться в разных видах: в угольных пластах, в подземных водах, в виде газовых гидратов и в газовых залежах и его основой являются низшие члены парафинового ряда газообразных углеводородов: метана CH_4 (не более 98% от объема) и включений этана, пропана и бутанов, а иногда и более тяжелые углеводороды. Также присутствуют неуглеводородные включения, такие как азот, кислород, сера (в том числе в составе различных соединений), гелий и углекислый газ. В России распространена добыча природного газа на газовых месторождениях, в то время как в Северной Америке развита его добыча из угольных пластов.

При определении компонентного состава газа применяют следующие понятия: жирный и сухой газ.

Жирным называют газ, который содержит большое количество пропана, бутана и других более тяжелых парафинов. Из таких газов получают газовый бензин, сжиженные газы и выделяют отдельные фракции углеводородов для дальнейшей переработки или использования в нефтехимии. Как правило, жирным газом называют попутный нефтяной газ и продукцию с газоконденсатных месторождений.

Основной проблемой при добыче попутного нефтяного газа до недавнего времени было нерациональное сжигание его значительных объемов на факелах за неимением экономически выгодных вариантов его дальнейшей подготовки, но в случае большого газового фактора добываемой нефти и параллельной разработки газовой шапки целесообразно использовать модуль установки подготовки газа.

Газы, преимущественно содержащие в себе метан и этан, именуются сухими. Его используют как готовое топливо как в быту, так и в промышленности, так как сжигание чистого метана дает экзотермическую реакцию с выделением 890 кДж тепла, а также в качестве сырья для химического производства некоторых веществ (ацетилен, этилен, водород и так далее). Предельно-допустимая концентрация газа в воздухе – 300 мг/м³, предел взрываемости по метану – 4,4 ÷ 17 % об., токсичен.

В качестве примера жирного газа приведем компонентный состав попутного нефтяного газа X нефтегазоконденсатного месторождения, поступающего на УКПГ X нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область) в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Компонентный состав попутного нефтяного газа X нефтегазоконденсатного месторождения

Компоненты	Мол. %
C ₁	78,71
C ₂	6,94
C ₃	5,73
изо-C ₄	1,50

н-С ₄	2,09
нео-С ₅	0,01
изо-С ₅	0,52
н-С ₅	0,45
С ₆	0,13
С ₇	0,01
С ₈₊	0,00
N ₂	1,30
CO ₂	2,60
O ₂	0,01
Всего	100,00

Сухой газ повсеместно встречается на месторождениях крайнего Севера, приведем компонентный состав газа с У НГКМ [2].

Таблица 2 – Компонентный состав природного газа на входной группе У нефтегазоконденсатного месторождения

Компоненты	Мол. %
С ₁	92,78
С ₂	3,60
С ₃	1,59
изо-С ₄	0,23
н-С ₄	0,36
изо-С ₅	0,13
н-С ₅	0,09
С ₆	0,13
С ₇	0,30
С ₈	0,18
С ₉	0,09
С ₁₀	0,04
С ₁₁	0,02
С ₁₂	0,01
С ₁₃	0,03
CO ₂	0,14
He	0,01
N ₂	0,14
CH ₃ OH	0,05
Всего	100,00

Влагосодержание природного и попутного нефтяного газов характеризует содержание воды в паровой фазе системы газ–вода. Обычно

влагосодержание газа выражают в массовом количестве паров воды, приходящихся на единицу массы сухого газа (массовое влагосодержание), или в количестве молей паров воды на моль сухого газа (молярное влагосодержание). В практике газового дела чаще пользуются абсолютной влажностью, т. е. выражают массу паров воды в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям (0 °С и 0,101 МПа). Абсолютную влажность обозначают W в г/м³ или кг на 1000 м³.

Относительная влажность – отношение количества водяных паров, содержащихся в единице объема газовой смеси, к количеству водяных паров в том же объеме и при тех же термобарических условиях при полном насыщении в 100%. При измерении влажности используют единицу измерения ppm (концентрация паров воды и газа, при которой на 10⁶ молекул анализируемой влажной газовой смеси приходится одна молекула воды). Одна ppm равна 0,0001% по объему, что равносильно содержанию влаги в газе 0,748 мг/м³ при стандартных условиях.

Факторы, определяющие влажность природных газов:

- давление;
- температура;
- компонентный состав газов;
- количество солей, растворенных в воде, контактирующей с данным газом.

Влагосодержание природных газов определяют экспериментально, по аналитическим уравнениям или по номограммам, составленным при обработке экспериментальных или расчетных данных [3].

Наиболее часто используемым на практике уравнением расчета влагосодержания является уравнение Бюкачека, имеющее следующий вид:

$$W = \frac{A}{p} = B, \quad (1)$$

где: W – влагосодержание, г/м³;

A и B – эмпирические коэффициенты;

p – давление, кгс/см².

В уравнении коэффициент А – влагосодержание идеального газа и рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{P_{H_2O} * M * 1,033 * 10^3}{0,0848 * (273 + 20) * z}, \quad (2)$$

где: P_{H_2O} – упругость водяных паров при данной температуре;

$M = 18$ – молекулярная масса паров воды;

z – коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях.

Коэффициент В является разностью влагосодержания природного и идеального газов. Данные коэффициенты рассчитаны и приведены в таблице влагосодержания природных газов с относительной плотности 0,6, находящихся в равновесии с пресной водой, в диапазонах по температуре от минус 40 °С до плюс 200 °С и по давлению от 1 до 500 кгс/см².

Для удобства и увеличения скорости определения влажности газов была предложена номограмма равновесного влагосодержания паров воды в г/м³ природного газа относительной плотности 0,6, не содержащего азот и находящегося в контакте с пресной водой. Область ниже кривой границы гидратообразования характеризуется наличием гидратов, выше – их отсутствием. Погрешность по данной монограмме не превышает 10%, что приемлемо для технологических целей.

Обобщая данные по влиянию компонентного состава газа на его влагосодержание:

- Присутствие CO_2 и H_2S увеличивает влагосодержание газа;
- Присутствие азота уменьшает влагосодержание вследствие малой растворимости в воде и уменьшения отклонения газа от идеального;
- При увеличении плотности газа его влагосодержание уменьшается;
- Наличие в пластовой воде растворенных солей уменьшает влагосодержание вследствие снижения парциального давления паров воды.

Следует учитывать, что плотность газа аддитивная величина и, как следствие, может обуславливаться большим содержанием гомологов метана или повышенном присутствии неуглеводородных включений, что меняет

природу снижения влагосодержания и может повлиять на процесс принятия решений при борьбе с гидратообразованием.

При минерализации пластовой воды менее 25 г/л (или 2,5 % по рисунку 1) поправку на соленость можно не учитывать, так как при такой малой минерализации влагосодержание меняется на число меньшее, чем погрешность, заложенная в номограмму.

Точка росы, как один из показателей влажности газа, определяет количественное содержание паров жидкости в газовых средах. Физически это минимальная температура газа, ниже которой из газа выделяется жидкость. Поэтому этот параметр контролируется в различных технологических процессах и производствах где требуется сухой газ.

Особую роль параметр точки росы имеет в газовой промышленности, где он определяет качество транспортируемого и поставляемого потребителям природного газа. При этом важны два параметра точки росы: точка росы по влаге и точка росы по углеводородам, которые конденсируются из газа независимо друг от друга.

Эти два важных показателя должны непрерывно контролироваться и соответствовать СТО Газпром 089-2010, если речь идет о транспорте по магистральным трубопроводам (таблица 3).

Более того, ранее рассмотренная характеристика газа – влажность – напрямую влияет на точку росы по влаге для него же. Существует таблица зависимости точки росы по влаге от влагосодержания и давления газа согласно ГОСТ 20060-83 “Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги”.

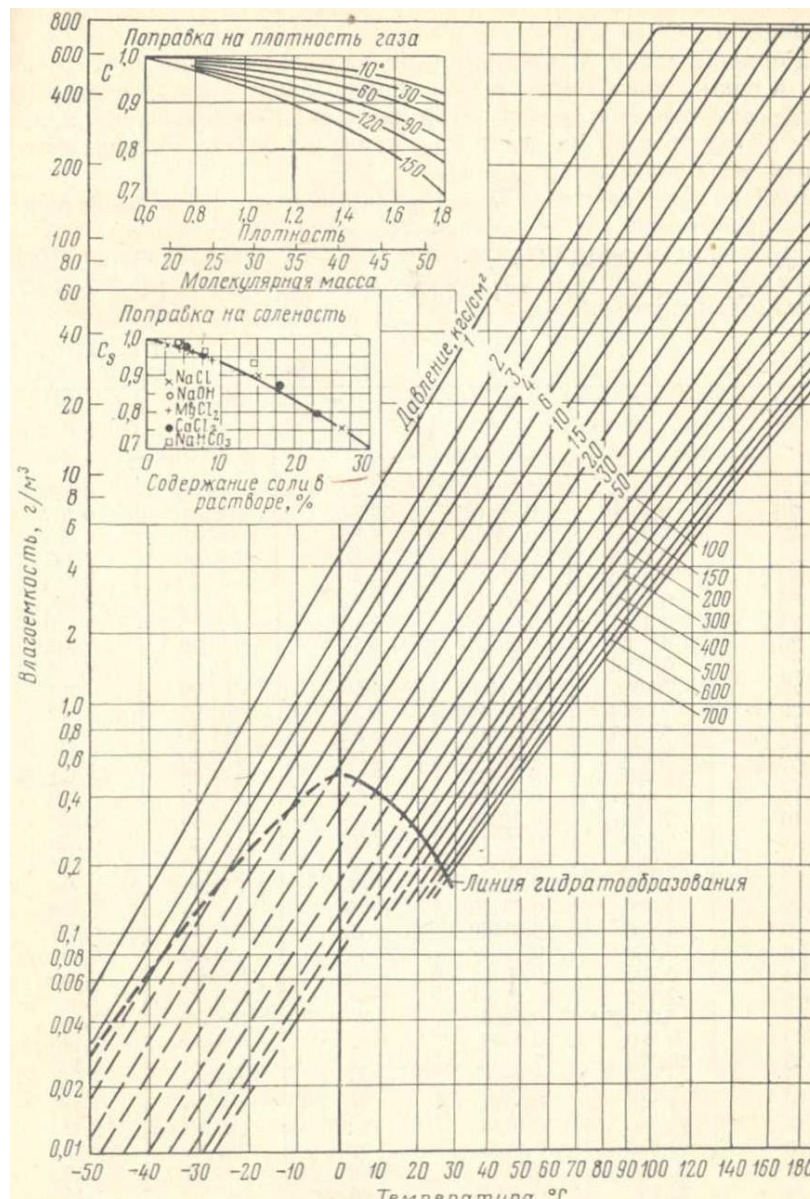


Рисунок 1 – Номограмма равновесного влагосодержания в природном газе

Таблица 3 – Значения температур точек росы для природного газа, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Показатель	Значение для макроклиматических условий	
	умеренного	Холодного
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: (зимний; летний период)	-10 ; -10	-20 ; -14
Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: (зимний; летний период)	-2 ; -2	-10 ; -5

Определение точки росы природного газа по углеводородам – это определение термобарических условий (температуры и давления) существования фазового (газожидкостного) равновесия. Совокупность этих температур и давлений образует кривую фазового равновесия или в данном конкретном случае – кривую конденсации природного газа.

Изменение температуры точки росы от давления по влаге и по углеводородам показано на рисунке 2.

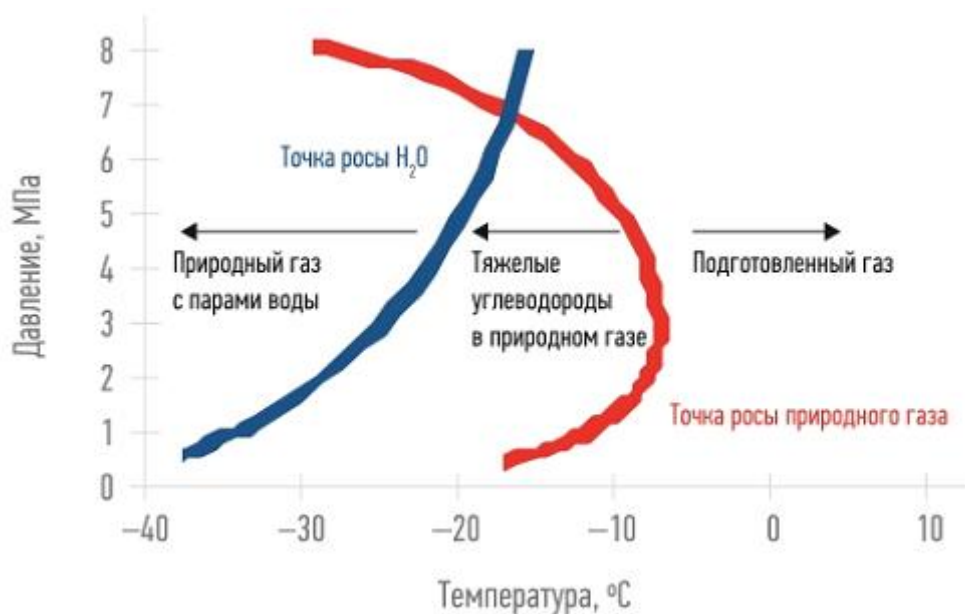


Рисунок 2 - Изменения точки росы по влаге и углеводородам в зависимости от давления для типичного состава природного газа

Дополнительные трудности с интерпретацией значения точки росы природного газа по влаге могут возникнуть в том случае, если требуется пересчет в единицы влагосодержания, а газ содержит значительные количества углекислого газа и/или сероводорода. Количество воды, требующееся для достижения давления насыщения водяных паров в H₂S и CO₂ значительно больше, чем в метане или природном газе без сероводорода при той же температуре. Точка росы по влаге, измеренная в кислом газе, независимо от методики измерения, будет значительно ниже, чем в чистом газе, содержащем то же количество воды. В этом случае необходимо вводить поправку, используя

табличные данные, и, значит, требуется знать концентрацию кислых компонентов в газе.

1.1.2 Попутный нефтяной газ

Попутный нефтяной газ - растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины.

ПНГ является побочным продуктом нефтедобычи. На заре нефтедобычи ПНГ просто сжигался на факелах в связи с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки.

В 1 тонне нефти количество ПНГ может содержаться от 1-2 м³ до нескольких 1000 м³ в зависимости от региона добычи.

В отличие от природного газа, ПНГ содержит в своем составе кроме метана и этана большую долю пропана, бутана и паров более тяжелых углеводородов.

Также в составы ПНГ на многих месторождениях входят неуглеводородные компоненты: сероводород и меркаптаны, углекислый газ, азот, гелий и аргон.

По геологическим характеристикам различают:

- ПНГ газовых шапок;
- ПНГ, растворенный в нефти.

При вскрытии нефтеносных пластов обычно сначала начинает фонтанировать газ из шапок. Впоследствии основную часть добываемого ПНГ составляют газы, растворенные в нефти.

Газ газовых шапок, или свободный газ, является более «легким» по составу (с меньшим содержанием тяжелых углеводородных газов) в отличие от растворенного в нефти газа.

Таким образом, начальные стадии освоения месторождений обычно характеризуются большими ежегодными объемами добычи ПНГ с большей долей метана в своем составе. При длительной эксплуатации месторождения

дебит ПНГ сокращается, и большая доля газа приходится на тяжелые составляющие.

Как правило, попутный нефтяной газ используют для обеспечения промысла электроэнергией и теплом путем сжигания газа в печах и газовых котлах.

Некоторые из неуглеводородных включений, таких как сероводород, пагубно влияют на промысловые шлейфы и оборудования, корродируя и оставляя осадки в аппаратах при сгорании, что влечет дополнительные затраты на их обслуживание.

Для примера приведем составы ПНГ на X НГКМ после 2 ступени сепарации и КСУ [4].

Таблица 4 – Состав попутного нефтяного газа на X нефтегазоконденсатном месторождении

Вещество	Компонентный мольный состав (молярные доли, %)	
	Газ второй ступени	Газ КСУ
N ₂	5,52	7,1990
CO ₂	0,0012	0,0036
C ₁	79,5	84,9117
C ₂	9,7	4,8710
C ₃	3,6	1,6127
изо-C ₄	0,38	0,0122
н-C ₄	0,74	0,4253
изо-C ₅	0,12	0,0787
н-C ₅	0,14	0,0932
C ₆₊	0,06	0,0392
H ₂	0,089	0,0767
He	0,152	0,4196
O ₂	0,0423	0,0698

Также приведем состав газа после компримирования на КС (2 ступень + КСУ):

Таблица 5 – Состав компримированного попутного нефтяного газа на X нефтегазоконденсатном месторождении

Вещество	Компонентный мольный состав (молярные доли, %)
C ₁	84,98
C ₂	4,72
C ₃	1,42
изо-C ₄	0,17
н-C ₄	0,34
C ₆₊	0,05
изо-C ₅	0,07
н-C ₅	0,09
H ₂	0,24
He	0,27
O ₂	0,11
CO ₂	0,00
N ₂	7,74

Существуют определенные требования по составу газа для его компримирования, поскольку компрессоры чувствительны к мехпримесям и капельной влаги, которая в процессе сжатия может сконденсироваться и тем самым привести к аварии. Соответственно, нормируются:

- Влажность газа;
- Компоненты C₅₊;
- Мехпримеси;
- Сероводород и меркаптаны.

Компрессоры подбираются по температуре и давлению газа на выходе из сепараторов, а также по другим условиям, таких как по повышенному содержанию жидких углеводородов и агрессивных компонентов.

Далее в случае сдачи газа потребителю, он должен быть подготовлен согласно СТО Газпром 089-2010 [5].

1.2 Особенности разработки автономных месторождений

Под автономными понимают удаленные и труднодоступные месторождения, рядом с которыми не проходят линии электропередач и отсутствует всякая дорожная инфраструктура для круглогодичного завоза грузов по суши или рекам.

Для подобных месторождений не строят капитальные автодороги или речные и морские порты при их большой стоимости и сложности, соответственно людей на них привозят на вертолетах, а основные грузы планируют на зимники.

Зимник - автомобильная, тракторная или иная дорога, эксплуатация которой возможна только в зимних условиях, при минусовой температуре. Как правило первые заезды начинаются с середины декабря и продолжаются до конца марта, на такой базовый период рассчитываются все необходимые работы, но большую роль играет погода и заезды могут начаться уже в ноябре и продолжиться до середины апреля, а может сыграть и в обратную сторону и намеченный план не будет выполнен. Для недопущения такой ситуации необходимо оперативно реагировать на изменения сводок прогноза погоды и принимать решения.

Существует еще один вариант завоза грузов и людей – по рекам с помощью барж. В случае благоприятных условий для создания речного порта на месторождении или в непосредственной близости от него, данный вид транспорта считается одним из лучших на летний период.

Никакой из промыслов не может обойтись без услуг авиатранспорта, а точнее – вертолетов. Они способны круглогодично обеспечивать бесперебойную работу месторождения, завоз и вывоз вахтовиков, также они оперативно привозят необходимые грузы, эвакуируют раненых, больных в случае несчастных случаев на производстве и так далее.

Также одним из факторов автономности месторождения является его обособленность от основных линий электропередач. Строить высоковольтные

ЛЭП невероятно дорого и все основные линии были построены еще во времена СССР и только лишь поддерживают существующую сеть в рабочем состоянии. В таком случае на месторождении необходима генерации электро- и теплоэнергии при помощи различных агрегатов, работающих на газе: природном или попутном нефтяном, в зависимости от добываемого флюида.

В случае нефтегазовых месторождений решается сразу две проблемы: утилизация ПНГ и генерация энергии, что является базисным вариантом использования попутного газа. Также стоит отметить, что для сжигания в печах и газовых котлах не требуется тонкая очистка газа и за счет этого его энергоемкость довольно высокая.

Проблема сдачи и подготовки ПНГ на таких месторождениях заключается в невысоких объемах добычи (200-700 млн. м³/год) и невыгодности строительства отдельного УКПГ для его подготовки и магистральных трубопроводов до точки включения в существующий газопровод. В таком случае стоит выбрать пути его утилизации на месторождении и варианты следующие:

- Сжигание на факелах;
- Закачка в ПХГ;
- Использование газа в качестве МУН;
- Генерация электроэнергии;
- Переработка.

Далее раскроем подробнее каждый вариант.

До недавнего времени сжигание ПНГ было самым популярным способом его утилизации в России, пока в 2012 году не вышло постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», в котором говорится об увеличении платы за выбросы вредных веществ (продуктов горения) в атмосферу. Остро встал вопрос о разработке новых решений по использованию,

монетизации и утилизации ПНГ, многие из которых уже эффективно использовались зарубежными компаниями.

Одним из основных вариантов – использование неработающего или истощенного пласта в качестве естественного подземного хранилища газа для его долговременного хранения и последующего отбора на внутренние нужды промысла. Перед закачкой низконапорный ПНГ необходимо первично очистить от мехпримесей и капельной влаги для компримирования в компрессорах до давления выше пластового для создания репрессии. В пласте всегда присутствует вода, отчего газ ей насыщается и снова становится влажным, плюс от выноса мехпримесей тоже никуда не деться, потому при обратной добычи ПНГ из ПХГ необходимо будет пропускать его через входные сепараторы для бесперебойной работы компрессоров топливного газа.

Также довольно популярна тема с обратной закачкой газа в пласт вместе с водой (водогазовое воздействие) в качестве метода увеличения нефтеотдачи или для добычи нефти методом газлифта, но такое решение используется редко. Как показывают опытно-промышленные эксплуатации данных технологий воздействия на пласт (WAG, SWAG и FAWAG) они могут давать значительный положительный эффект, но необходим тщательный подбор по закачиваемым объемам газа и воды, выбора правильной технологии закачки и совместимости нефти, газа и воды во избежание негативного эффекта от технологии. Основное предназначение газа в данном случае – высокая его растворимость в нефти с последующим снижением ее вязкости и повышение охвата пласта воздействием.

Обязательно для автономных месторождений выработка электроэнергии собственными силами при помощи турбокомпрессоров и генераторов. На начальной стадии разработки месторождения, при разбуривании первых скважин, электроэнергия для буровых вышек берется от дизельных станций, пока не будет получено достаточно газа для работы установок генерации на газе.

Порой бывает выгодно сжигать ПНГ и транспортировать его водным транспортом или с помощью холодильных установок заключать газ в твердые гидраты для дальнейшей транспортировки. Этим добиваются снижение реальных перевозимых объемов при том же объеме газа, что снижает оперативные и капитальные затраты. Также газ могут отправлять на переработку прямо на месторождении для синтеза метанола, который сложно и дорого завозить на труднодоступные месторождения, что опять же снижает оперативные затраты предприятия и упрощает логистические задачи.

1.3 Обзор существующих типов компрессорного оборудования

Использование компрессорных установок в нефтегазовой промышленности началось с момента освоения газовых месторождений и транспорта товарного газа потребителям по магистральным трубопроводам, которые в начальный период развития были небольшой протяженности. В настоящее время компрессорные станции ставят на протяжении всего магистрального газопровода через каждые 100-150 км, а иногда и чаще, перекачивающие по несколько миллионов кубометров газа за сутки.

Обычно компрессоры используют для выполнения следующих задач:

- Использование сжатого газа в качестве аккумулятора энергии для управления пневматическими задвижками;
- Транспортирование газа по трубопроводам;
- Применение в технологических производствах, связанных с процессами, протекающими в газовых средах (холодильные компрессоры).

Классификация по принципу действия и конструктивной схеме представлена на рисунке 3.

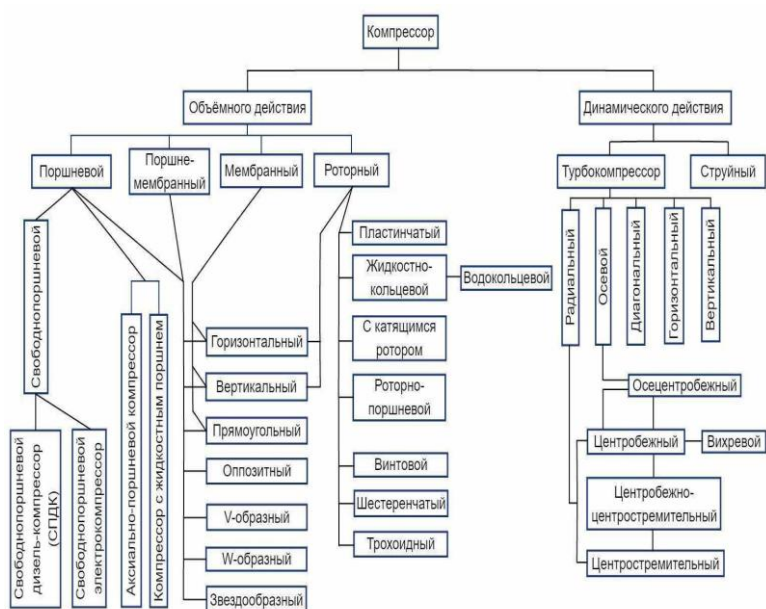


Рисунок 3 – Классификация компрессоров

Исходя из назначения, рабочей среды, требуемых напорно-расходных характеристик компрессоры могут сильно отличаться по конструкции, однако существуют общие принципиальные схемы устройства и все компрессоры можно классифицировать по следующим признакам [8]:

1) По отношению давлений

Таблица 6 – Виды компрессоров пот отношению давлений

Вид	Отношение давлений, П
Вентиляторы	$< 1,15$
Компрессоры	$> 1,15$

Также существует классификация компрессоров в зависимости от давления нагнетания:

Таблица 7 – Виды компрессоров по давлению нагнетания

Вид	Развиваемое давление, МПа
Низкого	$< 1,5$
Среднего	$1,5 - 10$
Высокого	$10 - 100$
Сверхвысокого	> 100

2) По характеристике сжимаемого газа

- Воздушные компрессоры;
- Газовые компрессорные;
- Кислородные компрессорные;

- Вакуум-насосы.

Выделение кислородных компрессоров в отдельную группу обосновывается особенностями среды, из-за которых необходимо использовать специальные материалы и смазку рабочих органов.

Вакуум-насосы представляют особую группу агрегатов, предназначенных для отсасывания газов из систем с целью разряжения среды.

3) По принципу действия

- Поршневые;
- Центробежный;
- Ротационные;
- Винтовые.

4) По способу установки

- Стационарные;
- Мобильные;
- Подвижные.

5) По расположению рабочих органов

- Горизонтальные;
- Вертикальные;
- Наклонные.

Как правило, центробежные и осевые компрессоры – горизонтальные, а наклонные цилиндры встречаются у поршневых компрессоров. Также, они бывают угловыми (имеют и вертикальные, и горизонтальные цилиндры) и оппозитными (движение цилиндров по одной оси на встречных курсах).

б) По производительности

Таблица 8 – Классы компрессоров по производительности

Класс	Производительность, м ³ /ч
Малые	< 54
Средние	54 – 5400
Крупные	> 5400

1.3.1 Основные характеристики работы компрессоров

Несмотря на существование различных типов и конструкций компрессоров, принцип сжатия газов принципиально для всех един, соответственно можно обобщить показатели их работы [8].

К таким относятся:

- Производительность компрессора, Q [$\text{м}^3/\text{с}$];
- Развиваемый напор, P [МПа];
- Потребляемая мощность, N [кВт];
- КПД, η [%];
- Степень сжатия, ε [P_n / P_v];
- Температура компримирования, t [$^{\circ}\text{C}$].

Обычно **производительность** Q приводят к термодинамическим условиям на всасе компрессора и называется производительностью компрессора по условиям всасывания.

При условии компримирования компрессором сухого газа, приведенного к требованию государственных или отраслевых стандартов, характерным показателем его работы является подача $Q_{\text{под}}$, под которой понимают количество сжатого газа, подаваемого в шлейф после агрегата.

Соотношение между подачей и производительностью компрессора описывается следующей зависимостью:

$$Q_{\text{под}} = Q \frac{P_{\text{вс}}}{P_n} * \frac{t_n}{t_{\text{вс}}} \quad (3)$$

Если рассматривать работу компрессора в режиме политропного сжатия (теплоемкость газа остается неизменной), то связь между подаваемым и входящим объемами газа следующая:

$$\left(\frac{Q_{\text{под}}}{Q_{\text{вс}}}\right)^{n-1} = \frac{T_1}{T_2} \quad (4)$$

При отсутствии потерь газа, связанных с конденсацией или утечками через негерметичные участки агрегата, исходя из формулы 4, производительность компрессора равна:

$$Q = Q_{\text{под}} \left(\frac{T_1}{T_2}\right)^{-\frac{1}{n-1}} \quad (5)$$

Зачастую при расчетах баланса установки используют массовую характеристику расхода, в таком случае массовая производительность будет находиться следующим образом:

$$M = \rho_{\text{вс}} * Q, \text{ [кг/с]} \quad (6)$$

где $\rho_{\text{вс}}$ – плотность газа на всасе.

Напор на входе и выходе из компрессора по уравнению Бернулли и будут записаны в следующем виде:

$$H_1 = z_1 + p_1 V_1 + \frac{\vartheta_1^2}{2g}, \quad (7)$$

$$H_2 = z_2 + p_2 V_2 + \frac{\vartheta_2^2}{2g}, \quad (8)$$

где z – высота, на которой находится газ относительно нулевой поверхности, м;

ϑ – скорость потока газа, м/с.

Полным напором называется величина, характеризующая прирост энергии потока за счет работы компрессора и равен:

$$H_{\text{п}} = H_2 - H_1 = (z_2 - z_1) + (p_2 V_2 - p_1 V_1) + \left(\frac{\vartheta_2^2 - \vartheta_1^2}{2g}\right) \quad (9)$$

Для определения общего показателя полиномы достаточно измерить входные и выходные значения температуры и давления:

$$\frac{n-1}{n} = \frac{\log T_2 - \log T_1}{\log P_2 - \log P_1} \quad (10)$$

Если **мощность**, затрачиваемая на компримирование единицы объема газа равна l , а производительность компрессора Q , то мощность компрессора равна:

$$N = \frac{l * Q}{102} \quad (11)$$

В общем виде, величину мощности l можно найти следующим образом:

$$l = \int_{p_1}^{p_2} v dp \quad (12)$$

Для нахождения мощности, потребляемой компрессором, необходимо знать величину затраченной в процессе удельной работы, значение и выражение которой зависит от вида процесса и типа компрессора.

На практике невозможно создать машину, которая будет работать без потерь на трение, без утечек газа, максимальной точностью и подгонкой деталей и многое другое, а значит коэффициент полезного действия у них явно меньше 100%. Соответственно, затрачиваемая мощность компрессора на совершение работы всегда выше расчетной и КПД находится следующим образом:

$$\eta = \frac{N}{N_d} = \frac{l \cdot Q}{N_d}, \quad (13)$$

где N_d – действительная мощность компрессора.

Разность действительной и теоретической мощностей выражается ΔN и равна:

$$\Delta N = \Delta N_o + \Delta N_r + \Delta N_m \quad (14)$$

ΔN_o – затраты мощности на перемещение и сжатие газа, который теряется в процессе компримирования из-за различных перетоков и утечек.

Величина, характеризующая снижение действительной производительности по сравнению с возможной – объемное КПД:

$$\eta_o = \frac{Q}{Q_T} = \frac{Q_T - \Delta Q}{Q_T} = 1 - \frac{\Delta Q}{Q_T}, \quad (15)$$

где Q_T – теоретическая производительность;

ΔQ – снижение расчетной производительности.

Для поршневых компрессоров объемный КПД также называют коэффициентами подачи.

ΔN_r – характеризует затраты мощности на преодоление гидравлических сопротивлений, возникающих в рабочей полости компрессора.

Соответственно, характеризуются затраты на преодоление гидравлических сопротивлений гидравлическим КПД:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{H}{H_{\Pi}} = \frac{H_{\Pi} - \Delta H}{H_{\Pi}} = 1 - \frac{\Delta H}{H_{\Pi}}, \quad (16)$$

где H_{Π} – реально развиваемый компрессором напор;

ΔH – потери напора.

Величина $\Delta N_{\text{м}}$ характеризует затраты мощности на преодоление механических сил трения, возникающих между различными деталями компрессора: в подшипниках, между цилиндром и поршнем и так далее. По аналогии с рассмотренными ранее потерями, запишем уравнение для механического КПД:

$$\eta_{\text{м}} = \frac{N_{\text{д}} - \Delta N_{\text{м}}}{N_{\text{д}}} = 1 - \frac{\Delta N_{\text{м}}}{N_{\text{д}}} \quad (17)$$

И с учетом уравнений (13-15) выведем формулу общего КПД компрессора:

$$\eta = \eta_{\text{о}} * \eta_{\Gamma} * \eta_{\text{м}} \quad (18)$$

Из термодинамике нам известно, что наиболее экономичный процесс компримирования газа – изотермный ($\Delta T=0$) и при работе компрессора в $1 < n < k$ стараются приблизить число n к единице ($n \rightarrow 1$), то есть максимально приблизить процесс к изотермному. В случае подвода тепла $dq > 0$, что возможно при $n > k$, добиваются $n \rightarrow k$.

В связи с этим ввели термины изотермного и адиабатного КПД, характеризующих экономичность процесса компримирования:

$$\eta_{\text{из}} = \frac{l_{\text{из}}}{l_{\Pi}} \text{ при } 1 < n < k; \quad (19)$$

$$\eta_{\text{ад}} = \frac{l_{\text{ад}}}{l_{\Pi}} \text{ при } n > k, \quad (20)$$

где $l_{\text{из}}, l_{\text{ад}}, l_{\Pi}$ – удельная работа при изотермном, адиабатном и политропном процессах соответственно.

Степенью сжатия называется отношение давлений на выходе и входе в компрессор:

$$\varepsilon = \frac{p_2}{p_1}. \quad (21)$$

В общем случае политропного процесса, можно применять следующие соотношения:

$$\varepsilon = \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^n = \left(\frac{\rho_2}{\rho_1}\right)^n. \quad (22)$$

Совместное решение уравнения идеального газа Клайперона и уравнения состояния политропного процесса приводит к следующей зависимости:

$$\varepsilon = \frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^{\frac{n}{n-1}}. \quad (23)$$

При многоступенчатой компримировании общая степень сжатия будет следующей:

$$\varepsilon_K = \frac{p_1}{p_B} * \frac{p_2}{p_1} * \dots * \frac{p_m}{p_{m-1}} = \varepsilon_1 * \varepsilon_2 * \dots * \varepsilon_m. \quad (24)$$

Для компрессора с m ступеней, при равной компрессии на каждой ступени, общая степень сжатия:

$$\varepsilon_K = \varepsilon_i^m = \left(\frac{p_i}{p_{i-1}}\right)^m. \quad (25)$$

Обычно в компрессорах степень сжатия не превышает 5 – 5,5 в связи с увеличением потерь вследствие утечек и большого выделения тепла при компримировании, что ведет к снижению КПД установки.

Температура компримирования является важной характеристикой, указывающей на степень приближения процесса сжатия к совершенному – изотермическому или адиабатному.

По замерам температуры на выходе и слежению за ее изменением во времени можно с высокой точностью констатировать отклонения в режимах компримирования [8].

В следующей главе рассмотрим конструкции и принципы работы распространенных типов компрессоров.

1.4 Назначение компрессоров в общей технологической схеме УПКГ

Возьмем за пример установку комплексной подготовки газа, использующуюся на Y месторождении. Она включает в себя следующие основные блоки [6]:

- Блок низкотемпературной конденсации и турбодетандерного агрегата;
- Дожимная компрессорная станция, блок подготовки топливного газа;
- Блок системы измерения количества и показателей качества газа;
- Блок установки стабилизации конденсата;
- Блок низкотемпературной сепарации;
- Склад метанола и установка регенерации метанола;
- Установки компримирования газа низкого и среднего давления;
- Узел редуцирования газа.

В большинстве этих блоков используются компрессорные установки разных видов, как правило отечественных, для выполнения определенных задач. К примеру, на установке низкотемпературной конденсации попутного нефтяного газа сухой отбензиненный газ направляется на дожимные компрессорные станции, а также в блоке турбодетандерного агрегата установлен компрессор, работающий от энергии, полученной на детандере, для компримирования газа с давления 2,5 МПа до 3,5 МПа и дальнейшей его подачи на ДКС [6].

На установке двухступенчатого компримирования газа низкого и среднего давления основным сырьем является попутный нефтяной газ. На первой ступени газ сжимают до давления в 1,6 МПа, а на второй – до 6 МПа, после каждой ступени предусмотрены аппараты воздушного охлаждения. Установка компримирования газа низкого и среднего давления состоит из двух технологических линии, общая производительность которых равна 247 500 ст. м³/ч. Продукцией установки является компримированный попутный нефтяной газ, направляемый на установку адсорбционной осушки и в блок низкотемпературной сепарации.

Дожимная компрессорная станция предназначена для компримирования сухого отбензиненного газа, поступающего после установки низкотемпературной сепарации природного газа и после установки низкотемпературной конденсации попутного нефтяного газа, на вход

существующей компрессорной станции высокого давления и в газопровод внешнего транспорта. Продукцией установки ДКС является компримированный сухой отбензиненный газ, который, в зависимости от режима работы, направляется:

- В газопровод внешнего транспорта через СИКГ;
- На вход существующей компрессорной станции высокого давления для достижения температуры газа в ГВТ;
- На вход в БПТГ;
- На регенерацию в существующую установку адсорбционной осушки газа.

Помимо основных компрессорных установок, непосредственно участвующих в подготовке и транспортировке природного и попутного газов, на УКПГ в обязательном порядке присутствуют вспомогательные компрессорные станции, которые используются для [7]:

- Компримирования воздуха для контрольно-измерительных приборов и автоматики – питание и обеспечение срабатывания пневматических приборов и средств автоматизации;
- Закачки технического азота – для продувки оборудования, технологических систем от кислорода воздуха при пуске и/или остановке;
- Поддачи топливного газа – для генерации электроэнергии и тепла в специальных аппаратах и газовых котлах.

Если говорить про установку подготовки нефти (УПН), то на ней компрессоры устанавливают только для компримирования попутного нефтяного газа, который впоследствии закачивают в пласт, транспортируют до УКПГ для дальнейшей подготовки, компримирования для использования в качестве топливного газа и множество других вариантов.

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ В УСЛОВИЯХ ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Анализ конструктивных особенностей компрессоров

2.1.1 Поршневые компрессоры

Поршневые компрессоры относятся к машинам объемного принципа действия. Как известно, в объемных компрессорах передача энергии от двигателя к газу происходит в рабочей камере, периодически изменяющей объем из-за перемещения одной или нескольких стенок. В процессе изменения объема камера поочередно соединяется с полостью низкого и высокого давления газа. Схема наиболее простой конструкции поршневого компрессора с тронковым поршнем (поршень в виде стакана, непосредственно соединенный с шатуном) представлена на рисунке 4.

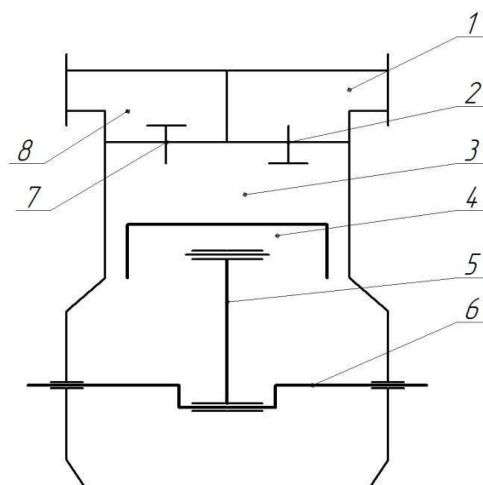


Рисунок 4 – Схема поршневого компрессора с одной рабочей камерой и тронковым поршнем

1-камера всасывания; 2-всасывающий клапан; 3 – цилиндр; 4 – поршень; 5 – шатун; 6 – коленчатый вал; 7 – камера нагнетания; 8 - нагнетательный клапан

Поршневые компрессоры могут быть разделены на две обширные группы: бескрейцкофные и крейцкопфные.

Бескрейцкопфные компрессоры малой производительности имеют хорошие массогабаритные показатели, нашли широкое применение в

передвижных и транспортных установках. Этот тип компрессоров выполняется с тронковым и дифференциальными поршнями. Роль крестковфа в данном типе компрессоров выполняет сам поршень, через него на стенки цилиндра передается нормальная составляющая поршневой силы, что приводит к значительным боковым усилиям в паре поршень-цилиндр и, как следствие, к повышенным потерям на трение. В бескрестковфных компрессорах для смазки механизма движения и цилиндра используются компрессорные масла, обладающие достаточной вязкостью при высокой температуре стенок рабочей камеры.

Бескрестковфные компрессоры уступают крестковфным по потерям на трение. Так компрессоры данного типа используются при малых производительностях и при мощностях в пределах 40-50 кВт. Мощные многоступенчатые компрессоры среднего и высокого давления со значительной производительностью выполняют крестковфными. Исходя из этого, далее рассматриваются только компрессоры крестковфного типа. На рисунке 5 изображен одноступенчатый поршневой компрессор крестковфного типа. На рисунке 6 показан одноступенчатый поршневой компрессор бескрестковфного типа. Основные различия в конструкции связаны с применением крестковфа в машинах крестковфного типа, который позволяет использовать цилиндр двойного действия, а пара крестковф-направляющие воспринимает боковое усилие от шатуна, поршень при этом разгружен от радиального усилия. Однако машины крестковфного типа имеют более сложную конструкцию по сравнению с машинами бескрестковфного типа, а также дополнительную пару трения [9].

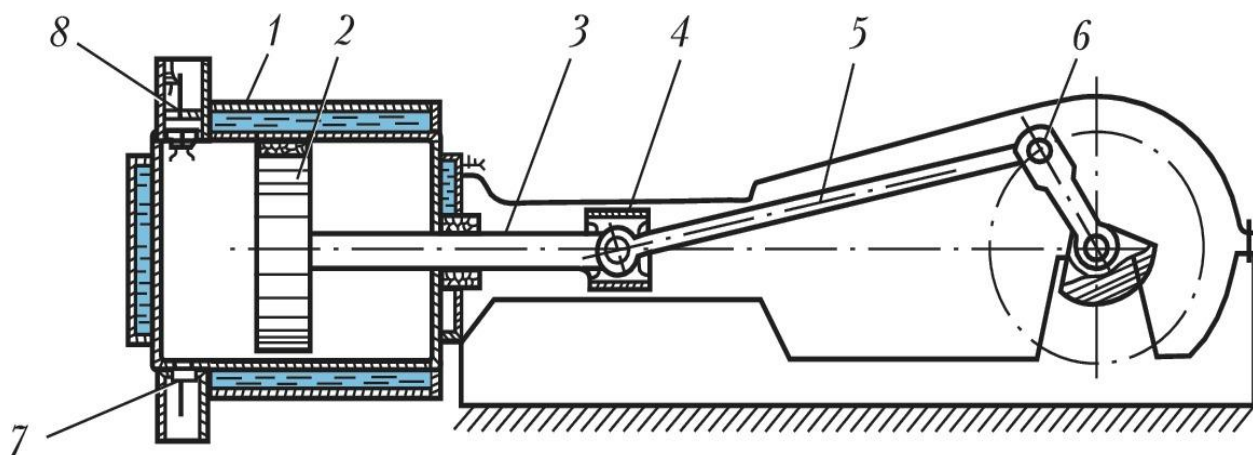


Рисунок 5 – Одноступенчатый поршневой компрессор крейцкопфного типа: 1 – цилиндр; 2 – поршень; 3 – шток; 4 – крейцкопф; 5 – шатун; 6 – кривошип; 7 и 8 – всасывающий и нагнетательный клапаны

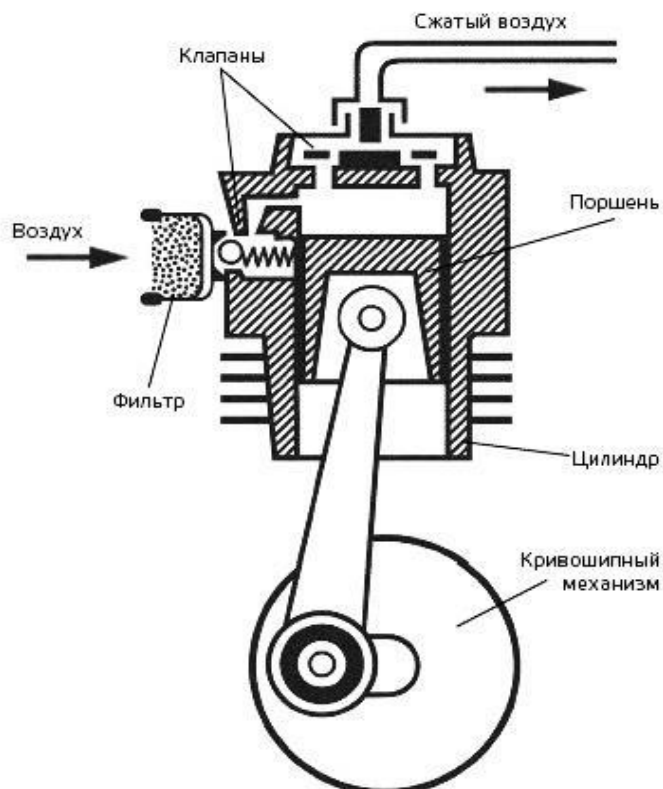


Рисунок 6 – Одноступенчатый поршневой компрессор бескрейцкопфного типа

Поршневые компрессоры по положению цилиндров подразделяются на:

1. Вертикальные – занимают меньшую площадь, но при высокой производительности значительно высоки и сложны в обслуживании. Цилиндры

вертикальных крейцкопфных компрессоров имеют меньший и равномерный износ, вертикально-направленные силы инерции лучше гасятся фундаментом.

2. Горизонтальные – как правило, крупные крейцкопфные компрессоры средней и большой производительности. Широкое распространение получили горизонтальные компрессоры с расположением цилиндров по обе стороны вала, так называемые оппозитные компрессоры, в соответствии с рисунком 7 [10]. На сегодняшний день оппозитные компрессоры обладают несомненным преимуществом перед компрессорами других типов. Оппозитные компрессоры, в основном, выполняют многорядными с расположением в каждом ряду одного цилиндра. В ступенях низкого давления, где объем компримируемого газа велик, имеется возможность располагать два и более цилиндров в нескольких рядах. Силы инерции в противоположных рядах могут быть полностью уравновешены. Сниженная нагрузка на механизм движения и хорошая уравновешенность позволяют использовать эти компрессоры при высокой частоте вращения. Оппозитные компрессоры могут быть установлены на относительно небольшие фундаменты. При высокой частоте вращения масса ротора электродвигателя оказывается достаточной для обеспечения необходимого махового момента без дополнительного маховика.

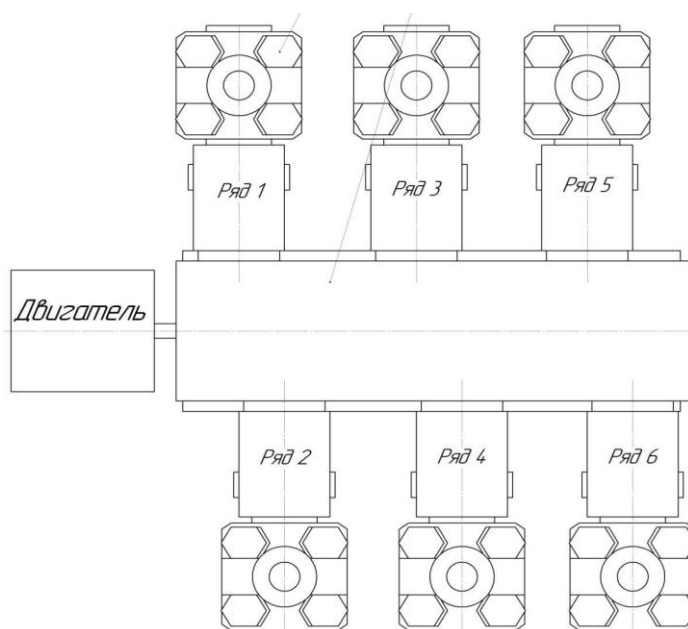
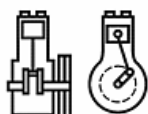


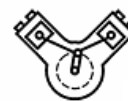
Рисунок 7 – Схема оппозитного шестирядного поршневого компрессора

3. Угловые – данный тип компрессоров выполняют У-, Ш-, вееро- и звездообразными, в основном, с одноколенным валом, к которому присоединяют до четырех шатунов, в соответствии с рисунком 8. Основные преимущества угловых компрессоров: достаточно хорошо уравновешены с помощью противовесов; цилиндры значительно удалены друг от друга; в пространстве между рядами вертикально-горизонтальных машин может быть расположен промежуточный холодильник; простота конструкции и малая длина вала, что способствует применению подшипников качения; удобство монтажа.

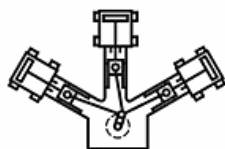
Компрессор одинарного действия



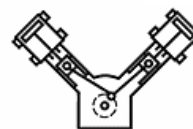
V-образный компрессор одинарного действия



W-образный компрессор двойного действия



V-образный компрессор двойного действия



Оппозитный компрессор



W-образный компрессор одинарного действия

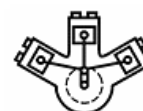


Рисунок 8 – Типы поршневых компрессоров

Необходимо отметить, что существует масса конструкций компрессоров, такие как свободно-поршневые компрессоры на электрических или дизельных двигателях, аксиально-поршневые компрессоры, мембранные компрессоры и другие, но наибольшее распространение получили оппозитные компрессоры компаний ARIEL и другие классические конструкции.

2.1.2 Роторные компрессоры

Роторно-пластинчатый компрессор (РПК) - разновидность роторных компрессоров объемного действия, работа которого основана на захвате рабочего тела и уменьшении его объема за счет вращения эксцентрично-установленного ротора и движением установленных в него пластин, под действием центробежных сил. Впервые патент на ротационно-пластинчатую машину предложил английский инженер Биль в 1848 году. Компрессор имел всего две пластины и один паз. Выходившие из паза пластины под действием центробежной силы и расположенной между пластинами пружины прижимались к внутренней поверхности цилиндра, в соответствии с рисунком 9 [11].

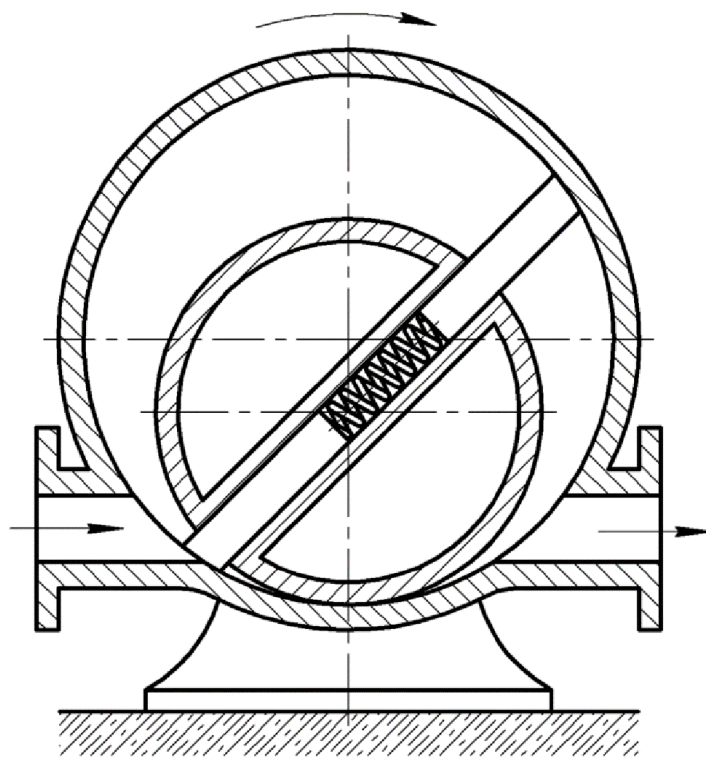


Рисунок 9 – Схема ротационного компрессора Билля

Производительность ротационно-пластинчатых компрессоров (РПК) колеблется в пределах 0,1 - 500 м³/мин, конечное давление в одной ступени до 0,8 - 0,9 МПа, скорость вращения зависит от допустимых скоростей пластин и обычно не превышает 3000 об/мин.

Исходя из диапазона режимных параметров, РПК применяются в металлургической, химической, газовой промышленности, для

пневмотранспорта сыпучих материалов, в пищевой промышленности и торговле, в тормозных системах подвижного состава. Также используются как вакуум-насосы в ламповом, стекольном производстве в доильных аппаратах. Широко используются в холодильной технике для сжатия хладагентов и при кондиционировании.

На рисунке 10 приведены конструктивные схемы ротационно-пластинчатых компрессоров соответственно с наклонными и радиальными пластинами. Рабочая ячейка в обеих конструкциях ограничена двумя последовательно расположенными пластинами, наружной поверхностью ротора, внутренней поверхностью цилиндра и торцевыми крышками. При вращении эксцентрично насаженного ротора, пластины, свободно расположенные внутри пазов, центробежными силами отбрасываются к периферии, разделяя свободную серповидную полость на отдельные рабочие ячейки. В левой полуплоскости происходит увеличение площади (а, соответственно, объема) ячейки, в правой – уменьшение ячейки [11].

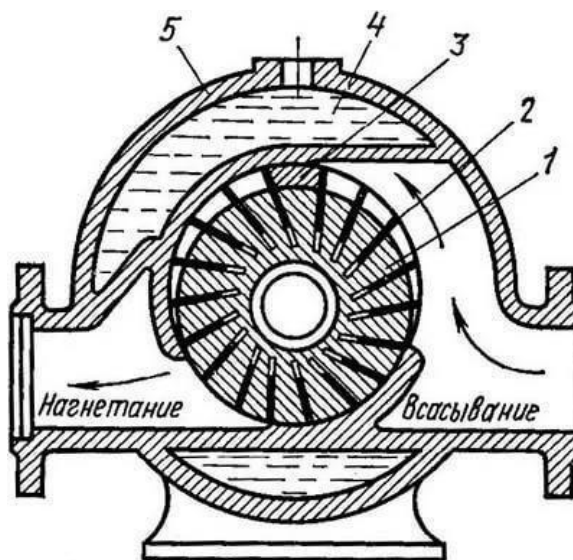


Рисунок 10 – Схема ротационно-пластинчатого компрессора с наклонным расположением пластин:

1-ротор; 2-пластина; 3-рабочая ячейка; 4- водяная рубашка для охлаждения; 5- корпус

По сути данный тип компрессора не используются в нефтегазовой промышленности России и мира из-за маленькой производительности и низкой способности к компримированию, но активно ведутся работы по улучшению конструкции и поиску прорывных решений для вывода данного типа компрессора на принципиально новый уровень.

2.1.3 Винтовые компрессоры

Винтовой компрессор – это компрессор объемного действия ротационного типа, у которого детали, сжимающие газ (роторы) и образующиеся замкнутые камеры (рабочие ячейки), спрофилированы по взаимно огибающим кривым.

Поле параметров винтовых компрессоров (по данным ОАО «Казанькомпрессормаш») в соответствии с рисунком 11 [12, 13].

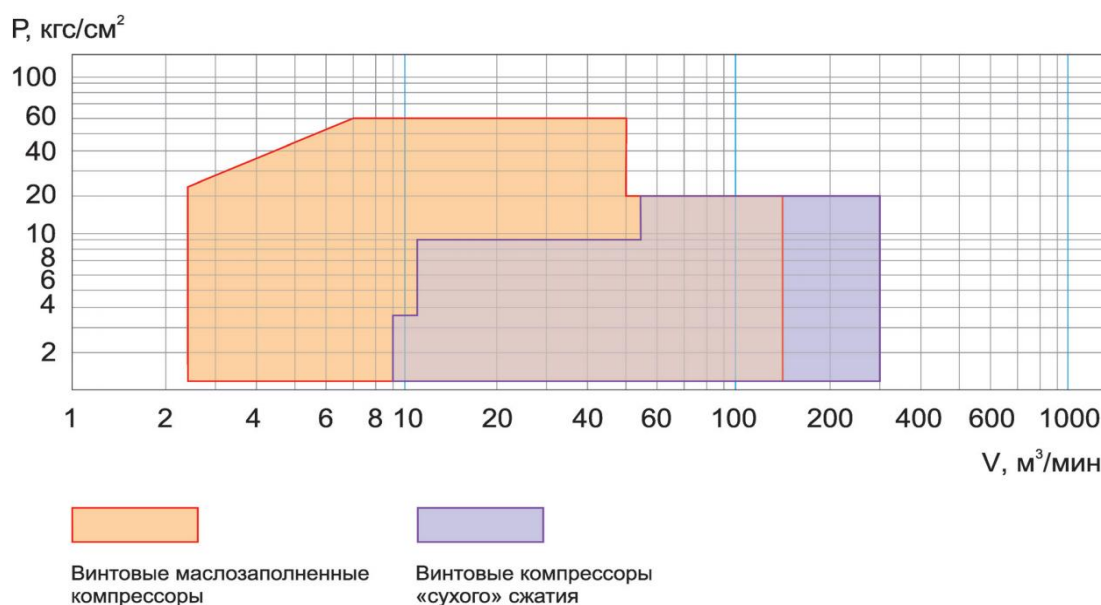


Рисунок 11 – Поле параметров винтовых компрессоров

Область применения винтовых компрессоров в общем случае лежит в пределах [14]:

- 1) по давлению нагнетания от 0,11 до 5,0 МПа (многоступенчатые);
- 2) по производительности от 0,03 до 8,0 м³/с.

По конструктивному исполнению различают два типа ВК:

1) компрессоры сухого сжатия, которые сжимают и подают газ, не загрязненный маслом. Аналогичную конструкцию имеют компрессоры с внутренним охлаждением газа легкоиспаряющейся жидкостью, например, водой или хладагентами;

2) маслonaполненные компрессоры, в полость сжатия которых подается в больших количествах масло. Масло охлаждает сжимаемый газ и уплотняет зазоры между рабочими органами компрессора, а также смазывает контактные поверхности.

Рассмотрим принцип действия винтового компрессора. На рисунке 12 представлены начальный, промежуточный и конечный моменты сжатия в одной из рабочих полостей. Для наглядности там же показан и процесс сжатия в поршневом компрессоре. Во внутренней расточке корпуса расположены два ротора, ведущий и ведомый с винтовыми зубьями [11].

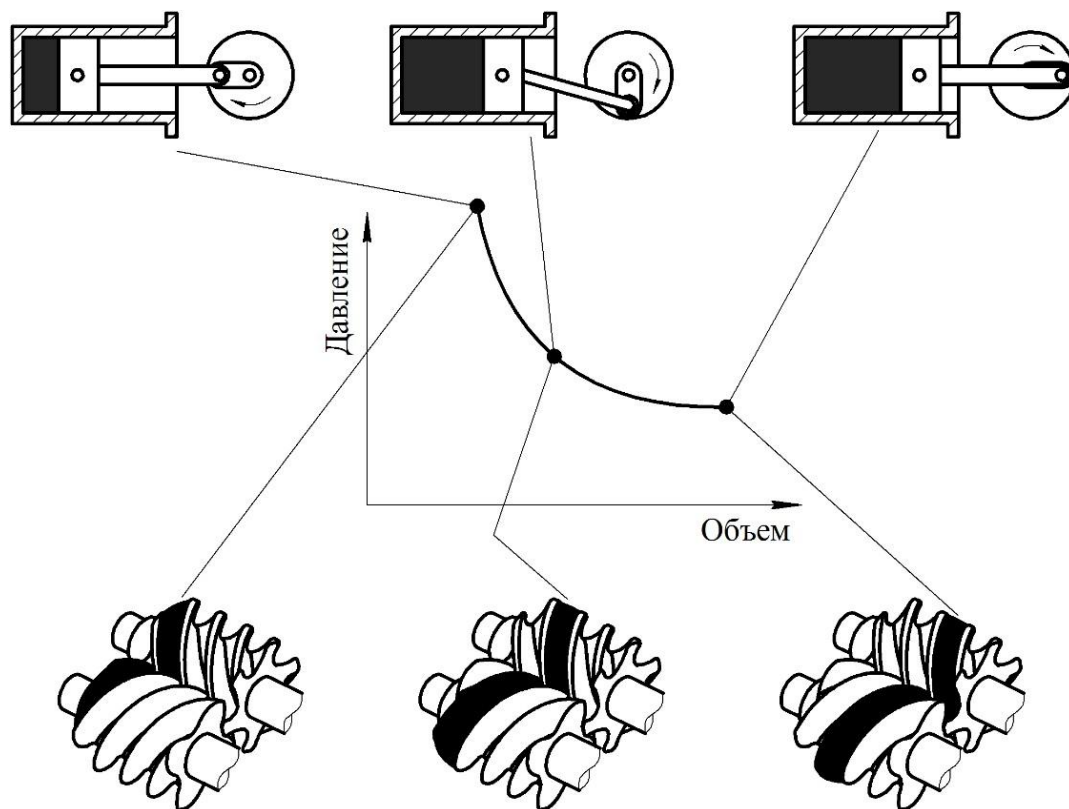


Рисунок 12 – Схема работы винтового компрессора

При проектировании роторов формой зуба одного из винтов задаются, а форму впадины другого получают, строя огибающую. При работе винты вращаются навстречу друг другу, а их зубья при этом обкатываются.

Так, в современных винтовых “сухих” компрессорах (ВКС) степень сжатия в одной ступени достигает до 7 (зависит от типа газа), давление нагнетания до 26 бар, температура на нагнетании 225°C. Вследствие высоких температур на нагнетании иногда роторы делают конусными, с сужением к нагнетанию, т.к. в результате нагрева роторы расширятся и скомпенсируют зазор.

Для сравнения в современных винтовых “мокрых” компрессорах (ВКМ) степень сжатия в одной ступени достигает до 20, при давлении на нагнетании 48 бар и температуре на нагнетании 110 °С (верхняя граница температуры ограничена снижением вязкости масла, при повышении температуры, ниже предельных значений, при которых возможно нарушение масляного клина). Необходимо отметить, что для отдельных специальных моделей давление на нагнетании может быть доведено до 65-75 бар [14,15].

Далее рассмотрим компрессоры динамического действия.

2.1.4 Центробежные компрессоры

Принцип действия центробежного компрессора - динамический процесс сжатия, основан на использовании сил инерции в движущемся потоке газа в результате силового воздействия на него вращающейся лопаточной решетки рабочего колеса компрессора. Преобладающее направление непрерывного течения сжимаемого потока в меридиональной плоскости проточной части компрессора – радиальное. Силовое воздействие лопаточной решетки центробежного рабочего колеса создает приращение полной энергии газового потока, включающей в себя приращение потенциальной энергии, при повышении давления, кинетической, при повышении скорости и затрату на потери.

В неподвижных элементах проточной части, в безлопаточном и лопаточном диффузорах, осуществляется преобразование кинетической энергии потока в потенциальную энергию, обеспечивая заданное повышение статического давления на выходе из компрессора.

Центробежные компрессоры могут быть одноступенчатыми или многоступенчатыми, содержащими несколько ступеней. Группа ступеней, ограниченная входным и выходным патрубками образует секцию. Секции размещаются в корпусах – цилиндрах, имеющих самостоятельные подшипники. В одном цилиндре может быть размещена одна или несколько секций.

Максимально возможное число ступеней в одном цилиндре определяется условиями динамической прочности ротора. Обычно число ступеней в цилиндре не превышает 6 – 8. Ступени подразделяются на промежуточные и концевые. В промежуточной ступени за рабочим колесом и диффузором следует обратный направляющий аппарат, обеспечивающий подвод потока к рабочему колесу следующей ступени. Схема промежуточной ступени центробежного компрессора представлена на рисунке 13. В концевой ступени вместо направляющего аппарата стоит выходное устройство [16].

Рабочие колеса центробежных компрессоров могут быть закрытыми, полуоткрытыми и открытыми. Схемы колес представлены на рисунке 14.

Центробежные колеса открытого типа применяются только в специальных установках, например для транспортировки сыпучих материалов, в дымососах и другое.

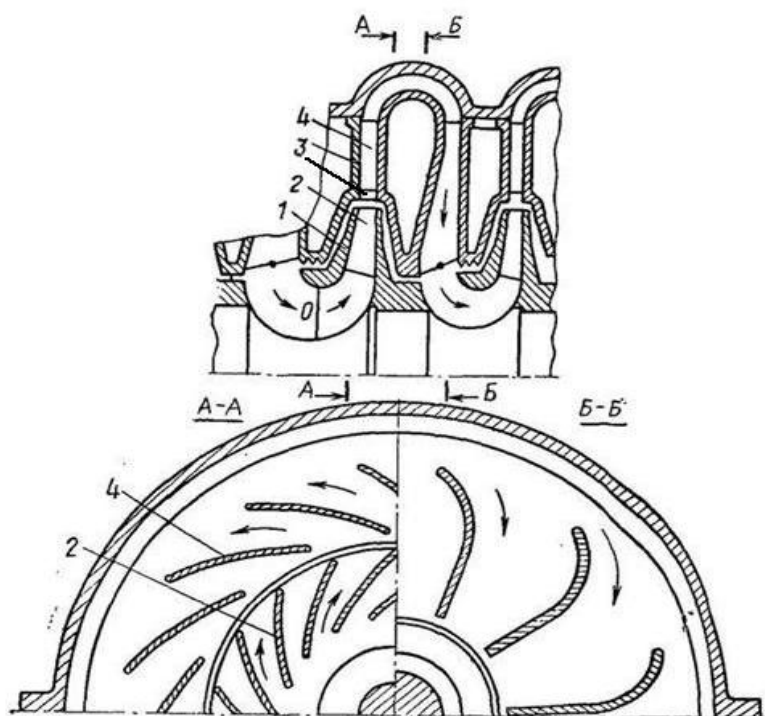


Рисунок 13 – Схема промежуточной ступени центробежного компрессора:

1 – покрывной диск рабочего колеса, 2 – лопатка рабочего колеса, 3 – безлопаточный диффузор, 4 – лопатка лопаточного диффузора

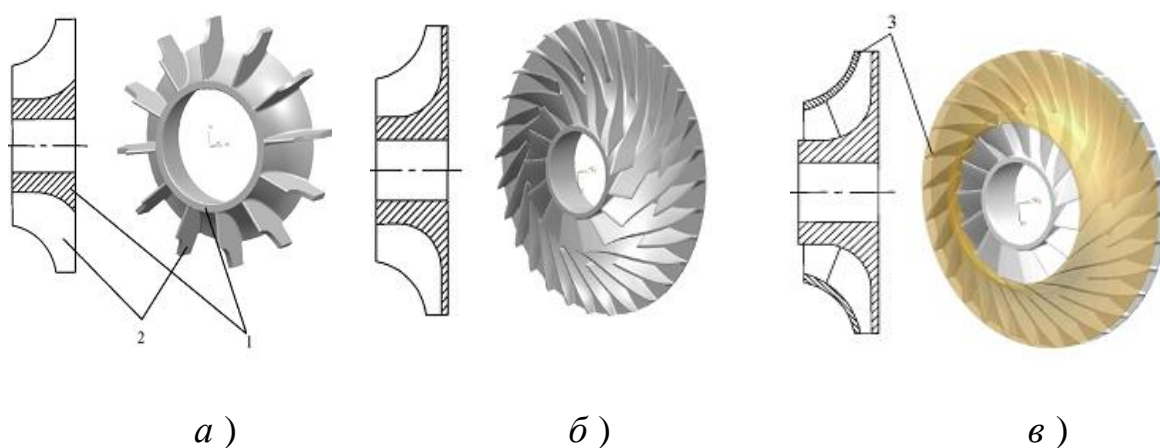


Рисунок 14 – Схемы рабочих колес центробежного компрессора

a – открытого типа; *б* – полукрытого типа; *в* – закрытого типа

Обобщённые диапазоны применения центробежных компрессоров указаны на основе обобщенных данных от производителей:

Таблица 9 – Обобщенные диапазоны применения центробежных компрессоров

Давление конечное, МПа	до 50
Производительность, м ³ /ч	до 9000

Мощность, МВт	до 32
---------------	-------

Обобщённые диапазоны применения центробежных компрессоров для компримирования попутного нефтяного газа:

Таблица 10 – Диапазоны применения центробежных компрессоров для компримирования попутного нефтяного газа

Давление начальное, МПа	от 0,1
Давление конечное, МПа	до 27,5
Производительность, м ³ /ч	1000 – 400 000
Мощность, МВт	до 32

Также существуют другие компрессоры динамического типа, частные случаи центробежного, такие как осевые, диагональные и другие, использующиеся гораздо реже и не получившие большого распространения.

2.2 Оценка критериев внедрения мобильной компрессорной станции

Мобильная компрессорная установка применяется уже несколько десятилетий для следующих целей [17]:

- Дожим газа с истощенных или отдаленных газовых кустов с низким устьевым давлением до УКПГ;
- Откачка газа с ремонтируемых участков газопроводов;
- Использование на газовых автозаправочных станциях для наполнения газобаллонного оборудования.

В перспективе сценариев может быть больше, наиболее интересный для нас – компримирование низконапорного попутного нефтяного газа с УПН (давление до 0,6 МПа) до 7,5 - 9 МПа для его доставки до УКПГ.

Проблема низконапорного попутного нефтяного газа появилась с того момента, когда сжигание газа на факелах ограничили законами и постановлениями Правительства и компании ищут любые возможности по монетизации и вовлечению всего добываемого сырья. Объемы сжигаемого ПНГ в России поражают своими цифрами и сопоставимы с объемами производства самых мощных газовых месторождений.

Расстояние до установки комплексной подготовки газа бывает большим и под собственного давления попутного нефтяного газа может не хватать для его транспорта. Объемы такого газа на небольших месторождениях, который до недавнего времени были нерентабельны для разработки, необходимо эффективно компримировать, учитывая, что расход газа составляет от 200 до 500 млн. м³/год или от 24 000 до 60 000 м³/ч. С учетом входного давления газа, мы можем сформулировать требования, предъявляемые к МКУ, представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Требования к компрессору

Давление входное, МПа	0,05 – 0,6
Давление выходное, МПа	7,5 – 9
Производительность, млн. м ³ /год	200 – 500

2.3 Сравнение различных типов компрессоров в мобильных исполнениях в условиях месторождений с низким дебитом попутного нефтяного газ

В качестве базовых вариантов для мобильных компрессорных установок применяют следующие типы компрессоров:

1) Винтовые компрессоры

Винтовой компрессор представляет собой агрегат промышленного назначения динамического действия, нагнетающий воздух посредством винтовой пары. На основе винтовых компрессоров, как правило, и производят МКУ зарубежом, в том числе установки, используемые в опытно-промышленных испытаниях и последующей эксплуатации на X месторождении.

Основные недостатки оборудования:

- Высокие капитальные затраты;
- Сложная конструкция;
- Винтовые агрегаты нельзя использовать для работы с агрессивными газами;
- Винтовые компрессоры требуют постоянной и эффективной работы системы маслоотделения (как правило используют маслonaполненные компрессоры).

2) Поршневые компрессоры

Поршневая компрессионная установка представляет собой компрессор объемного действия, оснащенный поршневой системой сжатия. МКУ на основе поршневых компрессоров также успешно используют для откачки газа из магистральных трубопроводов, но в таком случае рабочая среда – подготовленный сухой газ, без мехпримесей и агрессивных компонентов, с минимумом влаги, что упрощает их эксплуатацию.

Основные недостатки оборудования:

- Высокие капитальные и операционные затраты;

- Высокие энергетические затраты;
- Малый межсервисный интервал: максимальный интервал между обслуживаниями составляет 500 часов работы;
- Высокий уровень шума и вибрации (для его размещения необходимо отдельное помещение, оснащённое прочным бетонным фундаментом).

3) Центробежные компрессоры

Центробежные компрессоры являются одной из разновидностей группы лопастных компрессоров, и представляют собой энергетические машины, в которых сжатие среды производится при помощи центробежных сил.

Основные недостатки оборудования:

- Высокие капитальные и операционные затраты;
- Ограниченная степень сжатия газа;
- Высокие скорости вращения рабочего органа, и как следствие повышенные требования к подшипникам и системе смазки;
- Низкий объемный КПД;
- Зависимость давления сжатого газа от производительности компрессора.

Данные варианты компрессорного оборудования для малых объемов газа (200-500 млн. м³/год) не являются рентабельными.

Предлагаемый вариант решения проблемы от компании АО «КЭНПО» – технология гидроприводного поршневого компрессора.

Компрессор такого вида отличается от классических поршневых способом передачи силы на поршень для его работы на концептуальном уровне – если в обычных поршневых компрессорах поршень соединен с кривошипно-шатунным механизмом с довольно большим числом двигающихся деталей (рисунок 15), то в новом решении привод поршня – гидравлический (рисунок 16).

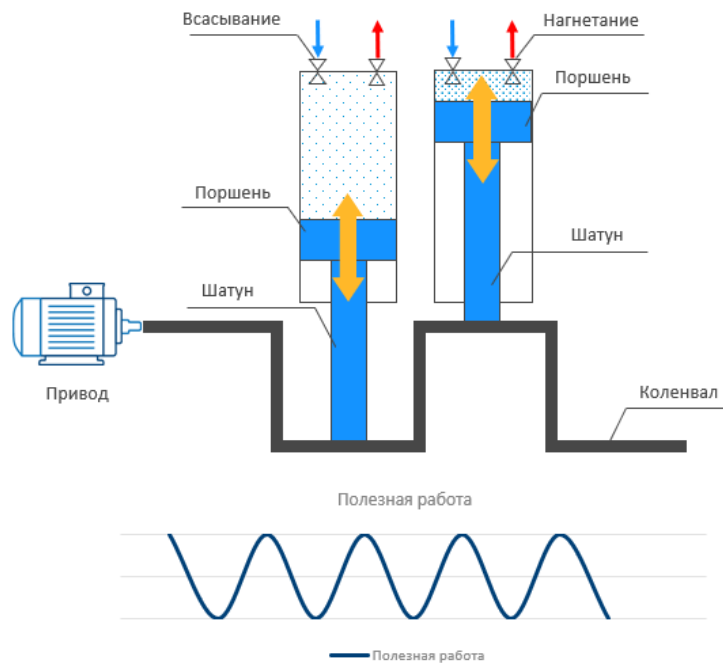


Рисунок 15 – Принципиальная схема работы поршневого компрессора

Такая конструкция позволяет избавиться от потерь мощности на коленчатом вале, достигается низкий уровень шумов, колебаний и вибраций и повышается надежность установки. Более того представленная конструкция - двухстороннего действия, то есть совершает полезную работу при движении поршня как вниз, так и вверх, что, в теории, увеличивает производительность в 2 раза.

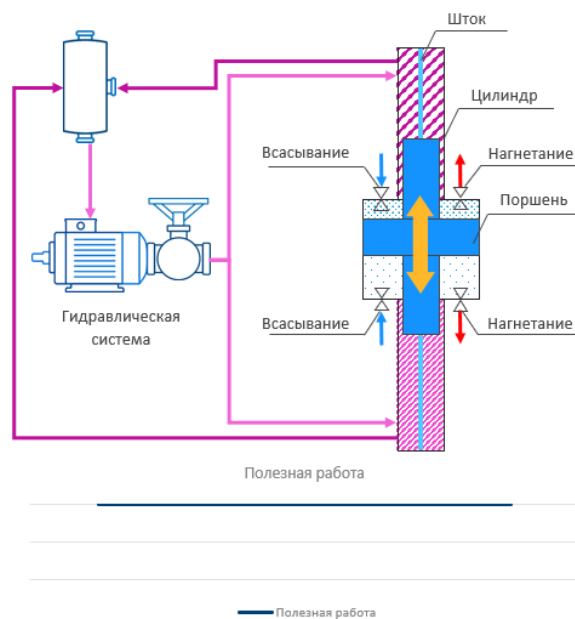


Рисунок 16 – Принципиальная схема работы гидроприводного поршневого компрессора

2.4 Описание рабочего цикла гидроприводного поршневого компрессора

Принцип работы гидроприводного поршневого компрессора следующий: гидропривод выполнен по стандартной общепринятой схеме и содержит бак с рабочей жидкостью и гидронасос, приводимый в работу электродвигателем. Насос всасывает из бака рабочую жидкость и нагнетает её под давлением в напорную магистраль, к которой подключен потребитель, в данном случае: блок цилиндра. Обратный поток жидкости из блока цилиндра возвращается через сливную магистраль обратно в бак. Один бак предусмотрен для обеспечения работы двух цилиндров.

Основным рабочим органом является гидропневмоцилиндр со встроенными клапанами, нагнетательными и всасывающими, золотниковый распределитель и челночный переключатель. Функция челночного переключателя: автоматически обеспечивать возвратно-поступательное движение поршня со штоком, расположенных в гидропневмоцилиндре, клапаны которого соединены с внешними газовыми магистралями.

Благодаря решению использовать крошку из фторопласта на поверхности трения поршень-цилиндр смогли отказаться от смазки с помощью масла, что упрощает установку, снижает капитальные и операционные затраты и снижает межремонтный интервал. Также более не встает проблема уноса газом масла и отпадает необходимость установки маслоотделителя на выходе из компрессора.

После каждого цилиндра установлена маленькая установка аппарата воздушного охлаждения с маленьким электродвигателем на каждое АВО для охлаждения газа после компримирования.

Работа компрессора происходит по следующему принципу (рисунок 17):

- 1) Рабочая жидкость из напорной магистрали через окна золотника поступает в полость гидропневмоцилиндра (А);
- 2) шток с поршнем перемещается в верхнее положение;

- 3) жидкость из противоположной полости (Б) через соответствующие окна золотника вытесняется в сливную магистраль и далее, в бак;
- 4) Поршень цилиндра, при этом, сжимает газ в полости (В) и вытесняет его через нагнетательный клапан 2 в линию нагнетания;
- 5) В полости (Г) происходит всасывание газа через клапан 4 из линии всасывания;
- 6) При достижении поршня верха цилиндра челночный переключатель изменяет направления воздействия на золотник, реверс штока. (полость Б соединяется с напорной магистралью, а полость А со сливной);
- 7) Шток движется вниз, газ сжимается в полости (Г) и вытесняется через клапан 3, а всасывается в полость (В) через клапан 1;
- 8) При достижении поршнем крайнего нижнего положения, вновь сработает челночный переключатель и происходит смена направления движения штока с поршнем, цикл повторяется.

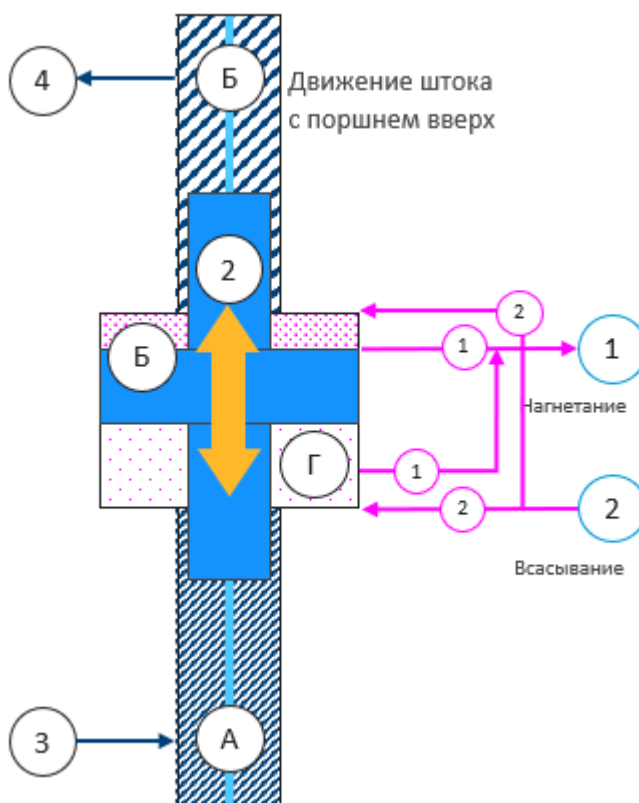


Рисунок 17 – Рабочий цикл гидроприводного поршневого компрессора

На рисунке 18 изображена принципиальная схема мобильной компрессорной установки, на ней не изображены вспомогательные элементы, такие как фильтр, обратный и предохранительный клапаны и другие. Подробная схема представлена в приложении А.

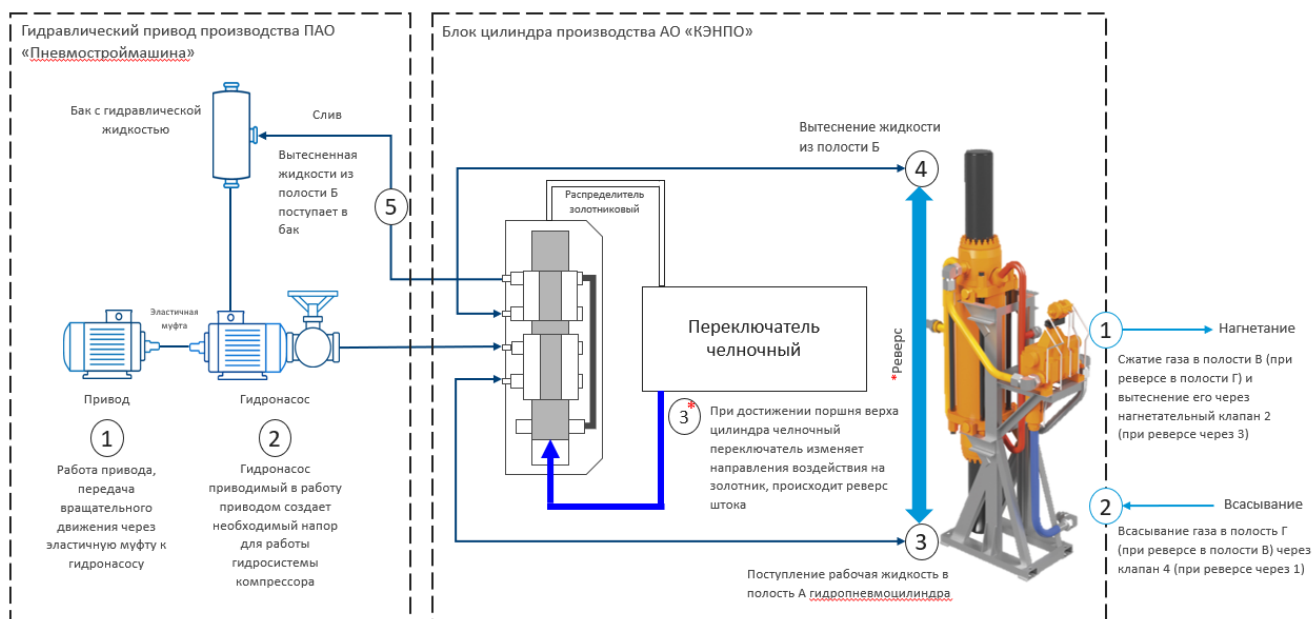


Рисунок 18 - Принцип работы мобильной гидроприводной компрессорной установки

Выделяют следующие технические преимущества МКУ на основе гидроприводного поршневого компрессора:

- Контейнерное исполнение, как следствие – мобильность;
- Низкие капитальные и операционные затраты по сравнению со стационарными КС;
- При работе не создает шума или вибраций;
- Объемный КПД 90-92%;
- Входные давления – от околоракуумного давления до 20 МПа;
- Выходные давления – до 100 МПа;
- Отсутствие чувствительности к попаданию жидкости в рабочую зону;
- Модульность установки – каждый блок цилиндра работает автономно и независимо друг от друга;

- Межсервисный интервал составляет 8400 часов (замена гидравлической жидкости);
- Возможность использования в суровых климатических условиях (до минус 60 °С);
- Пожаробезопасность;
- Не нужно масло для смазки поверхности поршень-цилиндр;

Более того, разработка полностью российская, все агрегаты и узлы изготавливаются на территории РФ и существует обширное количество сценариев применения МКУ:

- Компримирование низконапорного попутного нефтяного газа с последних ступеней сепарации УПН;
- Интенсификация добычи на истощенных скважинах путем разряжения на устьях скважин;
- Откачка газа из ремонтируемых участков трубопроводов;
- Компримирование газа на газовых (метановых) заправках и для последующего транспорта газа;
- Откачка газа из РВС или железнодорожных цистерн на промежуточных станциях для предотвращения взрывов;

Стоит отметить большую гибкость, заложенную в установку – в контейнер могут быть установлены цилиндры разных диаметров, соответственно от этого зависит сколько цилиндров будет в одном контейнере, возможность установки нескольких контейнеров вплотную для увеличения мощности по объемам газа или по количеству ступеней компримирования, а также широкие возможности настройки установки (отключение ненужных цилиндров, регулирование мощности электродвигателя, схемы компримирования (1,2 или 3 ступени) и так далее) в совокупности с ее мобильностью (при достижении точки нерентабельности на данном объекте контейнер перевозят на другой, где в нем есть необходимость) создает новую

нишу, ранее не занятой ни одной другой компанией. Возможны иные сценарии использования установок.

2.5 Технологический анализ схемы включения мобильной компрессорной установки на X месторождении

На данный момент рассматривается использование мобильной компрессорной установки с новым гидроприводным поршневым компрессором для компримирования низконапорного попутного нефтяного газа с УПН и БМУПН и последующей его подачи на уже существующую компрессорную установку для компримирования ПНГ со 1 и 2 ступеней сепарации. Необходимость МКУ в данной схеме обуславливается ограничениями по входному давлению газа на КС, из-за которых мы не имеем возможности вовлечь в подготовку ПНГ с конечных сепарационных установок. Мы решаем эту проблему с внедрением в схему рассматриваемой мобильной компрессорной установки. Принципиальная схема данного решения приведена на рисунке 19.

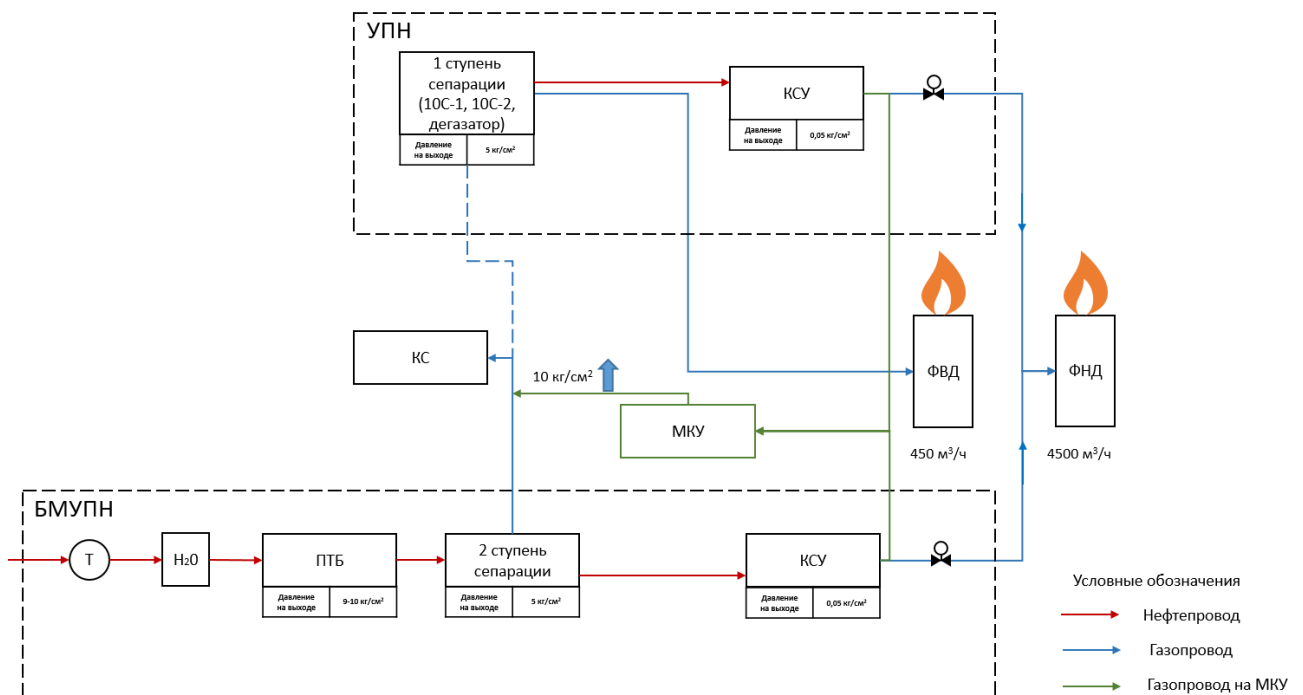


Рисунок 19 – Принципиальная схема включения мобильной компрессорной установки

Отметим, что больших усилий стоило приведение давления на КСУ к указанным значениям (ранее оно было в 10 раз выше), что обусловлено технологическим процессом по подготовке нефти и наиболее полной ее дегазации и очистки. С точки зрения компримирования это встает еще одной проблемой, ибо не каждый тип компрессора способен работать с газом при околовакуумным давлением.

Определена площадка для размещения МКУ на территории УПН и были предусмотрены перспективные врезки для забора газа с КСУ (рисунок 20).

В точке 2 указана точки врезки для забора газа с факельных сепараторов УПН, забора газа с КСУ и последующая подача на КС. В точке 3, где располагается КС, примерная длина трубопровода равняется 1,4 км с учетом резерва.

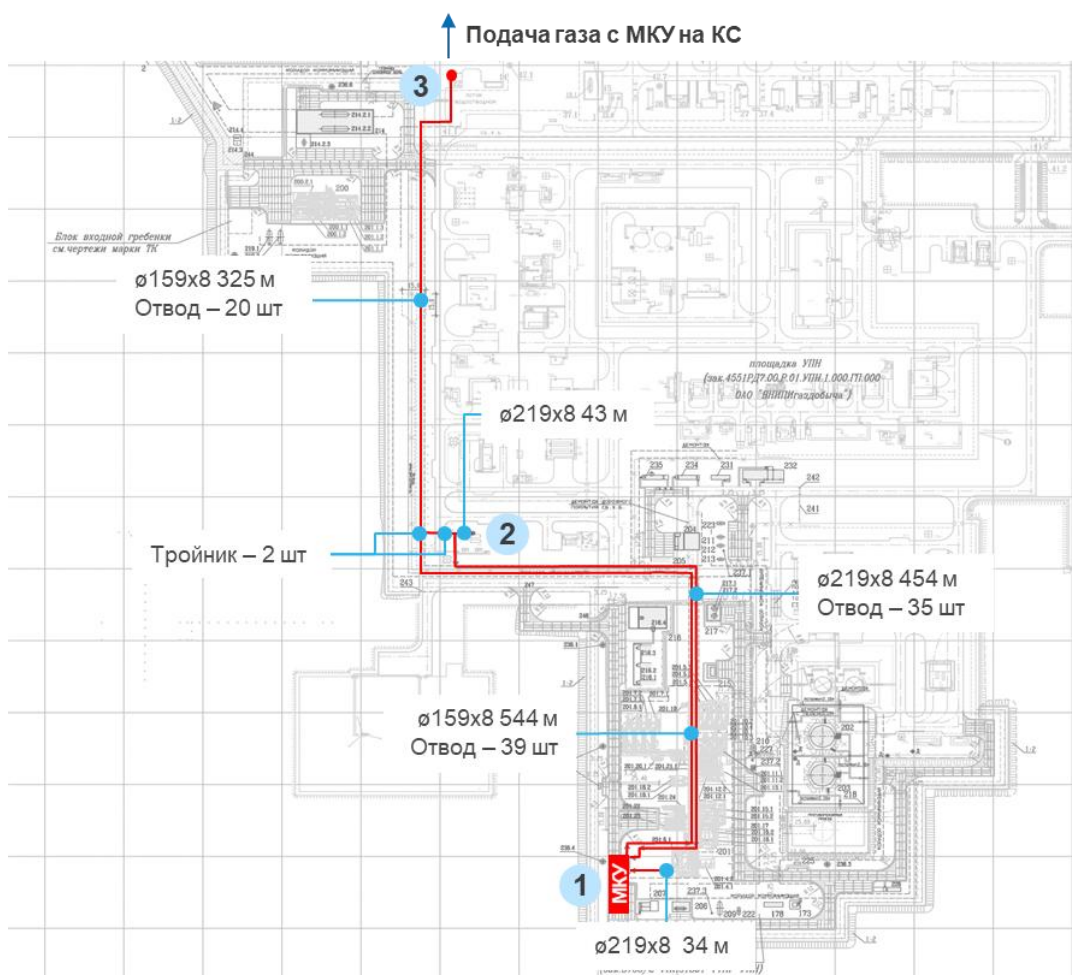


Рисунок 20 – Схема размещения мобильной компрессорной установки на территории установки подготовки нефти

2.6 Технологический расчет подбора компрессорной установки

В модели подбора типа компрессора под начальные термобарические условия и составу газа учитываются следующие параметры:

- Давление всасывания, МПа;
- Давление нагнетания, МПа;
- Температура на входе, °С;
- Производительность, м³/ч;
- Показатель адиабаты, ед.;
- КПД_{изотерм}, доли ед.;
- КПД_{адиаб}, доли ед.;
- КПД_{мех}, доли ед.;
- Запас мощности привода, %;
- Коэффициент сжимаемости газа, доли ед.

Изотермический КПД учитывается для охлаждаемых машин, то есть либо маслозаполненные, либо с водяной рубашкой охлаждения, а адиабатный КПД – для неохлаждаемых, или сухих машин.

Формулы, применяемые для расчета необходимой мощности привода в данной модели следующие:

$$N_{\text{мокрый}} = \frac{z * P_{\text{всас}} * Q * \ln \frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{всас}}} * \left(1 + \frac{\text{запас}}{100}\right)}{\eta_{\text{изотерм}} * \eta_{\text{мех}}}, \quad (26)$$

$$N_{\text{сухой}} = \frac{z * \frac{k}{k-1} * P_{\text{всас}} * Q * \left(\frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{всас}}}\right)^{\frac{k-1}{k}} * \left(1 + \frac{\text{запас}}{100}\right)}{\eta_{\text{адиаб}} * \eta_{\text{мех}}}, \quad (27)$$

Где k – показатель адиабаты;

z – коэффициент сжимаемости газа.

Для случая установки МКУ на N горизонте X НГКМ имеются следующие данные (таблица 12).

Таблица 12 – Вводные данные по Н горизонту

Характеристика	Значение
Производительность, м ³ /ч	35700
Давление на всасе, МПа	0,6
Давление на выходе, МПа	7,5 - 9
Температура на всасе, °С	37 - 45

Исходя из расчетов по модели, будет необходима следующая конфигурация компрессора (рисунок 21, таблица 13). Из рисунка 21 видим, что рассчитанная точка находится на пересечении двух типов компрессоров: поршневого и центробежного. По мощности приводов для мокрого поршневого и центробежного компрессоров необходимо 4,4 МВт, а для сухого центробежного – 5,6 МВт.

Делаем вывод, что решение с гидроприводным поршневым насосом в мобильном исполнении потребует порядка 4 контейнеров с максимальной мощностью 3,2 МВт, что ниже аналогов.

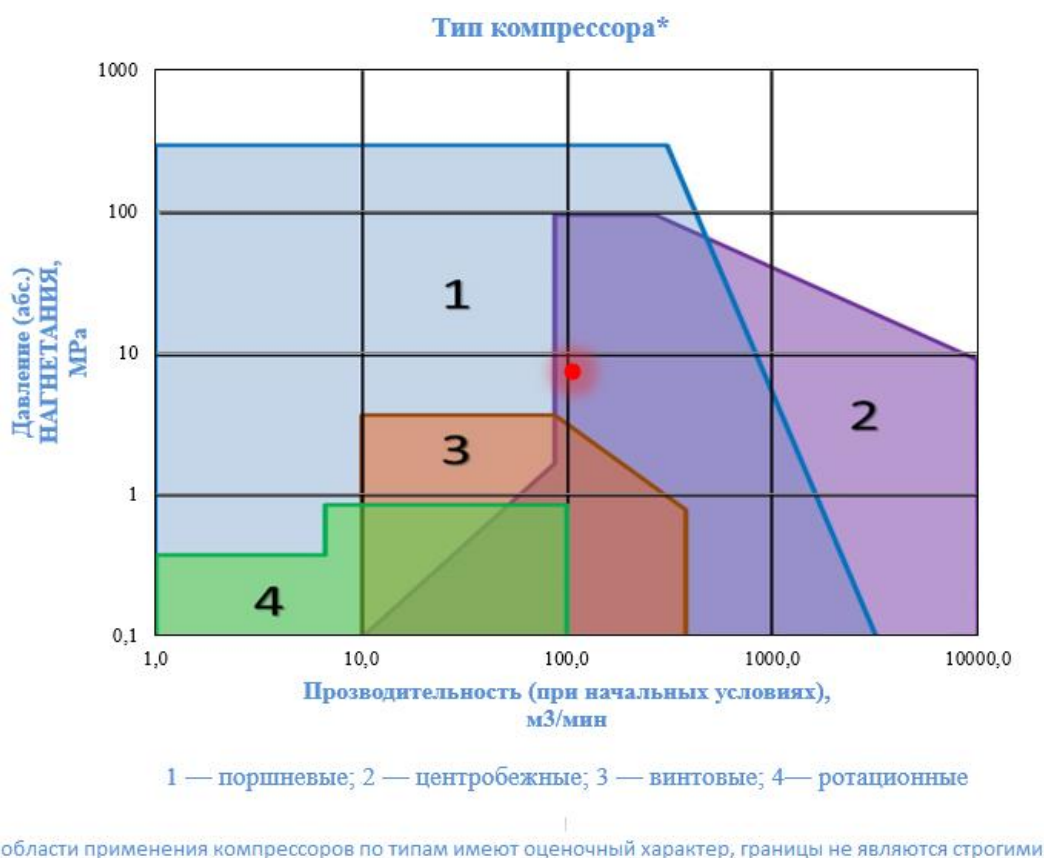


Рисунок 21 – Подобранный тип компрессора по модели

Таблица 13 – Рассчитанная мощность привода по модели

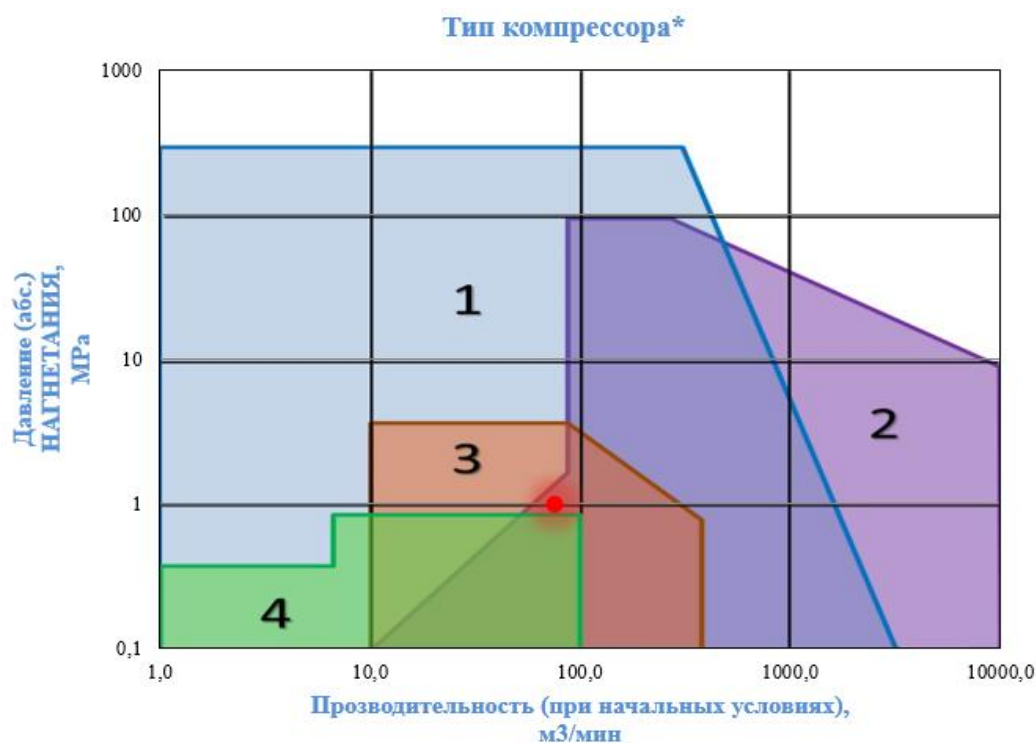
КПД	Тип компрессора	Мощность, МВт
Изотермический (0,6...0,7)	С охлаждением: - Поршневой - Винтовой маслозаполненный - Центробежный - Роторно - пластинчатый	4,40
Адиабатный (0,65...0,75)	- Винтовой сухой - Центробежный - Осевой -Роторно - пластинчатый	5,58

Второй случай, как планируется использовать МКУ в ближайшее время – установка на УПН и забор газа с КСУ на X месторождении при следующих условиях (таблица 14).

Таблица 14 – Вводные данные для ПНГ на X месторождении

Характеристика	Значение
Производительность, м ³ /ч	5200
Давление на всасе, МПа	0,05
Давление на выходе, МПа	1–1,1
Температура на всасе, °С	37 - 45

По модели получили соответствующие выходные данные (рисунок 22, таблица 15). Нам удовлетворяют сразу три типа компрессоров: винтовые, центробежные и поршневые. Стоит отметить существующие проверенные варианты мобильных компрессорных установок на базе винтовых компрессоров, но по капитальным и операционным затратам они проигрывают новому гидроприводному поршневому компрессору, что играет ключевую роль при конечном выборе оборудования.



* области применения компрессоров по типам имеют оценочный характер, границы не являются строгими

Рисунок 22 - Подобранный тип компрессора по модели

Таблица 15 - Рассчитанная мощность привода по модели

КПД	Тип компрессора	Мощность, МВт
Изотермический (0,6...0,7)	С охлаждением: - Поршневой - Винтовой маслозаполненный - Центробежный - Роторно - пластинчатый	0,31
Адиабатный (0,65...0,75)	- Винтовой сухой - Центробежный - Осевой - Роторно - пластинчатый	0,42

По разделу делаем вывод, что мобильная компрессорная установка на основе гидроприводного поршневого компрессора удовлетворяет всем требованиям в обоих случаях и рекомендована к выбору.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ТИРАЖИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКОЙ

Количество месторождений в России, эксплуатация которых ведется на третьей и четвертой стадиях неуклонно растет, более того месторождений с низкими дебитами по нефти, попутному нефтяному газу и природному газу также большое количество. Более того месторождения, которые были введены в эксплуатацию относительно недавно или готовящиеся к эксплуатации, как правило, находятся в труднодоступных местах Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, а также в Восточной Сибири, и большинству из них придается статус автономных или труднодоступных, что обуславливает специфику их разработки и функционирования.

Проблема завоза и монтажа крупногабаритного и тяжелого оборудования на автономных месторождениях стоит крайне остро, ибо связана с большими рисками, высокой стоимостью и трудоемкостью проведения данных работ, потому более чем десятилетие ведется активное использование блочно-модульных исполнений с высокой степенью готовности с завода различного оборудования для добычи, подготовки и транспортировки газа взамен традиционным их исполнениям. Это позволяет существенно снижать капитальные затраты предприятия и тем самым вести более выгодную эксплуатацию объектов.

В настоящее время на рынке представлено большое количество производителей, в том числе и отечественных, производящих достойное оборудование с минимально возможным применением импортных комплектующих, в том числе и в нише компрессорных установок и газоперекачивающих агрегатов.

При подборе мобильной компрессорной установки важно наиболее точно провести оценку условий ее применения, то есть на какое сырье оно

должно быть рассчитано, для каких термобарических условий и для каких объемов производства.

Настоящая работа указывает на проблему вовлечения в подготовку низконапорного попутного нефтяного газа с малыми годовыми объемами и проблему отсутствия достойных проверенных предложений для ее решения. Однако рассмотренный вариант гидроприводного поршневого компрессора способен закрыть данную нишу и в перспективе стать базовым решением при возникновении подобных ситуаций, а в обозримом будущем их количество будет неумолимо расти.

Пробная эксплуатация МКУ от компании АО “КЭНПО” на установке подготовки нефти Х месторождения, а впоследствии и на Н горизонте того же месторождения должна доказать заявленную эффективность и состоятельность технологии.

По условиям использования мобильной компрессорной установки на Х месторождении можно выделить три главных параметра:

Таблица 16 - Требования к мобильной компрессорной установки на Н горизонте Х месторождения

Давление входное, МПа	0,05 – 0,6
Давление выходное, МПа	7,5 – 9
Производительность, млн. м ³ /год	200 – 500

Соответственно, эксплуатация на газе с концевых сепараторов УПН Х месторождения подразумевает еще меньшие расходы газа и давления, что гораздо сильнее сужает вариативность установок в мобильном исполнении, а строить стационарные будет нерентабельно и нецелесообразно.

Следующим этапом при успешном введении и апробировании технологии будет ее тиражирование на другие объекты компании. Месторождениями-кандидатами на внедрение такой компрессорной установки являются: Арчинское, Урманское, Вынгапуровское, Восточно-Уренгойское,

Еты-Пуровское, Новогоднее и другие, а по всей России таких месторождений можно насчитать несколько десятков.

Важно понимать, что предлагаемое решение является хорошим стимулятором экономики предприятия и отдельных объектов в целом: рентабельность добычи повысится за счет монетизации дополнительных объемов попутного нефтяного газа, нагрузки уже имеющихся мощностей (компрессорных станций, газопроводов и так далее), вывод на рынок и поддержка отечественного производителя, а также разительная экономия на штрафах за вредные выбросы, ибо большие объемы ПНГ ежегодно сжигаются на факелах из-за отсутствия эффективных идей его применения и рационализации производства.

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

Студенту:

Группа	ФИО		
2Б8Г	Фомичев Егор Владимирович		
Школа	ИШПР	Отделение Школа	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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	Расчет стоимости материально – технических и финансовых выполнялся на основе рыночных цен и данных предприятия ООО «Газпромнефть-Заполярье»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (20%), налог на прибыль (20%), налоговый кодекс РФ ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Технико-экономическое обоснование целесообразности проведения мероприятия внедрения мобильной компрессорной установки
2. Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Расчет экономической эффективности мероприятия внедрения мобильной компрессорной установки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Фомичев Егор Владимирович		

Удалено в связи с содержанием коммерческой тайны.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Г		ФИО Фомичеву Егору Владимировичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологическое обоснование применения мобильной компрессорной установки на нефтегазоконденсатных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения;</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</p>	<p>Объект исследования: мобильные компрессорные установки</p> <p>Область применения: нефтяные и газовые месторождения, установки подготовки нефти и газа.</p> <p>Рабочая зона: мобильный контейнер</p> <p>Размер: 6,1 x 2,4 x 2,6 м</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>– Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда;</p> <p>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;</p> <p>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;</p> <p>4. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин;</p> <p>5. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов</p>	<p>Потенциально вредные производственные факторы:</p> <p>1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p>2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</p> <p>3. Повышенный уровень общей вибрации;</p> <p>4. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</p> <p>5. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.</p> <p>Потенциально опасные производственные</p>

	<p>факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы химической природы действия; 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 3. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. 4. производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека <p>Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно нормативным документам.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на атмосферу: выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водотоков, наземных и подземных грунтовых вод маслом из гидравлической системы.</p> <p>Воздействие на литосферу: изменение физико-химических свойств почв при разливе смазочного материала из гидравлической системы агрегата.</p> <p>Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разрыв трубопроводов; 2. Разрушение корпуса элементов, находящихся под давлением; 3. Частичное или полное отключение электроэнергии; 4. Взрыв и пожар. <p>Наиболее типичная ЧС: разрыв трубопроводов, находящихся под давлением.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Фомичев Егор Владимирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимается добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников и заинтересованные сферы общества, а также внешнюю среду. Другими словами, социальная ответственность это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду.

Работа с компрессорными установками ведется с началом освоения газовых месторождений, подготовкой и транспортировкой газа, то есть на протяжении почти ста лет. Требования безопасности к мобильным компрессорным установкам находятся на том же уровне, что и к стационарным и довольно схожи. Как правило, работа компрессорных станций ведется круглогодично и остановки происходят либо в запланированные даты, либо в случае аварий и ЧС. В ходе работы необходимо следовать утвержденному плану и требованиям по безопасности и охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовые отношения между работниками и работодателями регулируются законодательством РФ, в котором отражаются вопросы, связанные с оплатой труда, трудовым распорядком, социальными отношениями. Работодатель, согласно гл. 34 ст. 212 ТК РФ, обязан обеспечить безопасные условия и охраны труда работникам организации. Работодателю необходимо обеспечить безопасность при работе с различным оборудованием, химическими реагентами, инструментами и материалами, а также при применении различных технологических процессов. Помимо этого, согласно требованиям по охране труда, работодателю необходимо обеспечить условия труда на рабочем месте, а также, в соответствии с трудовым законодательством, установить время работы и отдыха персонала [19].

Бесперебойная работа компрессорных станций обеспечивается лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым

Кодексом Российской Федерации. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Правовое регулирование труда рабочих, в данной отрасли, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 ТК РФ, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего Севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

В случае организации трудовой деятельности в районах Крайнего Севера, согласно статье 302 Трудового кодекса РФ, лицам, работающим вахтовым способом, полагается:

- Дополнительные надбавки к заработной плате (включая районные коэффициенты);
- Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (24 календарных дня для работников районов Крайнего Севера / 16 календарных дней для работников местностей, приравненных к районам Крайнего Севера);
- Часть оклада за каждый день нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работы [19].

Согласно статье номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительном случае на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов.

Время отдыха и рабочее время устанавливается графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, который установлен статьей 301 ТК РФ. График предусматривает время, которое необходимо для

доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включается.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

Для удобного выполнения всех обязанностей оператора необходимо спроектировать компоновку рабочей зоны. Поскольку основная рабочая зона оператора – это помещения с компрессорными установками внутри, а в нашем случае контейнер, установленный на территории установки подготовки нефти или газа, то расположение объектов на ней должно соответствовать утвержденной принципиальной схеме, которая разработана с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [20].

Оператор ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [21]. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов конструкция оборудования должна включать защитные средства, при этом оборудование должно обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора.

Большинство технологических операций операторами производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [22].

5.2 Производственная безопасность

Работы по выравниванию профиля приемистости проводятся на кустовых площадках на нагнетательных скважинах. Нагнетательные скважины

обслуживаются оператором технологического оборудования (ТУ) и машинистами. Оператор ТУ и машинист являются квалифицированными сотрудниками нефтегазовых предприятий, и их обязанности заключаются в техническом обслуживании специальной техники для регулирования оптимальной работы компрессорной установки и предотвращении аварийных ситуаций.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 21) [23].
Таблица 21 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации компрессорного оборудования

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы
1) Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [24]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [25];
2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [26]; СП 51.13330.2011. Защита от шума [27];
3) Повышенный уровень вибрации;	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [28];
4) Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [29];
5) Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [24]; ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания [30];
6) Производственные факторы, связанные с электрическим током;	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [31];
7) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [32]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования

	безопасности [33];
8) Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования [34]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

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

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время на открытом воздухе работы приостанавливаются (таблица 22).

Таблица 22 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Для человека наибольшую опасность представляет гипотермия (переохлаждение организма). Трепетное сердцебиение возникает у человека при температуре тела 30 °С, в случае непринятия необходимых мер происходит остановка дыхания. Работы при низких температурах, высокой влажности и скорости ветра являются тяжелыми. Чтобы избежать переохлаждения работникам во время перерывов, необходимо находиться на холоде менее 10 минут при температуре воздуха до - 10 °С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже -10 °С. Для обогрева и отдыха работников, согласно ТК РФ необходимо специальное оборудование помещения. Помещение для обогрева работников должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для

необогреваемых помещений. Для стабилизации теплового состояния в местах обогрева должна поддерживаться температура в пределах 21 – 25 °С.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [25].

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Звуковые колебания на рабочем месте оператора происходят от различных агрегатов: вентиляторы, насосы, компрессоры, электродвигатели, но все они не должны превышать допустимый уровень шума согласно требований ГОСТ 12.1.003-2014 [26]. Если месторождение удаленное, то требуются перелеты к месту работы на вертолетах. Вертолеты создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает допустимые нормы.

При контакте человека с звуковыми колебаниями, они оказывают пагубное влияние на весь организм в целом. При повышенных уровнях шума работник подвержен утомляемости, а при выполнении задач, которые требуют особого внимания и сосредоточенности, появляется риск роста ошибок. При длительном воздействии шума на организм нарушается ритм сердца, артериальное давление. Снизить негативное влияние воздействие шума можно путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, а также применением защитных средств, согласно СП 51.13330.2011: наушники и противозумные вкладыши [27]. Также строят строительно-акустические сооружения, вводят дистанционное управление агрегатами, применяют организационные методы защиты (выбор

рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

Повышенный уровень вибрации

Уровень вибрации на рабочем месте объясняется работой насосных и компрессорных агрегатов. Вибрация может приводить к различным профессиональным болезням, таким как: нарушение работы нервной системы, нарушение работы сердечно-сосудистой системы и др. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма вибрации составляет 92 дБ [28]. От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов, подавление в источнике возникновения; отстройка от режима резонанса изменением массы и жесткости вибрирующих конструкций или установлением нового рабочего режима; вибродемпфирование, т.е. превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии при помощи материалов с большим внутренним трением, сплавов, пластмасс, резины, дерева; виброгашение, т.е. введение дополнительных реактивных масс – фундаментов, виброгасителей (дополнительные колебательные системы);

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Работа операторов подразумевает работу в темное время суток, поэтому необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ во избежание получения различного рода травм. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [29]. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством фонарей и прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Иных мероприятий по улучшению освещенности не требуется.

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

Загазованность может быть вызвана разгерметизацией трубопроводов и патрубков системы подачи газа, авариями и так далее. Также в составе газа будет находиться токсичное вещество – метанол, к которому на производстве уделяется особое внимание.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе согласно ГОСТ 12.1.005-88 [24]. В случае превышения допустимого уровня загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов и противогазов, которые регламентированы в ГОСТ 12.4.296-2015 [30].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением, обвязка электродвигателей и так далее. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [31].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль, установка оградительных

устройств, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное заземление, зануление, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

На производстве работники подвержены опасности получить механические травмы: повреждение мышц, кожных покровов, костей, позвоночника и других частей тела. Получить подобного рода травму можно по причине шероховатости поверхности, при монтаже и демонтаже установок и при нарушении техники безопасности. Также к механическим травмам приводят острые инструменты, движущиеся механизмы, передвигающиеся объекты.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81, ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов [33]. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях.

Профилактические меры включают в себя проверку наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния всего оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [34].

Для защиты от механических повреждений необходимо строго соблюдать требования техники безопасности и меры предосторожности.

Пожаровзрывоопасность

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих

газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушение режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°С, ПДК 5 мг/м³);
- масла (температура вспышки больше 61°С, ПДК 5 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61°С, ПДК 300 мг/м³).

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

Взрывоопасная зона относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования по ГОСТ 12.1.002–84.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на

виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

5.3 Экологическая безопасность

Авариями с точки зрения экологии на объектах подготовки и перекачки нефти, является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду.

На компрессорной станции, случае развития аварии по наиболее неблагоприятному сценарию в окружающую среду будут поступить легкие углеводороды и синтетическое компрессорное масло.

В случае разгерметизации оборудования внутри помещения компрессорной, синтетическое компрессорное масло через приемные лотки самотеком в канализационную систему, а далее в подземную емкость с последующей откачкой на УПСВ. После чего, с помощью ППУ-1600, производится смыв остатков синтетического масла с загрязненной поверхности в приемные лотки канализационной системы.

В свою очередь, при обнаружении стационарными газосигнализаторами, нижнего концентрационного предела воспламенения, срабатывает сигнализация и происходит остановка и перекрытие компрессорной станции по входу и выходу, оставшийся газ сбрасывается на факельную установку.

5.3.1 Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ при разгерметизации оборудования или его

ремонте. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы подачи газа и контроль за воздушной средой для определения опасной концентрации газа.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- Проверка оборудования на герметичность;
- Контроль систем предохранительных клапанов на исправность и непропускание газа;

5.3.2 Защита гидросферы

В случае компрессорных установок, загрязнение гидросферы возможно при разгерметизации и аварии гидравлической части компрессора, которая основана на синтетическом масле.

Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- Разлив синтетического масла из гидравлической системы компрессора;
- Хозяйственно-бытовые или твердые отходы.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты наземных и подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [36].

5.3.3 Защита литосферы

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые при ВПП. Загрязнение почв может происходить по причине утечки масла.

В целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования и исправностью всей системы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на компрессорной установке при ее эксплуатации:

- Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- Разрыв трубопроводов;
- Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;
- Взрыв и пожар.

Кроме этого, возможны ЧС природного характера, такие как паводковые наводнения, ураганы, пожары, попадание молнии.

Наибольшую опасность для работников представляют собой технологические процессы, идущие под высоким давлением. Оборудование находится под большими нагрузками и в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

Одна из основных чрезвычайных ситуаций, это разгерметизация оборудования.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию компрессорной установки, являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;
- обеспечение нормальной работы контрольно-измерительных, сигнализирующих приборов и блокировок;
- своевременное обнаружение и устранение пропусков, утечек, неполадок в работе оборудования;

- соблюдение графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования, организация профилактического обслуживания, ревизии и контроля за работой оборудования и трубопроводов;
- систематическое повышение квалификации обслуживающего персонала, своевременное проведение инструктажей.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены автоматизированные рабочие места;
- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;
- компрессорный блок снабжен блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров установки;
- маслонасос снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;
- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость;
- ведется контроль загазованности на всей территории объектов переносными газоанализаторами ГСМ-05, СГГ-20 согласно утвержденным Графику отбора проб и план-карте точек отбора проб.

Газосигнализаторы ГСМ-05 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20% и 40% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную.

Для насосных предусмотрено включение принудительной вентиляции при концентрации паров 20% НКВП и отключение насосов и вентиляции при концентрации паров 40% НКВП.

Также опасными ЧС являются взрыв или пожар из-за выбросов газа при негерметичности соединений, которое проявляется из-за нарушений правил

эксплуатации оборудования. При взаимодействии с атмосферой попутного нефтяного газа образовывается взрывоопасная смесь, которая способна загореться при мельчайшей искре. С целью не допустить подобных ситуаций следует контролировать непроницаемость фланцевых соединений, запорных устройств, патрубков и так далее.

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение требований:

- Топливную емкость для двигателей и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;
- Электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;
- Запрещается пользоваться спичками на кустовой площадке;
- Курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников, возникающие в процессе эксплуатации компрессорных установок. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена эффективность нового типа компрессора отечественного производства в сравнении с существующими вариантами для мобильных компрессорных установок в условиях Чаяндинского месторождения для компримирования низконапорного попутного нефтяного газа с концевых сепарационных установок и вовлечения этого газа в общую схему подготовки.

Проведен анализ внедрения мобильных компрессорных установок в условиях автономных нефтегазоконденсатных месторождений, в результате которого определились основные параметры для проведения этой технологической модернизации на установках подготовки нефти.

Обосновали применение мобильной компрессорной установки с гидроприводным поршневым компрессором нового типа в условиях Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения с малыми давлениями расходами попутного нефтяного газа.

Достигнутый положительный экономический эффект от внедрения мобильной компрессорной установки суммарно достигает 4 млрд. рублей за 20 лет эксплуатации установки при условии равных объемов отбора газов на протяжении всего периода эксплуатации.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при эксплуатации мобильной компрессорной установки, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический регламент “Участок комплексной подготовки газа X нефтегазоконденсатного месторождения”. – 2016 г.
2. Технологический регламент на эксплуатацию установки низкотемпературной сепарации природного газа Y нефтегазоконденсатного месторождения. – 2021 г.
3. Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М.: Недра, 1986, 238 с.
4. Технологический регламент на эксплуатацию установки низкотемпературной конденсации попутного нефтяного газа X нефтегазоконденсатного месторождения. – 2021 г.
5. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
6. Технологический регламент на эксплуатацию дожимной компрессорной станции, блока подготовки топливного газа, система измерения количества и показателей качества газа Y нефтегазоконденсатного месторождения. – 2021 г.
7. Технологический регламент на эксплуатацию установки компримирования газа низкого давления и среднего давления Y нефтегазоконденсатного месторождения. – 2021 г.
8. Технология машиностроения: В 2 т. Т.1. Основы технологии машиностроения: Учебник для вузов /В.М. Бурцев, А.С. Васильев, А.М. Дальский и др.; Под ред. А.М. Дальского. – 2-е изд., стереотип. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001. – 564 с., ил.
9. Большая российская энциклопедия [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://bigenc.ru/technology_and_technique/text/2087525 (25.04.2022).
10. Сайт компании «Ariel Corporation» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://ru.arielcorp.com> (25.04.2022).
11. Хрусталева Б.С., Машины низкотемпературной техники. Основы проектирования ротационных компрессоров: учеб.пособие / О. Ю.

Устюшенкова, А. А. Котлов. - СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2013. –СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 150 с.

12. Каталог компрессорного оборудования, ОАО «Казанькомпрессормаш» [Электронный ресурс]. — Режим доступа:

URL:<http://compressormash.ru/upload/files/Nomenclatura.pdf>. (24.12.2018).

13. Амосов П.Е. Винтовые компрессорные машины: справочник / Н.И. Бобриков, А.И. Шварц, А.Л. Верный.

14. Саун И.А. Винтовые компрессоры. Основы теории, методы расчета, конструкции. – М.; Л.; Машиностроение, 1970. – 400 с.

15. Янин И. С., Братусь А. В. Расчет балансировочных поршней винтового компрессора с регулируемой золотником производительность. В сборнике: НЕДЕЛЯ НАУКИ СПбПУ Материалы научной конференции с международным участием. 2016. С. 189-191.

16. Селезнев К.П., Ю.Б. Галеркин, С. А. Анисимов и др. Теория и расчет турбокомпрессоров: Учеб.пособие для студентов вузов машиностроительных специальностей./ – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1986. – 392 с., ил. Конструирование осевых и центробежных компрессоров. Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию. Под редакцией профессора К. П. Селезнева. Ленинград 1969.

17. Оценка эффективности внедрения мобильных компрессорных установок в условиях массивной газовой залежи сеноманского комплекса Урванцев Р.В. Пономарёва Д.В., УДК 622.279.

18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021).

19. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

20. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.

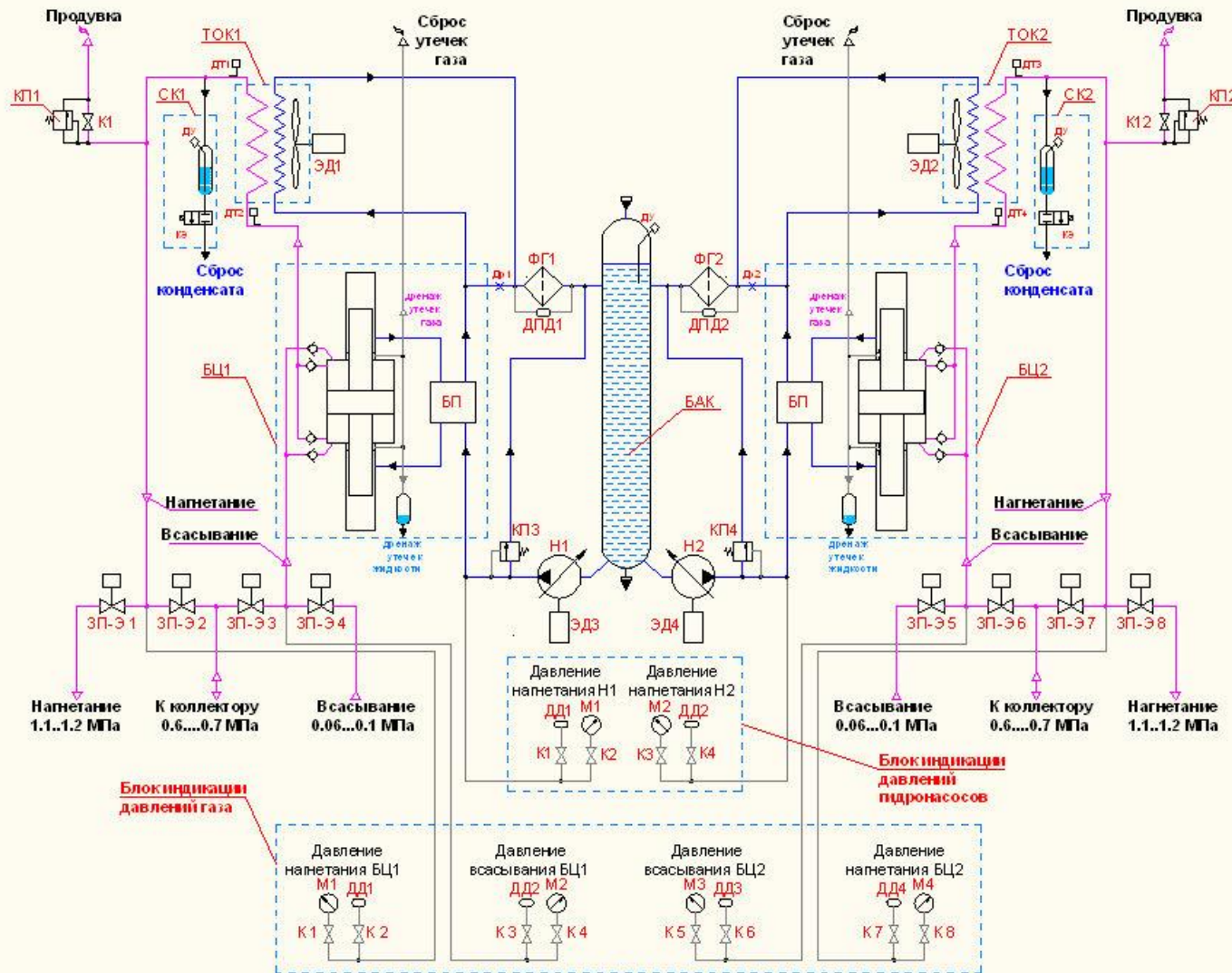
21. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
24. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
25. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
26. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
27. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
29. ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.
30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
32. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
33. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования
35. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Блок компримирования БК.2.70/400.500.55

схема гидропневматическая принципиальная



Расшифровка обозначения блока

БК - блок компримирования
 2 - число гидропневматических цилиндров
 70 - диаметры штоков, мм
 400 - диаметры цилиндров, мм
 500 - ход поршня, мм
 55 - мощность эл. двигателей гидронасосов, кВт

Условные обозначения:

— Рабочая жидкость гидросистемы
 — Газ
 — Вспомогательные линии

ТОК - Теплообменник комбинированный
 БЦ - Блок цилиндра
 БП - Блок переключения
 Н - Гидронасос
 ЭД - Электродвигатель
 ЗП-Э - Заслонка поворотная электроприводная
 К - Кран шаровый
 КП - Кран предохранительный
 М - Манометр
 ДД - Датчик давления
 ДПД - Датчик перепада давления
 ДТ - Датчик температуры
 ДУ - Датчик уровня
 СК - Сборник конденсата