

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение энергоэффективности компрессорных станций

УДК 622.279.51:620.9-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Киренков Александр Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Елена Юрьевна	к.п.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Елена Юрьевна	к.п.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н.		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) - 2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики

Код компетенции	Наименование компетенции
	проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Манабаев К.К.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Киренкову Александру Юрьевичу

Тема работы:

Повышение энергоэффективности компрессорных станций	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№39-38/с от 08.02.2022

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Исходные данные: технологическая схема процесса компримирования газа на ДКС; 2. Параметры испытаний газотурбинного газоперекачивающего агрегата ГПА-10 на ДКС 3. Фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы; 4. Стоимость ресурсов исследования, нормы и нормативы расходования ресурсов, используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования;
---	---

	5. Производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, обеспечение безопасности.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Теоретические и методические основы повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли 2. Технология и оборудование производственного объекта ДКС 3. Расчет и анализ показателей энергоэффективности ГПА на ДКС 4. Повышение энергоэффективности и энергосберегающие технологии АВО газа 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОНД, д.э.н. Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент ООД, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Improving the energy efficiency of compressor stations.	Профессор ОИЯ, д.ф.н. Матвеевко Ирина Алексеевна

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

Общие положения энергоэффективности и энергосбережения нефтегазовой отрасли
Обзор международного опыта повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Елена Юрьевна	к.п.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Киренков Александр Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Киренков Александр Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01. Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение монтажа аппарата воздушного охлаждения «Айсберг»
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование эффективности применения аппарата воздушного охлаждения «Айсберг» на компрессорной станции
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении монтажа аппарата воздушного охлаждения «Айсберг»
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности применения аппарата воздушного охлаждения «Айсберг»
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<p><i>Рисунки:</i></p> <p>1. Аппарат воздушного охлаждения «Айсберг»</p> <p><i>Таблицы:</i></p> <p>1. Стоимость АВО газа;</p> <p>2. Эксплуатация машин и механизмов;</p> <p>3. Расход материалов;</p> <p>4. Амортизационные отчисления для оборудования монтажа АВО газа;</p> <p>5. Расчет заработной платы и страховых взносов при монтаже АВО газа;</p> <p>6. Затраты на проведение организационно – технического мероприятия.</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Киренков Александр Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2БМ05		ФИО Киренков Александр Юрьевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ Специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01. Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Тема ВКР:

Повышение энергоэффективности компрессорных станций.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<i>Объект исследования – цех компрессорной станции Область применения – газодобывающая промышленность Рабочая зона: <u>производственное помещение/полевые условия</u> Размеры помещения: 18 м² Количество и наименование оборудования рабочей зоны ГПА Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль эксплуатационных параметров ГПА, дистанционно из операторной ДКС, во время плановых обходов переключение оборудования</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Недостаточная освещенность на рабочем месте. – Климатические и погодные условия на рабочем месте. – Загазованность воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума и вибрации. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Факторы, связанные с электрическим током. – Факторы, связанные с пожароопасностью. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Искусственное освещение: – Спецодежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица; – Переносные газоанализаторы;

	<ul style="list-style-type: none"> – Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи, – Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки; – Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	<p>Воздействие на селитебную зону: инженерные работы на КС осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</p> <p>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</p> <p>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	<p>Возможные ЧС: возникновение пожара в цеху КС, взрыв газа в цеху КС.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв газа в цеху КС.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Киренков Александр Юрьевич		

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): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистратура
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2022	Теоретические и методические основы повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли	20
27.03.2022	Технология и оборудование производственного объекта ДКС	10
24.04.2022	Расчет и анализ показателей энергоэффективности ГПА на ДКС	25
29.04.2022	Повышение энергоэффективности и энергосберегающие технологии АВО газа	15
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
11.05.2022	Социальная ответственность	10
16.06.2022	Оформление работы, составление презентации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Елена Юрьевна	к.п.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 с., 24 рис., 26 табл., 40 источников, 1 прил.

Ключевые слова: компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, аппарат воздушного охлаждения, энергоэффективность.

Объектом исследования является дожимная компрессорная станция компании «Газпром добыча Уренгой» Урегойского месторождения

Цель работы – достижение увеличения показателей энергоэффективности компрессорных станций

В процессе исследования проводились анализ технологии и оборудования ДКС, расчеты показателей энергоэффективности ГПА, расчеты по энергосбережению для АВО газа с композитными вентиляторами, исследования причин остановов ГПА.

В результате исследования: достигнут результат в повышении на 1,425% КПД ГТУ и на 1% КПД ГПА, уменьшении расхода топливного газа на 0,02 кг/с.

Область применения: компрессорные станции

Экономическая эффективность/значимость работы: При использовании модернизированного АВО – экономия в год составляет 385 440 кВт/ч – в денежном эквиваленте это 1 156 320 рублей. КПД ГТУ увеличился на 1,425%, КПД ГПА увеличился на 1% и уменьшился расход топливного газа на 0,02 кг/с.

В будущем планируется достичь более высоких показателей увеличения энергоэффективности компрессорных станций

Abstract

Graduation qualification work 127 p., 24 fig., 26 tablets., 40 sources, 1 appl.

Key words: compressor station, gas pumping unit, air cooling apparatus, energy efficiency.

The object of the study is the booster compressor station of Gazprom Dobycha Urengoy in the Uregoyskoye field

The purpose of the work is to achieve an increase in the energy efficiency of compressor stations

In the course of the study, an analysis of the technology and equipment of the BCS, calculations of energy efficiency indicators of the GPU, energy saving calculations for ABO gas with composite fans, studies of the causes of stopping the GPU were carried out.

As a result of the study: the result was achieved in an increase of 1.425% in the efficiency of gtu and by 1% in the efficiency of GPU, a decrease in fuel gas consumption by 0.02 kg / s.

Field of application: compressor stations

Economic efficiency / significance of work: When using a modernized ABO - savings per year are 385,440 kWh - in monetary terms, this is 1,156,320 rubles. Gtu efficiency increased by 1.425%, GPU efficiency increased by 1% and fuel gas consumption decreased by 0.02 kg/s.

In the future, it is planned to achieve higher rates of increasing the energy efficiency of compressor stations

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	1
1. Теоретические и методические основы повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли	5
1.1. Общие положения энергоэффективности и энергосбережения в нефтегазовой отрасли.....	5
1.2. Характеристика месторождения.....	13
1.3. Обзор международного опыта повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли.....	20
2. Особенности повышения энергоэффективности компрессорных станций в нефтегазовой отрасли	26
2.1. Характеристика сырья, продукции, материалов и реагентов	26
2.2. Компрессорные станции, используемые в нефтегазовой отрасли.....	29
2.3. Методы повышения энергоэффективности аппаратов воздушного охлаждения газа.....	45
3. Технология производственного объекта ДКС	50
3.1 Оборудование производственного объекта ДКС.....	50
3.2 Описание работы дожимной компрессорной станции в составе газоконденсатного промысла.	55
3.3 Описание работы ГТУ.....	63
3.4 Принцип работы АВО газа:	66
4. Расчет и анализ показателей энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов ДКС-В и ДКС-С.....	67
5. Повышение энергоэффективности и энергосберегающие технологии АВО газа	75

5.1 Повышения энергоэффективности АВО газа	75
5.2 Энергосберегающие технологии АВО газа.....	78
6. Применение мобильных компрессорных станций	91
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	95
7.1 Экономическое обоснование рентабельности применения аппарата воздушного охлаждения «Айсберг».....	95
7.2 Экономическая эффективность от применения частотно регулируемого привода	100
8. Социальная ответственность	104
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104
8.2 Производственная безопасность.....	105
8.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	107
8.2.2 Основные мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов.....	109
8.3 Экологическая безопасность.....	118
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	120
Заключение	123
Список литературы	124
Приложение А	128

ВВЕДЕНИЕ

Глобальный спрос на энергию растет, чему способствует рост населения и экономический рост. За последние три десятилетия потребление энергии увеличилось более чем вдвое. Невозможно управлять фабрикой, магазином, водить машину или доставлять товары потребителям без использования какой-либо формы энергии. Нефть и газ вносят жизненно важный вклад в удовлетворение мировых энергетических потребностей. Сегодня на них приходится более половины общемирового потребления первичной энергии. Существует ограниченное количество практических альтернатив топливу на основе нефти для транспорта — самого быстрорастущего энергетического сектора. Во многих случаях нефть и природный газ являются самыми дешевыми видами топлива в промышленности, жилищном секторе и секторе услуг, а также в производстве электроэнергии и являются важным сырьем для широкого спектра промышленных и потребительских товаров.

Спрос на нефть и газ, а также на все другие источники энергии будет продолжать расти. В своем последнем обзоре мировой энергетики Международное энергетическое агентство прогнозирует, что глобальный спрос на первичную энергию вырастет более чем наполовину в период с 2004 по 2030 год в базовом сценарии, предполагающем отсутствие изменений в государственной политике. Нефть и газ по-прежнему доминируют в мировом энергетическом балансе, их доля в общем объеме потребления первичной энергии несколько снизилась с 56 до 55 процентов. Использование современных возобновляемых технологий, включая гидро-, солнечную, геотермальную и ветровую энергию, быстро расширяется, но их совокупная доля в мировом спросе на энергию достигает лишь 5 процентов в 2030 году, поскольку они начинаются с низкой базы. Более 70 процентов прогнозируемого увеличения

общего спроса на энергию приходится на развив нетто-импортирующиеся страны, где экономическая активность и население растут быстрее всего.

Растущий спрос на энергетические услуги отражает рост благосостояния, но также вызывает обеспокоенность. Основные регионы-нетто-импортеры — США, Европа и Азия — будут вынуждены импортировать все большие объемы как нефти, так и газа, поскольку их местная добыча не поспевает за потреблением, что сказывается на надежности поставок. А будущий энергетический баланс создаст дополнительную нагрузку на окружающую среду. МЭА прогнозирует, что глобальные энергетические выбросы двуокиси углерода (CO₂) от сжигания нефти, газа и угля вырастут на 55 процентов в период с 2004 по 2030 год в своем Базовом сценарии. Кроме того, на местное качество воздуха также может повлиять более широкое использование ископаемого топлива.

В 2018 году Правление ПАО «Газпром» утвердило основополагающий документ системы управления энергетической эффективностью и энергосбережением — Политику ПАО «Газпром» в области энергоэффективности и энергосбережения.

Целью данной Политики является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергосбережения, в том числе:

- постоянное повышение энергетической эффективности ПАО «Газпром» и его дочерних обществ на основе эффективного управления технологическими процессами и применения инновационных технологий и оборудования;
- постоянное снижение уровня удельных затрат за счет нормирования, рационального использования и экономии энергетических ресурсов при осуществлении производственной деятельности;
- постоянное снижение уровня воздействия на окружающую среду;

- постоянное улучшение системы управления энергетической эффективностью и энергосбережением, обеспечение соответствия требованиям ISO 50001.

Для достижения поставленных целей в ПАО «Газпром» разрабатываются и реализуются трехлетние программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности в дочерних обществах по транспортировке, добыче, переработке, подземному хранению и распределению газа.

Основное предназначение компрессорных станций газопроводов - сообщение газу энергии путем сжатия его до определенного давления. Приобретенная газом энергия в последующем расходуется на преодоление газовым потоком гидравлического сопротивления трубопроводов.

Компрессорные станции (КС) являются одним из основных объектов газотранспортных систем. На них приходится порядка 25% всех капиталовложений в системы транспорта газа и 60% всех эксплуатационных расходов по этим системам.

Надежность и экономичность транспорта газа в значительной мере определяются надежностью и экономичностью КС.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что проблема энергоэффективности компрессорных станций на сегодняшний день является актуальной.

Работа выполняется на примере объекта дожимной компрессорной станции компании «Газпром добыча Уренгой» Уренгойского месторождения (рис – 1).

Цель выпускной квалификационной работы – достижение увеличения показателей энергоэффективности компрессорных станций на примере объекта дожимной компрессорной станции компании «Газпром добыча Уренгой» Уренгойского месторождения (рис – 1).

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие задачи:

1. Провести литературный обзор современных методов повышения эффективности работы компрессорных станций
2. Изучить технологию работы ДКС, а также основного и вспомогательного оборудования.
3. Провести анализ и расчеты показателей энергоэффективности ГПА на ДКС.
4. Произвести расчеты показателей технического состояния ГПА.
5. Определить способы по повышению энергоэффективности ДКС.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

1.1. Общие положения энергоэффективности и энергосбережения в нефтегазовой отрасли

Углеводороды будут оставаться важными для глобального экономического развития и процветания в ближайшие десятилетия. Удовлетворение растущего спроса на энергию необходимо согласовать с целями энергетической безопасности и защиты окружающей среды, однако нефтегазовая промышленность продолжает вкладывать значительные средства в дальнейшее повышение энергоэффективности своих собственных операций, сокращение отходов и помощь конечным потребителям в использовании меньшего количества топлива.

Остается значительный потенциал для повышения эффективности. Это демонстрирует Альтернативный сценарий политики МЭА, который предполагает, что все политики в области энергетической безопасности и климата, которые в настоящее время рассматривают правительства во всем мире, полностью реализованы. Глобальные выбросы CO₂ сократятся на 16 % в 2030 году по сравнению с Базовым сценарием, при этом повышение энергоэффективности обеспечит почти 80 % предотвращенных выбросов. Важно отметить, что экономические затраты на эту политику более чем перевешиваются экономическими выгодами от более низких расходов потребителей на топливо за счет более эффективного использования и производства энергии.

Энергию можно сэкономить, используя ее более эффективно или используя меньше. Энергоэффективность относится к соотношению между вводом энергии — будь то первичный источник, такой как ископаемое топливо, или энергоноситель, такой как электричество или водород, — и выпуском энергетических услуг, таких как свет, тепло или мобильность. Повышение энергоэффективности за счет сокращения количества потребляемой энергии

может повысить энергетическую безопасность и смягчить экологический ущерб, причиняемый производством, транспортировкой и потреблением энергии. Это также может принести более широкие экономические и социальные выгоды за счет снижения затрат для предприятий и домохозяйств, повышения конкурентоспособности экономики и создания рабочих мест в сфере внедрения энергоэффективных технологий и методов («энергоуслуги»). Энергоэффективность можно повысить за счет применения новой технологии, обеспечивающей более низкое соотношение вход/выход при использовании того же топлива или альтернативы. Например, при выработке электроэнергии можно сэкономить энергию, заменив обычную тепловую станцию на газовую парогазовую станцию с гораздо более высоким тепловым КПД.

Повышение энергоэффективности — это не то же самое, что энергосбережение, которое, строго говоря, относится к меньшему потреблению данной энергетической услуги и, следовательно, к меньшему потреблению энергии, необходимой для ее предоставления. Примеры включают в себя выключение света при выходе из комнаты или ходьбу на короткие расстояния вместо вождения. В тех случаях, когда энергетическая услуга тратится впустую или представляет небольшую ценность для человека или бизнеса, получающего от нее выгоду, ее сохранение может принести реальные экономические и социальные выгоды. Но отказ от энергетических услуг, которые имеют решающее значение для экономической деятельности или уровня жизни, может сдерживать экономическое развитие и снижать социальное благосостояние.

Согласно актуальным исследованиям, потребление энергии нефтегазовой промышленностью в мире составляет примерно 10 процентов от валовой добычи нефти и газа, или около 600 миллионов тонн нефтяного эквивалента (Мтнэ) в год¹. Около 90 процентов первичной энергии, используемой в этой отрасли, приходится на нефть и газ, поскольку запасы доступны на месте и, как правило, являются самым дешевым источником энергии. Природный газ составляет примерно половину от общего объема. Часть нефти и газа, непосредственно используемых промышленностью, преобразуется в электроэнергию и тепло,

особенно на нефтеперерабатывающих заводах и других крупных предприятиях. В целом около 10% электроэнергии и тепла, потребляемых промышленностью, поступает из сети, хотя их относительная значимость значительно различается в зависимости от вида деятельности и страны.

Нефтегазовая промышленность имеет сильный финансовый стимул к экономии энергии из-за большой доли энергии в общих затратах на эксплуатацию ее объектов. Промышленность также стремится вести себя социально ответственно, особенно в отношении воздействия использования энергии на окружающую среду, и стратегически заинтересована в продлении срока службы своих крупных, но ограниченных ресурсов. Однако эти инвестиции не всегда в полной мере отражаются в тенденциях энергоемкости поставок нефти и газа, измеряемой количеством энергии, необходимой для поставки данного количества нефти или газа потребителям.

Нефтепереработка является наиболее энергоемким звеном цепочки создания стоимости, на нее приходится около половины всей энергии, потребляемой нефтегазовой отраслью в целом. Нефтеперерабатывающий газ (побочный продукт процессов нефтепереработки), мазут и природный газ являются основными видами топлива, используемыми на нефтеперерабатывающих заводах. Несколько факторов способствуют более высокой энергоемкости нефтепереработки, компенсируя часть повышения эффективности за счет новых инвестиций. Более строгие стандарты нефтепродуктов, таких как дизельное топливо с низким содержанием серы, растущий спрос на более легкие продукты и более тяжелые нефтяные сланцы вынуждают нефтепереработчиков увеличивать вторичную переработку и конверсию тяжелых остатков. Внедрение улавливания и хранения углерода на нефтеперерабатывающих заводах, помогая компенсировать увеличение выбросов, также значительно повысит потребление энергии.

В нефтегазовой отрасли многие компании разработали и внедрили формальные системы управления энергопотреблением, которые стремятся

включить повышение эффективности и сокращение выбросов в повседневную деятельность каждого аспекта своего бизнеса.

Повышение энергоэффективности было одним из основных приоритетов Petrobras, бразильской нефтяной компании с контрольным пакетом акций, с момента первого нефтяного кризиса в начале 1970-х годов, когда она впервые учредила Программу энергосбережения. Он включает в себя целевые показатели использования энергии в каждой сфере деятельности компании с целью снижения энергопотребления и/или сокращения расходов на топливо. Это достигается за счет повышения осведомленности сотрудников о важности энергосбережения, учета энергоэффективности при подготовке технических спецификаций для новых проектов, а также анализа и отчетности об уровнях энергопотребления. Программа состоит из широкого спектра мероприятий и проектов, в том числе:

- совершенствование технологических процессов в процессах нефтепереработки;
- оптимизация распределения и использования пара и электроэнергии, вырабатываемых на месте;
- предотвращение утечек и разливов;
- установка котлов-утилизаторов и систем подогрева воздуха.

Хотя все проекты должны приносить финансовую отдачу компании, экологические аспекты всегда принимаются во внимание при выборе проектов для реализации. По оценкам Petrobras, программа сэкономила компании около 13 млн т н.э. за 32 года своего существования, что составляет 11% всей энергии, потребляемой компанией за этот период. Инвестиции по Программе составляют 210 миллионов долларов США (в долларах 2005 года). Экономия выбросов CO₂ оценивается примерно в 42 миллиона тонн, а среднее количество выбросов CO₂ на единицу потребляемой энергии сократилось примерно на 20 процентов. Несмотря на эти достижения, Petrobras определила значительный потенциал для дальнейшего энергосбережения. В настоящее время реализуется несколько крупных проектов, в том числе ряд мер по сокращению сжигания попутного газа.

Компания также планирует установить четыре турбодетандера на разных НПЗ общей мощностью 68 МВт. Турбодетандеры используют энергию, содержащуюся в дымовых газах, выбрасываемых установками каталитического крекинга, которые находятся на большинстве нефтеперерабатывающих заводов Petrobras, для выработки электроэнергии.

Интеграция операций часто вносит большой вклад в повышение эффективности. Например, когенерация электроэнергии и пара с использованием природного газа почти в два раза эффективнее, чем традиционные методы их отдельного производства. Растущая доля потребностей в электроэнергии и тепле на производственных площадках, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях по всему миру удовлетворяется за счет когенерационных установок, что приводит к значительному повышению энергоэффективности.

Растущая энергоемкость добычи нефти и газа во многих частях мира, а также рост цен на энергоносители придают новый импульс усилиям отрасли по повышению эффективности различных операций, связанных с производственным процессом, борьбе с отходами и сокращению выбросов. Недавние инициативы, как упоминалось ранее, в основном были направлены на лучшую интеграцию операций, включая более широкое использование когенерации электроэнергии и пара. Внедрение более эффективных насосов и компрессоров также помогло сэкономить энергию. Самые передовые высокоэффективные двигатели, которые все чаще используются в добывающей промышленности, имеют КПД от 85 до 95 процентов по сравнению с 60-70 процентами для многих из самых старых двигателей, которые все еще используются (IEA, 2006b). Кроме того, потребление энергии, связанное с разведкой нефти и газа, сократилось в результате значительного повышения успешности бурения, в основном благодаря достижениям в области сейсморазведки и анализа, а также методам бурения.

Энергетические потребности магистральных нефте- и газопроводов, и местных газовых сетей в последние годы значительно сократились, в основном

за счет разработки более эффективных насосов и компрессоров, а также технологии газопроводов высокого давления . Высокоэффективные турбины, используемые для сжатия природного газа, теперь могут достигать термического КПД до 40 процентов. Более высокое давление позволяет соответственно увеличить пропускную способность для данного диаметра. Потребление энергии на кубический метр транспортируемого газа на 20-35% ниже для трубопровода производительностью 15-30 миллиардов кубометров в год из-за необходимости меньшего количества станций, более высокой пропускной способности и снижения потерь на трение.

Топливная эффективность нефтяных танкеров, которые перевозят большую часть сырой нефти и нефтепродуктов, продаваемых на международном уровне, с годами значительно улучшилась благодаря замене силовых установок паровых котлов более эффективными и менее загрязняющими окружающую среду дизельными двигателями. Газовозы, на долю которых приходится растущая доля торговли природным газом, являются одними из немногих крупных судов, все еще использующих паровые котлы, работающие на газе, который необходимо «выкипятить» во время рейса для поддержания давления и температуры внутри судов с точностью до пределы эксплуатации. Но ряд строящихся в настоящее время авианосцев оснащены модифицированными дизельными двигателями, в том числе двухтопливными системами, которые могут работать как на дизельном топливе, так и на газе. Потери нефти, природного газа и нефтепродуктов из-за утечек и разливов при транспортировке и хранении значительно сократились за счет внедрения широкого спектра технологий, включая усовершенствованные клапаны, установки улавливания паров, танкеры с двойным корпусом, усовершенствованные подземные резервуары для хранения. на автозаправочных станциях и усовершенствованные технологии защиты от коррозии. Когда разливы все же происходят, значительная их часть в настоящее время извлекается и используется повторно. Например, в настоящее время извлекается и используется повторно более половины сырой нефти, образующейся в результате разливов трубопроводов.

За последнее десятилетие или около того произошло значительное повышение эффективности использования топлива при сжижении и регазификации, в основном за счет использования высокоэффективных газовых турбин на местных когенерационных установках и в компрессорах. Некоторые из этих преимуществ были достигнуты за счет разработки более крупных турбин, которые теперь могут достигать эффективности преобразования электроэнергии в 60 процентов при использовании в конфигурации с комбинированным циклом (вместе с паровой турбиной и парогенератором-утилизатором) и общей тепловой мощностью. КПД до 80 процентов (при полном использовании тепловой мощности). Оптимизация конструктивных параметров, повышенная надежность, замкнутые системы охлаждения, использование рекуперации холода и новых конструкций теплообменников также способствуют повышению эффективности.

Директивные органы, со своей стороны, несут ответственность за создание стабильной и предсказуемой политической основы, которая способствует планированию и инвестированию в более эффективные варианты использования энергии, а также активизирует рыночные факторы для повышения эффективности по всей цепочке поставок.

Как крупные потребители энергии, нефтеперерабатывающие заводы давно осознали важность повышения энергоэффективности. Доля вторичной переработки сырой нефти и другого сырья, осуществляемая нефтеперерабатывающими заводами, резко возросла за последние десятилетия в связи с необходимостью перерабатывать более тяжелую сырую нефть с более высоким содержанием серы и удовлетворять растущий спрос на более легкую и качественную нефть. Тем не менее количество энергии, используемой на баррель продукции, фактически сократилось из-за масштабных инвестиций в более энергоэффективные процессы, внедрения эффективных методов и реконфигурации нефтепереработки и связанных с ней операций, таких как нефтехимия и производство электроэнергии. Улучшение интеграции операций, в том числе более широкое использование когенерации тепла и электроэнергии

и установка систем рекуперации тепла на технологических установках, во многом способствовали этим достижениям. Нефтепереработчики стали гораздо более систематичными в анализе эффективности своих процессов, совершенствовании методов технического обслуживания и проведении оценок или аудитов энергоэффективности на местах. Нефтеперерабатывающая промышленность разработала инструменты для сравнительного анализа производительности, чтобы обеспечить надежную основу для принятия решений об использовании энергии и эффективности.

Нефтегазовые компании продолжают вкладывать значительные средства в исследования и разработку более эффективных технологий; многие компании существенно наращивают свои усилия. Исследования, финансируемые государством, останутся жизненно важными, особенно для перспективных технологий, которые еще не готовы к коммерциализации. Тем не менее государственные бюджеты на исследования в области нефти и газа по-прежнему значительно ниже уровней, достигнутых после нефтяных потрясений 1970-х годов, и во многих случаях сократились за последнее десятилетие. Существует острая необходимость совместной работы государственного и частного секторов для разработки более эффективных нефтегазовых технологий.

Нефтегазовая промышленность несет ответственность за обеспечение эффективного использования и сохранения энергии в своей деятельности или «внутри забора». Но у него также есть интерес — а в некоторых случаях и юридическое обязательство — продвигать энергоэффективное использование своей продукции и «за забором», тем более что потенциал экономии энергии там значительно выше в абсолютном выражении. Например, 10-процентное повышение эффективности использования нефти на транспорте и в других целях позволит сэкономить половину всей энергии, используемой нефтегазовой промышленностью во всем мире. Нефтегазовая отрасль уже помогает конечным потребителям своей продукции экономить энергию и будет продолжать это делать. Еще один способ, с помощью которого отрасль стремится сократить потребности в энергии, заключается в улучшении качества своей продукции,

такой как усовершенствованное дорожное топливо, позволяющее увеличить пробег. Несколько европейских стран внедрили или планируют ввести схемы белых сертификатов, предполагающие обязательства или добровольные обязательства со стороны производителей, поставщиков и дистрибьюторов нефти, газа и электроэнергии по принятию мер по повышению энергоэффективности, которые гарантируют, что их конечные пользователи сэкономят определенное количество энергии. равен заранее определенному проценту от их годовых поставок энергии.

Великобритания была первой страной ЕС, которая ввела такую схему, объединив свои обязательства перед поставщиками по энергосбережению с возможностью торговли этими обязательствами и сертификатами. Италия запустила схему в январе 2005 г., а Франция – годом позже, а Дания и Нидерланды рассматривают возможность ее внедрения в ближайшем будущем.

Нефтяная и газовая промышленность, как участник дебатов об энергетике, играет и будет продолжать играть свою роль в содействии рациональному использованию энергии на протяжении всей цепочки поставок. IPIECA, представляющая международные нефтегазовые компании, а также национальные нефтяные компании и многочисленные отраслевые ассоциации со всего мира, решительно поддерживает энергоэффективность и энергосбережение. IPIECA продолжит повышать осведомленность и делиться передовым опытом среди своих членов в области определения и реализации проектов по энергосбережению в соответствии с Руководством по добровольной отчетности IPIECA/API по устойчивому развитию.

1.2. Характеристика месторождения

Рассмотрим общие сведения о геологии месторождений в условиях Крайнего Севера на примере Уренгойского месторождения. Ненецкий национальный округ образован в 1929 году, в 1979 году переименован в

Ненецкий автономный округ. Территория округа 176, 8 тыс. км², что составляет 1% от территории Российской Федерации.

Объектом изучения является Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в северо-западной части Тимано-Печёрской нефтегазоносной провинции, на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 200 км от административного центра округа, крупного речного и морского порта на крайнем северо-востоке Европейской части России, г. Нарьян-Мар.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с 1978 года. Вначале разрабатывалась сеноманская газовая залежь, затем были введены в эксплуатацию валанжинские газоконденсатные залежи, в настоящее время разрабатываются ачимовские залежи. Важно отметить, что наиболее глубокие вмещающие пласты изучены недостаточно, поэтому ведется разведочное бурение (в том числе сверхглубокое). Технология подготовки газа сеноманских отложений включает осушку гликолевого газа, а в технологии подготовки газа валанжинских отложений используются варианты низкотемпературной сепарации (рис1).

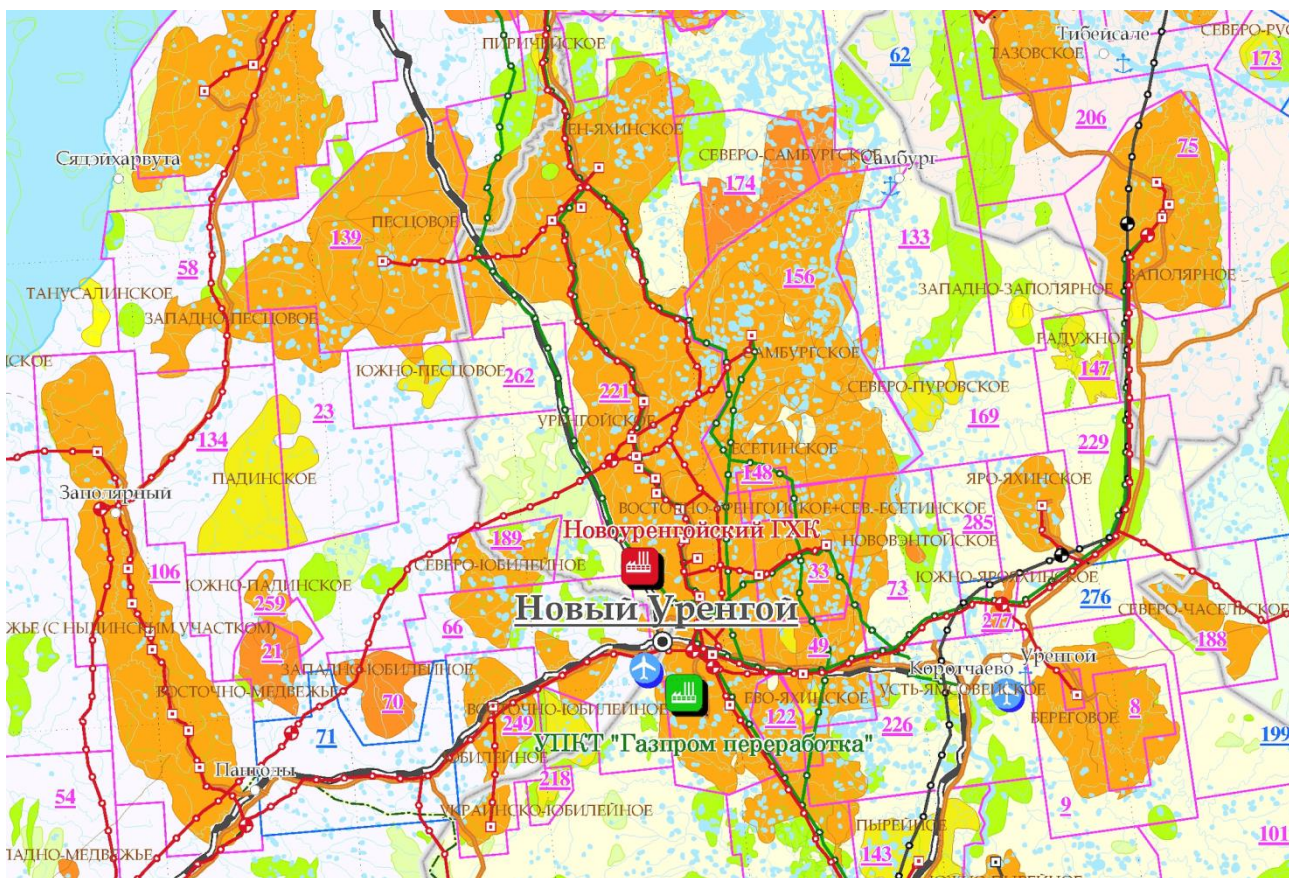


Рисунок 1 – Уренгойское месторождение

Уренгойское (Уренгойское) месторождение, расположенное в Западно-Сибирском бассейне, является крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире по извлекаемым запасам наземных газоконденсатных месторождений.

Общие геологические запасы месторождения оцениваются в 16 триллионов кубометров природного газа. Открытое в июне 1966 года Уренгойское месторождение начало добычу газа в 1978 году, промышленную добычу нефти — в 1987 году.

Текущий план разработки месторождения направлен на выявление ресурсов газа и конденсата из более глубокой и сложной в геологическом отношении ачимовской свиты, которая находится на глубине около 4000 метров под землей.

Ачимовские залежи Уренгойского газоконденсатного месторождения планируется разрабатывать пятью эксплуатационными блоками, из которых два блока (1А и 2А) уже разрабатываются.

Ожидается, что Уренгойское газовое месторождение будет производить до 36,8 млрд кубометров газа в год после выхода пяти блоков на полную мощность.

Ачимовский участок 1А Уренгойского месторождения, который находится в промышленной эксплуатации с декабря 2011 года, разрабатывается и эксплуатируется компанией «Ачимгаз» — совместным предприятием с долевым участием 100-процентной дочерней компании «Газпрома» «Газпром добыча Уренгой» и Wintershall Dea.

В октябре 2019 года на блоке была достигнута годовая производственная мощность в десять миллиардов кубометров природного газа за счет в общей сложности 108 добывающих скважин.

Блок 2А, опытно-промышленная добыча которого началась в 2009 году, разрабатывается «Газпромом» самостоятельно, и ожидается, что на его полной мощности будет производиться 8,7 млрд кубометров газа в год.

«Газпромнефть-Заполярье», дочерняя компания «Газпром нефти», в мае 2020 года приступила к проектной разработке блока 3А Уренгойского месторождения, а блоки 4А и 5А ачимовских залежей Уренгойского месторождения готовятся к освоению «Газпромом».

Газпром будет владеть 50% долей в блоках 4А и 5А, а Wintershall и OMV Norge будут владеть соответственно 25,01% и 24,98% долей в этих блоках.

Уренгойское месторождение расположено недалеко от Нового Уренгоя, в Ямало-Ненецком автономном округе, примерно в 3500 км к востоку от Москвы. Поле простирается более чем на 230 км с севера на юг при ширине от 30 до 60 км.

Уренгойская структура впервые выявлена в 1978 году поисковыми сейсморазведочными работами. Были построены схематические структурные карты по отражающим горизонтам до глубин 4-4,5 км масштаба 1: 200 000.

Начиная с 1978 года на Уренгойской площади проводились поисковые и детальные работы МОГТ масштаба 1:100 000 и 1:50 000. Произведена детализация структурных построений с глубиной освещенности до 4,8-8 км.

Поисковыми работами МОВ и МОГТ (1978 г.) Уренгойская структура подготовлена к глубокому бурению по отложениям юры-карбона.

В геологическом строении представлены комплексы пород от пермских до четвертичных включительно.

Береговое месторождение занимает общую площадь около 6000 км², большая часть которой расположена за Полярным кругом.

Блок 1А расположен в юго-восточной части Уренгойского месторождения и занимает площадь более 280 км².

Уренгойское месторождение содержит три основных горизонта углеводородов: сеноман, валанжин и ачимов.

Сеноманские отложения залегают ниже туронских отложений на глубине от 1000 до 1700 м. Он в основном состоит из метана, который является наиболее легко извлекаемым газом при минимальных затратах на переработку.

Для разработки сеноманских отложений используются скважины меньшей глубины и большего диаметра НКТ по сравнению с валанжинскими.

Образовавшиеся в неокомский период валанжинские отложения залегают на глубинах от 1700 до 3200 м. Они отличаются от сеноманских отложений более высоким содержанием этана, пропана и газового конденсата.

Газ валанжинских отложений содержит тяжелые углеводороды, поэтому имеет более высокую точку газогидратообразования. При разработке валанжинских отложений используются более глубокие скважины и НКТ меньшего диаметра по сравнению с сеноманскими отложениями, а газопроводы рассчитаны на работу при более высоком давлении.

Ачимовские отложения залегают на глубине от 3500 до 4000 м, а другие газоносные пласты находятся на глубине более 3500 м. Ачимовская свита характеризуется более сложным геологическим строением по сравнению с сеноманскими и валанжинскими отложениями. Песчаники имеют среднюю пористость и низкую проницаемость.

В связи с истощением запасов газа в сеноманских и валанжинских отложениях компании изучают возможности разработки более глубоких и

сложных залежей для поддержания уровня добычи природного газа и газового конденсата на месторождении.

В настоящее время Уренгойское месторождение находится на поздней стадии эксплуатации (по сеноманским и валанжинским отложениям). Проанализированы основные технологические проблемы эксплуатации как несущих пластов, так и технологической системы – продуктивного пласта, призабойной зоны, скважин, газосборных промысловых трубопроводов и установок подготовки газа. В отчете представлены основные направления разведки и результаты технологических работ с целью эффективного решения задач при эксплуатации месторождения. При практической реализации всех предложенных технологических решений особое внимание уделялось экологическим аспектам и важной задаче минимизации экологического риска. Другие принципы решения технических задач связаны с оптимизацией энергозатрат и снижением эксплуатационных затрат на добычу газа и газоконденсата.

Опытно-промышленная добыча на блоке 1А ачимовской свиты Уренгойского месторождения была начата в 2008 году, а запуск промышленной добычи состоялся с вводом в эксплуатацию трех добывающих скважин в 2011 году.

К 2015 году в эксплуатацию были введены в эксплуатацию 42 добывающие скважины, а последняя из 108 добывающих скважин была введена в эксплуатацию в октябре 2019 года.

В 2023 году «Газпромнефть-Заполярье» было запланировано бурение двух газоконденсатных эксплуатационных скважин на блоке 3А Уренгойского месторождения на более глубокие ачимовские отложения.

Бурение первых двух скважин предназначено для анализа и использования полученных данных для выявления особенностей геологического строения ачимовских отложений на блоке 3А Уренгойского месторождения.

Освоение ачимовских отложений блока 3А месторождения планируется осуществить за счет бурения 32 высокотехнологичных горизонтальных скважин

с годовой пиковой добычей газа 5 млрд куб. Второй этап проекта будет включать разработку валанжинских нефтяных оторочек месторождения.

В среднем отделе триаса выделяется ангуранская свита, которая характеризуется чередованием пестроцветных и сероцветных пород. В разрезе нижнего отдела перми отмечается двучленное строение. В отложениях артинского и кунгурского ярусов прогнозируются смешанные карбонатно-терригенные и кремнисто-терригенно-карбонатные породы, в сакмарских-ассельских отложениях - биогермные известняки.

Отложения, слагающие артинский ярус, имеют слоисто-линзовиднопятнистый облик, обусловленный неравномерным распределением терригенного, карбонатного и кремнистого материала. Известняки органогенные темно-серые, микротонкозернистые, алевроитовые, в разной степени глинистые и окремненные.

В геологическом строении Западно-Песцовой площади принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и залегающие на них терригенные отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, Уренгойское месторождение находится в пределах структуры I порядка – Нижнепурского мегавала, представляющей собой вытянутую в субширотном направлении приподнятую зону протяженностью 235 км при ширине 18 – 65 км, которая переходит в Ен-Яхинско-Песцовую мегаседловину, в пределах которой выделяются структуры II порядка: Ен-Яхинское куполовидное поднятие, Песцовый вал и Западно-Песцовое куполовидное поднятие.

На западе Песцовый вал смыкается с Медвежье-Ямбургским мегавалом, а на востоке с Нижне-Пурским. На севере вал ограничен Хадуттейской впадиной, на юге – Нерутинской. С юга к нему примыкает цепочка небольших по размерам локальных поднятий: Южно-Песцовое, Табьяха-Таркосалинское и др.

К Западно-Песцовому куполовидному поднятию приурочена самостоятельная газовая залежь в сеномане. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе – 1200 м составляют 11,5x13,6 км, амплитуда – 32 м. Структура имеет широтное простирание. Сеноманская газовая залежь вскрыта на глубинах 950 – 1204 м, по типу – сводовая, водоплавающая, массивная (рисунок 2.1) [9].

В контуре газоносности пробурено четыре скважины (№ 1, 2, 10, 300). За контуром располагаются 6 разведочных скважин (№ 3, 4, 5, 6, 9, 12). Испытание на продуктивность сеноманских отложений проведено в разведочной скважине № 1, где из интервала 1239 – 1245 м получен приток газа с дебитом 456 тыс. м³/сут. на штуцере диаметром 19,9 мм. В скважине № 9, расположенной за контуром газоносности, из интервала абс. отм. 1134,5 – 1224,5.

Абсолютная отметка ГВК составляет – 1185 м.

Общая толщина продуктивного пласта составляет 32 м, эффективная толщина – 20 м (максимальная в скважине № 1 – 26,6 м), средняя эффективная газонасыщенная – 15,2 м (рисунок 2.2). Открытая пористость составляет 30 %, проницаемость – от 0,076 до 1,692 мкм², газонасыщенность – 73 %.

Коллектор представлен неоднородными терригенными отложениями, с характерным прерывистым распространением пропластков глин и глинистых пород по площади. Доля коллектора в разрезе скважин составляет, в среднем, 87 %.

Начальное пластовое давление по залежи составляет 12,39 МПа, пластовая температура – плюс 33 °С [9].

1.3. Обзор международного опыта повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли

В рамках исследования рассмотрим опыт зарубежных компаний в сфере повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли. Одним из важных

способов экономии энергии в нефтегазовой отрасли является сокращение сжигания или сброса природного газа, добываемого вместе с сырой нефтью. В результате с 2001 года объем сжигаемого газа в факелах сократился на 30 процентов.

В 2000 году ExxonMobil запустила Глобальную систему управления энергопотреблением (GEMS), которая была разработана для повышения энергоэффективности на нефтеперерабатывающих и химических заводах компании. Система использует общую методологию для выявления возможностей, разработки планов их использования и постоянного повышения производительности. GEMS основана на трехэтапном подходе: первый этап заключается в повышении базовой производительности за счет оптимальной и эффективной эксплуатации существующих объектов за счет применения передового опыта; во-вторых, определить экономические инвестиционные возможности выше оптимизированной базы; и в-третьих, внедрить надежные системы управления, чтобы обеспечить строгость и дисциплину, необходимые для постоянного совершенствования.

С момента запуска GEMS компания определила возможности повышения энергоэффективности на 15-20%. На сегодняшний день реализовано более половины этих возможностей. Только в 2006 году сокращение затрат на электроэнергию ExxonMobil составило около 750 миллионов долларов США, при этом выбросы CO₂ сократились примерно на 8 миллионов тонн, что эквивалентно снятию с дорог примерно 1,5 миллиона автомобилей в Соединенных Штатах. Большая часть этой экономии была получена за счет нефтеперерабатывающих и химических операций компании. С 2000 по 2005 год нефтеперерабатывающие заводы и установки парового крекинга ExxonMobil повысили свою энергоэффективность примерно в два раза по сравнению со средним показателем по отрасли за прошлые периоды. ExxonMobil находится на пути к выполнению своего обязательства по повышению энергоэффективности на 10 процентов в период с 2002 по 2012 год на всех нефтеперерабатывающих

предприятиях компании в США в рамках программы API Climate Action Challenge.

В дополнение к инициативам GEMS когенерация является важным фактором повышения энергоэффективности на предприятиях ExxonMobil по всему миру. ExxonMobil является лидером отрасли в области когенерации, инвестировав в такие проекты более 1 миллиарда долларов только в 2004–2005 годах. В настоящее время компания владеет долями примерно в 100 когенерационных установках в более чем 30 точках по всему миру, способных обеспечить около 4300 МВт электроэнергии, что достаточно для удовлетворения потребностей почти семи миллионов домохозяйств в Европе. Текущие когенерационные мощности ExxonMobil сокращают глобальные выбросы CO₂ более чем на 10,5 млн метрических тонн в год. Компания постоянно рассматривает новые инвестиции в когенерацию. Проекты, которые в настоящее время строятся или разрабатываются в Казахстане, Бельгии, Китае и Сингапуре, имеют общую мощность 875 МВт, в результате чего к 2010 году общая когенерационная мощность компании превысит 5000 МВт.

Проект нефтеносных песков Атабаски (AOSP) в Альберте, Канада, начавший работу в 2003 году, состоит из двух основных компонентов:

- Шахта реки Маскег, расположенная к северу от форта Мак-Мюррей, Альберта. Смесь тяжелой сырой нефти (битума) и песка удаляется непосредственно из-под поверхности с помощью грузовиков и механических экскаваторов, а затем смешивается с теплой водой и растворителями для отделения нефти от песка. В настоящее время шахта производит 155 000 баррелей в день.

- Scotford Updgrader (см. фотографию), расположенный рядом с нефтеперерабатывающим заводом Shell Scotford в форте Саскачеван. Битум смешивают с разбавителем на руднике Маскег-Ривер, чтобы снизить вязкость и обеспечить его транспортировку на юг по 493-километровому трубопроводу к обогатительной фабрике. После отделения битума используется технология добавления водорода для его переработки в синтетическую сырую нефть с

низким содержанием серы. Разбавитель перерабатывается и возвращается обратно в шахту.

Компания Total разработала новое дизельное топливо, позволяющее увеличить пробег при одновременном снижении шума двигателя и снижении выбросов токсичных газов. Топливо продается на большинстве заправочных станций во Франции и широко доступно в ряде других стран, в частности в Бельгии, Германии, Нидерландах, Португалии, Великобритании и Турции. В конце 2005 года компания Total в партнерстве с Bouygues Construction и компанией SAUR, специализирующейся на очистке воды, запустила проект по тестированию топлива в рамках более широкой программы, направленной на сокращение выбросов CO₂ и загрязняющих веществ, частично за счет изменения стиля вождения. На первом этапе проекта, в ходе которого 750 автомобилей, участвовавших в испытаниях топлива, проехали 8 миллионов километров в реальных условиях движения, средний расход топлива на километр был снижен на 3,7 процента. На втором этапе, который все еще продолжается, водителей призывают изменить свое поведение. Цель состоит в том, чтобы сократить потребление топлива еще на 1,3 процента, что дает общую экономию топлива на 5 процентов и позволяет избежать выбросов CO₂ примерно на 12 500 тонн.

Процесс разделения битума был разработан для удаления глинистых и асфальтовых примесей с целью достижения более высокой чистоты, что позволило повысить эффективность гидроконверсии на установке Scotford Upgrader. Модернизирующая установка была расположена и спроектирована таким образом, чтобы обеспечить максимальную интеграцию с существующими нефтеперерабатывающими заводами и когенерационными установками. Для минимизации энергопотребления были приняты энергосберегающие технологии когенерации и гидроконверсии, а также комбинированная интеграция процессов гидроконверсии/гидроочистки во избежание падения давления. Кроме того, богатые водородом отходы закупаются на близлежащем заводе Dow Chemical, чтобы уменьшить потребность в производстве водорода на месте.

В результате этих факторов AOSP в настоящее время производит нефтепродукты с выбросами CO₂ на 27% меньше, чем это было бы в случае с первоначальным планом проекта. Тем не менее выбросы примерно на 50% выше, чем при импорте сырой нефти. AOSP изучает пути выполнения добровольных обязательств по сокращению выбросов парниковых газов по сравнению с нынешним уровнем на 50 процентов к 2010 году, в том числе посредством новых проектов по повышению энергоэффективности и улавливанию CO₂, образующегося на установке повышения качества, и повторной закачке его в нефтяные месторождения для увеличения добыча нефти или в соленые водоносные горизонты. Остальные сокращения будут достигнуты за счет внутренних и международных проектов по возобновляемым источникам энергии и компенсации выбросов.

Гидроуправляемый нефтяной терминал Стуре на западном побережье Норвегии получает нефть по двум системам трубопроводов:

- Транспортная система Осеберга, которая начала работать в 1989 году. Она включает в себя трубопровод протяженностью 115 км, по которому нефть и конденсат доставляются с морских месторождений Осеберг, Браге и Веслефрикк. Нефть содержит некоторое количество попутного газа, который отделяют. Нафта и сжиженные углеводородные газы, содержащиеся в нефти, также удаляются на перерабатывающем заводе перед отгрузкой нефти с терминала. В 2006 году с терминала было отгружено около 26 миллионов кубометров сырой нефти и конденсата.

- Система транспортировки Гране, 212-километровый трубопровод, по которому сырая нефть поступает с месторождения Гране. Система была введена в эксплуатацию в 2005 году. Неочищенная нефть тяжелая, и ее необходимо нагревать, чтобы облегчить погрузочные операции в Стуре. Потребность в тепле составляет 9 МВт. Обработка осебергского масла включает его нагревание примерно до 100°C. Теплообменник был построен в 2006 году для передачи избыточного тепла от сырой нефти Oseberg после обработки холодной и тяжелой

нефти Grane. Процесс теплообмена ежегодно экономит около 8000 тнэ энергии, сокращая выбросы CO₂ примерно на 25000 тонн.

Нефтепереработчики в нескольких странах взяли на себя добровольные обязательства по повышению энергоэффективности и сокращению выбросов. В Соединенных Штатах, например, нефтеперерабатывающие заводы-члены Американского института нефти (API) обязались сократить свои выбросы парниковых газов за счет меньшего потребления энергии в рамках добровольной программы Института по борьбе с изменением климата. Они поставили цель повысить энергоэффективность не менее чем на 10 процентов в период с 2002 по 2012 год. Эти улучшения отслеживаются с использованием индекса энергоемкости Соломона, который сравнивает общую энергоэффективность данного предприятия с отраслевым стандартом с учетом каждого типа перерабатывающей установки на заводе и тип перерабатываемой сырой нефти. Нефтепереработчики из Национальной ассоциации нефтехимиков и нефтепереработчиков (NPRA) недавно присоединились к усилиям API. Первый отчет о ходе достижения этой цели показывает, что члены API и NPRA улучшили свою общую энергоэффективность примерно на 2 процента за два года до 2004 года. Энергии, сэкономленной за этот период, достаточно для удовлетворения общих потребностей в энергии более чем наполовину.

2. ОСОБЕННОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

2.1. Характеристика сырья, продукции, материалов и реагентов

Исследование повышения энергоэффективности компрессорных станций в нефтегазовой отрасли проведено на базе ООО «Газпром добыча Уренгой». После принятия Федерального закона № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [1], нацеленного на стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности, эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов стало важнейшей задачей для каждой организации. Для всех объектов нового строительства, реконструкции и модернизации оценка эффективного использования энергоресурсов особенно актуальна, так как при использовании морально и физически устаревшего оборудования расход энергоресурсов на собственные нужды значительно выше, чем при использовании современного оборудования нового поколения [2].

Анализ структуры и масштабов потребления топливно-энергетических ресурсов по газовой промышленности свидетельствует о том, что расход энергоресурсов в наибольшей степени приходится на магистральный транспорт газа из отдаленных районов страны в центральные промышленные регионы России (свыше 80 %) [3]. Основными потребителями электроэнергии в нефтегазовом комплексе являются высоковольтные компрессорные агрегаты. Таким образом, проблема снижения затрат энергоресурсов по отрасли в первую очередь актуальна для магистральных газопроводов и прежде всего компрессорных станций как основных потребителей топливно-энергетических ресурсов. Рассмотрим в таблицах 1-5 характеристику сырья, продукции, материалов и реагентов.

Таблица 1 – Средний состав пластового газа

№№ п/п	Компонентный состав пластового газа	Количественное содержание компонентов, % об.	Плотность пластового газа, кг/м ³	Теплота сгорания пластового газа, низшая, МДж/м ³ , не менее
1	СН ₄ (метан)	99,079	0,673	33,17
2	С ₂ Н ₆ (этан)	0,090		
3	С ₃ Н ₈ (пропан)	0,01		
4	О ₂ (кислород)	0,002		
5	Н ₂ (азот)	0,778		
6	СО ₂ (углекислый газ)	0,047		

Таблица 2 – Средний фракционный состав пластового конденсата

№№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Температура начала кипения, °С	208
2	10 % перегоняется при °С	218
3	20 % перегоняется при °С	220
4	30 % перегоняется при °С	223
5	40 % перегоняется при °С	225
6	50 % перегоняется при °С	230
7	60 % перегоняется при °С	234
8	70 % перегоняется при °С	240
9	80 % перегоняется при °С	247
10	90 % перегоняется при °С	258
11	Температура конца кипения, °С	277
12	Отгоняется всего, % масс.	97
13	Остается при разгонке, % масс.	1,8
14	Потери, %	1,2
15	Вязкость при 20 °С, м ² /сек	4,66x10 ⁻⁶

Таблица 3 – Характеристика пластовой воды

№№ п/п	Тип пластовой воды	Плотность, г/см ³	Вязкость, спз	Примечание
1	Хлоркальциевый	1,013	0,7-0,8	Вода содержит растворенные углеводородные газы

Таблица 4 – Паспорт качества на товарный газ

№№ п/п	Наименование показателя	Метод испытания	Значение показателей
1	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	ГОСТ 31369	36,57
2	Молярная доля кислорода, %, не более	ГОСТ 31371.7	менее 0,005
3	Молярная доля СО ₂ , %, не более	ГОСТ 31371.7	0,2080
4	Содержание С _{5+высшие} , г/м ³ , не менее	ГОСТ 31371.7	0,8053
5	Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	ГОСТ 31369	0,7498
6	Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	ГОСТ Р 53367	-
7	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	ГОСТ Р 53367	-
8	Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	ГОСТ Р 53367	-
9	Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	ГОСТ 22387.4	-
10	Температура точки росы по воде (ТТР _В) при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше	ГОСТ Р 53763	-25,0

Таблица 5 – Состав газа горючего природного из данных к паспорту качества

№№ п/п	Наименование показателя	Метод испытания	Значение показателей, % мол. доля
1	Метан	ГОСТ 31371.7	88,4675
2	Этан	ГОСТ 31371.7	8,8000
3	Пропан	ГОСТ 31371.7	1,6600
4	i-Бутан	ГОСТ 31371.7	0,1460
5	n-Бутан	ГОСТ 31371.7	0,1150
6	i-Пентан	ГОСТ 31371.7	0,0011
7	n-Пентан	ГОСТ 31371.7	0,0116
8	нео-Пентан	ГОСТ 31371.7	0,0013
9	Гексаны	ГОСТ 31371.7	0,0075
10	Гептаны	ГОСТ 31371.7	менее 0,0010
11	Октаны	ГОСТ 31371.7	менее 0,0010
12	Гелий	ГОСТ 31371.7	0,0096
13	Водород	ГОСТ 31371.7	0,0019
14	Азот	ГОСТ 31371.7	0,5680

Данные паспорта качества предоставляются ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», обновляются ежемесячно. Таблицы 4 и 5 составлены на основании данных паспорта качества за 11.03.2019 г.

2.2. Компрессорные станции, используемые в нефтегазовой отрасли

Для подачи природного газа из скважины на электростанцию, в городскую газораспределительную систему или на химический завод необходима компрессия газа. Это включает в себя такие приложения, как сбор газа и сжатие газа мгновенного испарения вблизи скважины, использование газа для повышения нефтеотдачи или повторное сжатие газа после обработки на газовом заводе. Это может включать сжатие газа, чтобы его можно было

транспортировать по трубопроводам, как подводным, так и по суше, или для хранения в составе трубопроводной системы. Сжатие газа используется в процессах сжижения природного газа (СПГ). Основой для этих задач сжатия являются центробежные компрессоры с приводом от газовой турбины.

Оптимизация компрессорных станций может означать несколько разных вещей. Наиболее общее определение может заключаться в снижении стоимости транспортировки или добычи либо за счет сокращения расходов на транспортировку или переработку определенного количества газа, либо за счет увеличения мощности данной установки по транспортировке или переработке газа.

Когда мы говорим о затратах, мы должны признать, что это затраты для пользователя или оператора газокompрессорной станции, а также для окружающей среды и общества. Составляющими затрат, кроме затрат на создание станции, могут быть затраты на топливо, затраты на техническое обслуживание, стоимость единиц, недоступных для производства. Производственная мощность играет роль, потому что увеличение производственной мощности может снизить себестоимость единицы продукции.

Это также означает, что любой из этих факторов зависит от эффективности компрессора или газовой турбины не как отдельный, изолированный фактор, а скорее, как неотъемлемая часть общей системы.

В данной работе мы оценим оптимизацию эффективности на примерах как на уровне отдельных компонентов, так и на уровне отдельной компрессорной станции, и на уровне всей системы взаимодействующих компрессорных станций, поскольку они часто встречаются в более крупных трубопроводных операциях. Одна из особых характеристик большинства применений в нефтегазовой отрасли заключается в том факте, что условия работы машин будут меняться во всех временных масштабах, будь то по минутам, часам, дням, сезонам или в течение многих лет.

Типичная задача оптимизации газовых турбин включает повышение теплового КПД (т. е. расхода топлива на единицу выходной мощности) и

увеличение удельной мощности (количество мощности на единицу массового расхода). Оба параметра можно улучшить, увеличив температуру воспламенения двигателя. Однако повышение температуры горения на существующем двигателе отрицательно скажется на сроке службы двигателя, т.е. времени между необходимыми капитальными ремонтами, и связанной с этим надежности двигателя. Этому эффекту можно противодействовать, увеличив количество охлаждающего воздуха для лопаток турбины, но это также снизит КПД двигателя. Имея возможность очень точно прогнозировать локальную температуру лопасти, а также проверять эти температуры экспериментально, можно максимально экономно использовать охлаждающий воздух. Такие инструменты, как сопряженная теплопередача, методы измерения с помощью облученных кристаллов, а также улучшенные материалы и покрытия, могут помочь в этом уравнивании (Курц и др., 2017).

Точно так же для усовершенствования центробежных газовых компрессоров) изменение условий работы требует не просто более высокого КПД (для компрессора это отношение работы, которую потреблял бы идеальный изоэнтропический компрессор по сравнению с реальной работой потребляется), но, в частности, что хороший КПД доступен в широком диапазоне расхода. Опять же, у нас есть два противоречивых требования.

На компрессорной станции мы можем встретить один или несколько компрессоров с приводом от газовой турбины. Во многих случаях они отличаются с точки зрения конструкции компрессора, номинальной мощности турбины и года выпуска. Во многих случаях размеры компрессоров подбираются так, чтобы соответствовать определенной четко определенной рабочей точке, то есть доводить газ с известными условиями на входе (состав газа, температура газа, давление газа и расход газа) до определенного давления нагнетания для определенных условий. условия окружающей среды (температура, барометрическое давление, влажность).

Чтобы справиться с общей неопределенностью рабочих условий, успешно использовались методы Монте-Карло. Поскольку редко все наихудшие условия

(самая высокая температура окружающей среды, самая высокая потребность в потоке, самая высокая деградация двигателя и т. д.) возникают одновременно, возможно значительное уменьшение размеров и снижение расхода топлива (Курц и др., 2013).

Для типичных применений в нефтегазовой отрасли условия эксплуатации приобретаемого оборудования основаны на прогнозах и предположениях. Как указывалось выше, это приводит к фактическим условиям эксплуатации, которые отличаются от первоначальных «расчетных» условий. Тем не менее, установка по-прежнему должна соответствовать определенным контрактным требованиям. Например, трубопровод должен быть в состоянии доставить определенное количество газа.

Традиционно неопределенность в допущениях устраняется путем добавления запасов к прогнозам как в отношении процесса (например, путем допущения потери давления для трубопровода с большей шероховатостью или путем определения размера компрессорной станции с учетом более легкого газа). Поскольку эти пределы являются аддитивными, во многих случаях оборудование имеет избыточные размеры и, таким образом, работает с пониженной эффективностью и стоит больше, чем необходимо.

Так исследование Курц и др. в 2013 г. было выполнено для относительно простого сценария, но этот метод не имеет ограничений и может быть легко адаптирован к сценариям, включающим целые трубопроводные системы, заводы или платформы. Возможны новые подходы к обсуждению запасных частей. Исходя из этих соображений, во многих случаях возможно значительное снижение затрат (Курц и др., 2013).

Используемые временные масштабы могут потребовать обработки переходных режимов на уровне станции и трубопровода. Примечательно, что эти соображения касаются не только минимизации расхода топлива, но и обеспечения приемлемого уровня доступности.

Понимание гидравлики трубопровода и присущей емкости хранилища может повлиять на решение о количестве компрессорных линий на станцию или

потребности в запасных агрегатах. Например, 3 небольших агрегата на станции могут позволить отключить агрегат в более холодное время года, а 2 более крупных агрегата этого не допустят, поскольку рабочий диапазон компрессора приведет к большой неэффективности. Это не только оптимизирует расход топлива, но также снижает требования к техническому обслуживанию и повышает эксплуатационную готовность (Любомирский и др., 2010; Любомирский и др., 2016).

Значительные улучшения могут быть продемонстрированы путем объединения функций управления, производительности оборудования и поведения трубопровода. Замоторин и др. (2018) продемонстрировали экономию топлива 26% в результате оптимизации условий работы как отдельной компрессорной станции, так и трубопровода в системе трубопроводов, состоящей из 5 станций, всего 11 газоперекачивающих агрегатов различной типоразмерности от 6 МВт до 15,3 МВт.

Рассмотрим подробнее исследование, проведенное Замоториным, Любомирским и Курцем. Для многих крупных проектов трубопроводов с несколькими компрессорными станциями на этапе планирования необходимо проводить подробные исследования по оптимизации. Эти исследования должны учитывать не только гидравлику трубопровода, но и работу вращающегося оборудования в мельчайших деталях. Исторически вращающееся оборудование рассматривалось как блоки постоянной мощности без детального моделирования компоновки агрегата, характеристик эффективности компрессора и внепроектного поведения газовой турбины. Это исследование показывает преимущества более точного анализа и включения характеристик оборудования. В качестве примера используется анализ типичного 42-дюймового трубопровода мощностью 2 млрд куб. футов в сутки с 4 компрессорными станциями. Были проанализированы четыре различные конфигурации станций, с одним и несколькими блоками, а также последний вариант с последовательной и параллельной конфигурациями блоков. Скорость восстановления трубопровода анализировалась при выходе из строя одного

агрегата на одной станции. Таким образом, можно делать заявления о гибкости и топливной экономичности на основе данных, исходя из конфигурации станции и количества блоков.

Если бы компрессорные станции всегда работали в одной четко определенной, постоянной рабочей точке, погода никогда не менялась бы, а установки никогда не приходилось бы останавливать, то лучшее, что можно сделать для любой установки, — это одна компрессорная линия без запасных частей. И есть промышленные установки, где все эти предположения верны. Они просто обычно не встречаются в приложениях разведки и добычи нефти и газа. Драйверы различаются по доступности, коэффициентам эффективности при частичной нагрузке или влиянию изменения температуры окружающей среды, что влияет на их полезность для конкретного приложения. Газовые турбины обычно отличаются очень высокой надежностью и эксплуатационной готовностью, а их производительность меняется в зависимости от температуры окружающей среды и нагрузки. Это, а также доступность природного газа в качестве топлива, делает их отличным вариантом для применения в разведке и добыче. Продемонстрированная доступность и надежность газовых турбин не зависят от размера, по крайней мере, в широком диапазоне мощностей, скажем, от 1 МВт до 200 МВт. Более важными факторами являются стратегии мониторинга состояния, стратегии логистики и возможности поддержки OEM или сторонних производителей. Часто приводится аргумент, что более крупные турбины более эффективны и дешевле покупать и эксплуатировать из расчета затрат на мощность [1].

Применительно к добывающим и промежуточным предприятиям ключевым фактором является гибкость установок, позволяющая эффективно адаптироваться к различным условиям эксплуатации. Например, исследования трубопроводов показывают, что расход топлива на многоблочных станциях, как правило, ниже, чем на одиночных станциях, если условия эксплуатации существенно колеблются [2]. Другие исследования показывают, что выход из строя одного агрегата приводит к более значительному снижению пропускной

способности трубопровода, чем выход из строя одного агрегата в многоблочной компрессорной станции. Несколько опубликованных моделей Монте-Карло показывают, что годовая пропускная способность трубопровода после учета наличия установленной единицы имеет тенденцию быть выше для установок с несколькими установками [3], [4].

На рисунках с 2 по 5 для каждой конфигурации показана базовая конфигурация. Это получено в результате оптимизации оборудования для желаемого потока подачи по трубопроводу. Ниже базовой конфигурации указаны различные режимы отказа. Случаи включают сочетание отказа блока головной станции в сочетании с отказами основных блоков в разных местах и отказом одного блока основной линии. Модель позволяет определить максимальный расход, который может поддерживаться оставшимися действующими агрегатами.

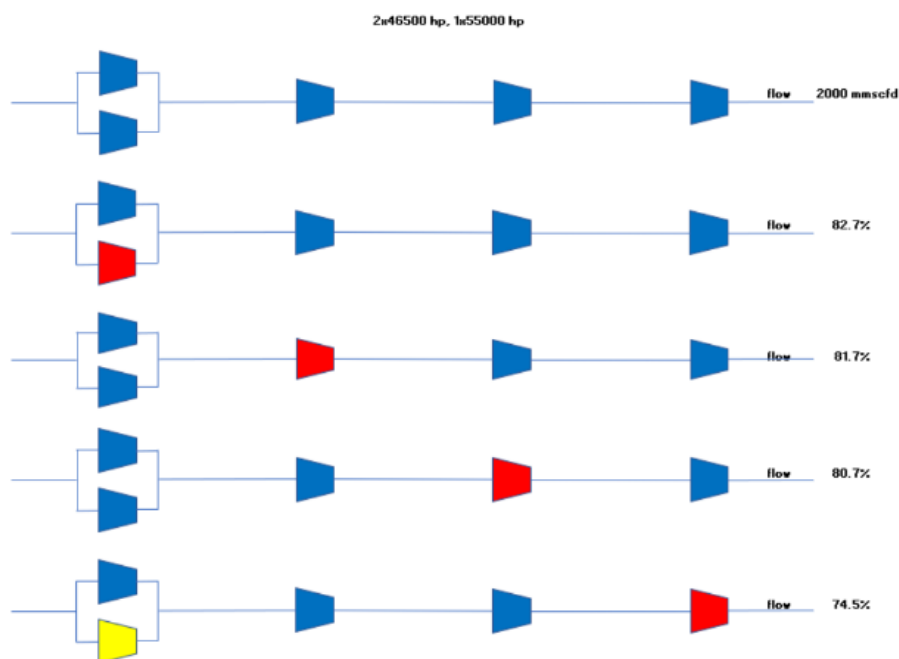


Рисунок 2 – Схема трубопровода для конфигурации компрессорной станции №1 (2 агрегата на 1-й станции, 1 агрегат на остальных (Синий – агрегаты в работе, Красный – агрегаты не работают, Желтый – резервные агрегаты, готовы к работе))

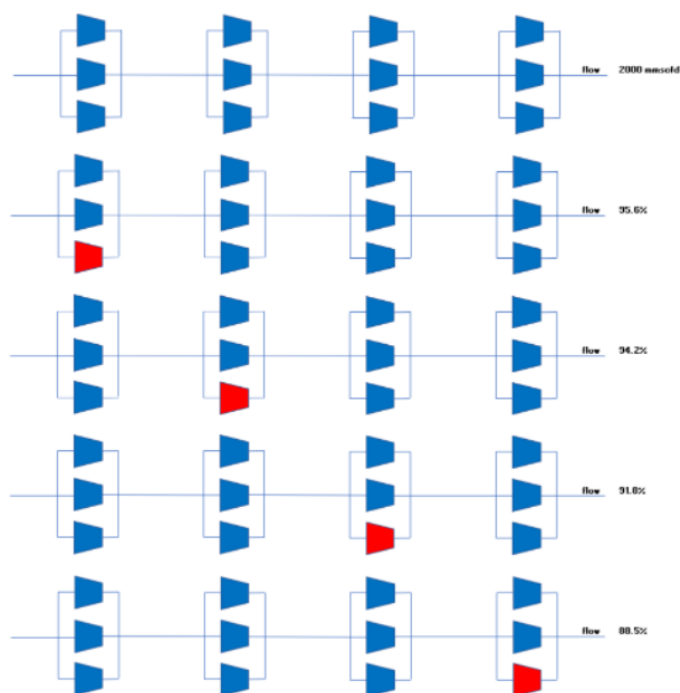


Рисунок 3 – Схема трубопровода для конфигурации компрессорной станции №2 (3 агрегата параллельно) (Синий – агрегаты в работе, Красный – агрегаты не работают)

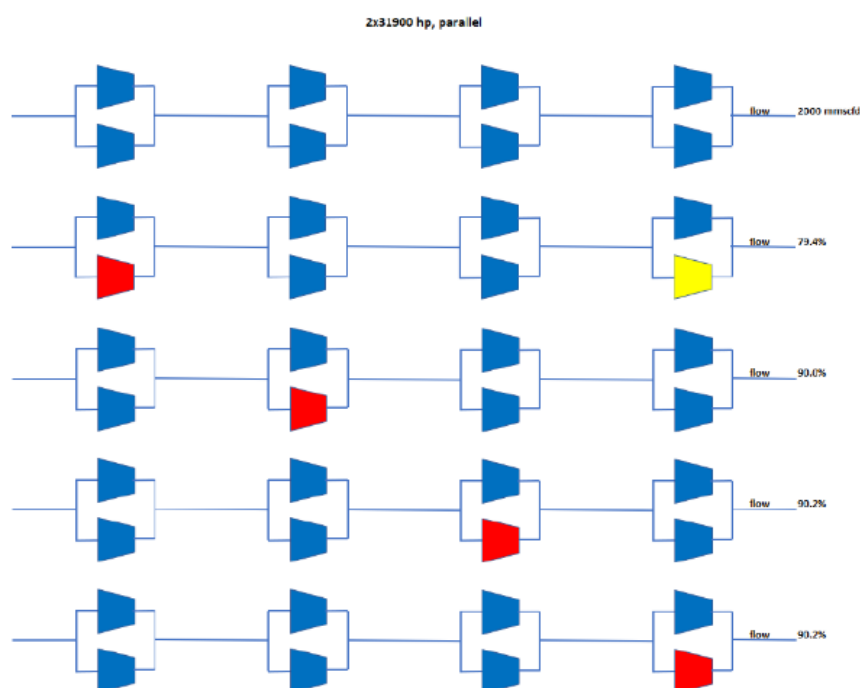


Рисунок 4 – Схема трубопровода для конфигурации компрессорной станции №3 (2 агрегата параллельно) (Синий – агрегаты в работе, Красный – агрегаты не работают, Желтый – резервные агрегаты, готовы к работе)

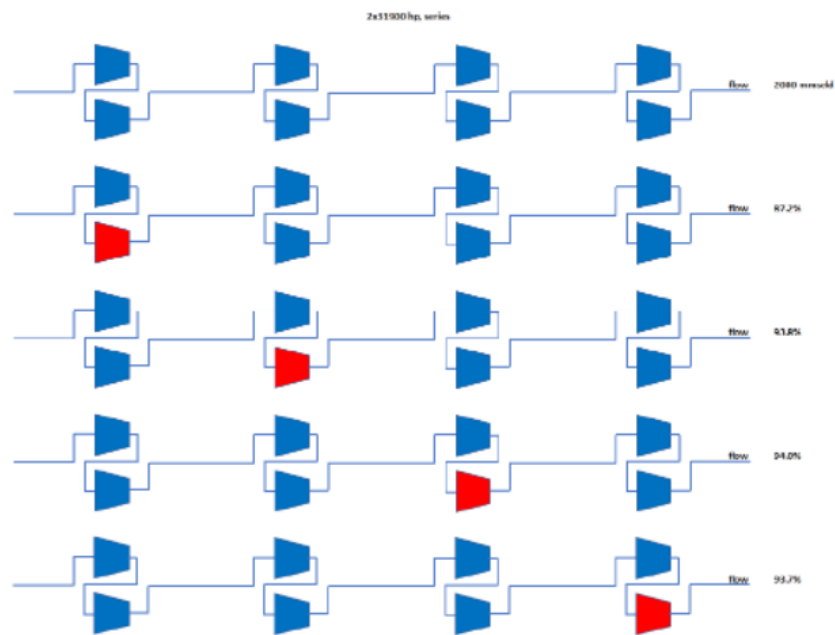


Рисунок 5 – Схема трубопровода для конфигурации компрессорной станции №4 (2 агрегата последовательно) (Синий – агрегаты в работе, красный – агрегаты не работают)

Приведены несколько комментариев относительно общего решения о последовательном или параллельном размещении агрегатов: Для любой заданной трубопроводной компрессорной станции два последовательно соединенных агрегата дадут более высокую удельную скорость, чем два агрегата, включенных параллельно, потому что каждый последовательно соединенный агрегат отвечает за весь поток станции, но только половина начальника станции. С другой стороны, если блоки работают параллельно, каждый блок видит полный напор станции, но только половину потока станции. При заданном размере привода (и, следовательно, скорости силовой турбины), а также при известном требуемом напоре и расходе через станцию можно определить конкретную скорость

$$N_s = N \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}} \quad (1)$$

при частоте вращения компрессора N в мин-1, напоре H в Дж/кг и фактическом расходе Q в м³/с [2].

Рассматриваемое исследование, проведенное Замоториным, Любомирским и Курцем, показывает, что существует диапазон конкретных скоростей для рабочих колес, которые обеспечивают преимущества в эффективности. Для заданного напора станции и потока станции машины, включенные последовательно, всегда будут иметь более высокую удельную скорость, чем машины, включенные параллельно. Следовательно, если общая степень повышения давления на станции низкая, крыльчатки для машин, соединенных последовательно, имеют тенденцию работать с довольно высокими удельными скоростями, в то время как агрегаты, подключенные параллельно, могут находиться в более благоприятной области. Агрегаты, выбранные для параллельной работы, как правило, имеют относительно низкие удельные скорости, и последовательное соединение может быть более выгодным.

Моделирование включает в себя подробное поведение производительности приводов газовых турбин и приводных компрессоров. Здесь описаны соответствующие рабочие характеристики газовых турбин и центробежных компрессоров с приводом от газовой турбины. Используемые газовые турбины представляют собой двухвальные газовые турбины (рис. 6), состоящие из воздушного компрессора (1-2), камеры сгорания (2-3), газогенераторной турбины (3-5), которая приводит в действие воздушный компрессор, и, на отдельном валу силовая турбина (5-7), соединенная с трубопроводом компрессора. Как обычно для трубопроводов, газовая турбина использует в качестве топлива трубопроводный газ. Производительность газовой турбины зависит от температуры окружающей среды и высоты площадки. Его эффективность максимальна при полной нагрузке.

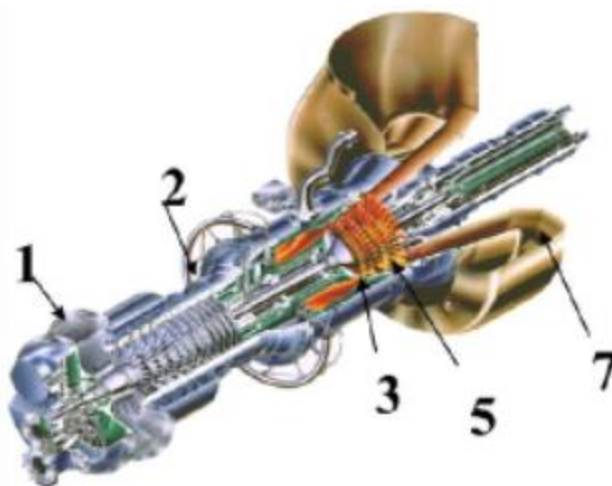


Рисунок 6 – Промышленная газовая турбина

Силовая турбина напрямую соединена с центробежным компрессором (рис. 7), который используется для сжатия газа в трубопроводе. Трубопроводные компрессорные станции обычно требуют относительно низких коэффициентов давления, которые можно использовать с 1, 2 или 3 ступенями компрессора. Гибкость компрессора с приводом от газовой турбины обусловлена возможностью изменять скорость компрессора в широком диапазоне.

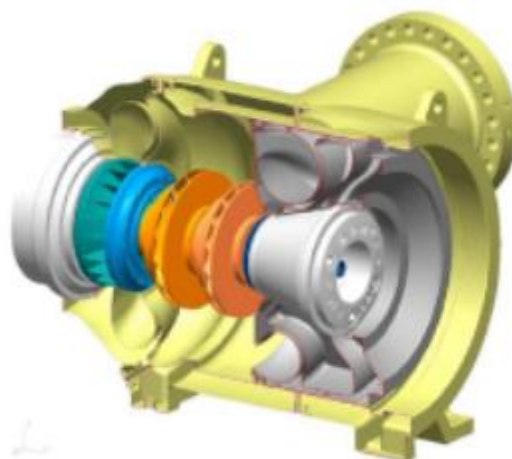


Рисунок 7 – Типичный двухступенчатый центробежный компрессор, используемый в трубопроводах

Установлено, что недоступность агрегатов не только вызывает снижение общего расхода трубопровода, но и смещает рабочие точки компрессора.

Смещается рабочая точка компрессора в станции с двумя параллельно включенными компрессорами, когда один из двух агрегатов становится недоступным (конфигурация на рисунке 4). Уцелевший блок должен пропускать больше газа, но доступная мощность ограничивает напор. Это приводит к уменьшению потока в трубопроводе. Следовательно, новая рабочая точка находится при более высоком расходе, но при более низком напоре. Аналогичное поведение можно увидеть и в конфигурации 2, но из-за конфигурации с 3 агрегатами на станцию влияние на рабочую точку компрессора менее серьезное. Напротив, когда один блок на станции с двумя последовательными блоками (конфигурация на рисунке 5) выходит из строя, рабочая точка рабочего блока перемещается в сторону более высокого напора и более низкого расхода, потому что этот блок теперь должен обеспечивать весь напор станции. Поскольку мощность устройства является ограничивающим фактором, расход уменьшается. Следует также отметить, что размеры компрессоров для конфигурации 4 обеспечивают больший напор, но меньший расход, чем компрессоры для конфигурации 5.

Моделирование трубопроводов с подробными моделями компрессионного оборудования может предоставить значительно больше информации и дает представление, которое не сразу становится очевидным при моделировании гидравлического трубопровода с использованием блоков питания или при сравнении характеристик только компрессионного оборудования. В исследовании не проводится явного сравнения капитальных затрат, но все решения будут считаться конкурентоспособными с точки зрения капитальных затрат. Как правило, использование драйверов одного типа по всему конвейеру выгодно с точки зрения обслуживания.

Исследование подтверждает, что магистральные трубопроводы с компрессорными станциями, состоящими только из одного агрегата, даже если предположить более высокую тепловую эффективность агрегата для более крупных агрегатов, не могут обеспечить такую же эксплуатационную готовность и гибкость, как системы со станциями на основе многоблочных конфигураций.

Пропускная способность трубопровода для различных сценариев простоя выше для конфигураций с несколькими блоками. Это конфигурация из 3-х блоков, за которой следует конфигурация из 2-х блоков в серии, является преимуществом.

Параллельная или последовательная работа блоков на каждой станции имеет значение, но исследование показывает, что хорошо спроектированные станции будут вести себя очень похоже в отношении пропускной способности трубопровода в случае отключения, а также эффективности использования топлива в расчетной точке. В исследовании, проведенном Замоториным, Любомирским и Курцем, у последовательной конфигурации есть небольшое преимущество в отношении мощности для всех сценариев отключения, но параллельная конфигурация обеспечивает несколько лучшую топливную эффективность при расчетных условиях.

В конечном счете, концепция виртуального трубопровода, где гидравлика трубопровода вместе с точным представлением газовой турбины и газового компрессора, рабочими параметрами охладителя и точной моделью системы управления и связанных клапанов, возможна оптимизация производительности в реальном времени. Подобные системы могут использовать данные датчиков давления и расхода для улучшения своих прогностических возможностей. В конечном счете, объединение этих систем с системами мониторинга работоспособности и профилактического обслуживания может создать среду, которая может значительно снизить транспортные расходы.

Будущее энергоснабжения и экологических решений потребует интеграции еще более крупных систем: решения о сокращении выбросов не должны приниматься на уровне отдельных газовых турбин. При сравнении компрессоров с приводом от электродвигателя с компрессорами с приводом от газовой турбины в трубопроводе электрический вариант, по-видимому, дает более низкие выбросы. Однако, в зависимости от того, как производится электроэнергия (уголь, газ, возобновляемые источники и т. д.), фактические выбросы электрической компрессорной станции с учетом выбросов, образующихся при производстве электроэнергии, могут быть выше, чем для

газотурбинной станции. не только в отношении CO₂, но и в отношении NO_x, летучих органических соединений и частиц (Kurz & Brun, 2012 г.). Выбросы метана также должны быть решены. Основные улучшения могут быть достигнуты за счет предотвращения остановов с последующей продувкой станции.

Еще одна область, о которой стоит упомянуть, — это обсуждение накопления электроэнергии и интеграция периодически доступной возобновляемой энергии (например, ветра или солнца) в системы энергоснабжения. Помимо поиска новых дорогостоящих хранилищ на основе аккумуляторов или хранилищ сжатого воздуха, мы можем воспользоваться преимуществами системы газопроводов и хранилищ природного газа. Только в США имеется более 300 000 миль межгосударственных и внутриштатных трубопроводов различных размеров. Углеводороды, такие как природный газ, «аккумулируют» энергию и могут сделать ее доступной, когда это необходимо, на тепловых электростанциях посредством процесса сжигания. В трубопроводной системе имеется огромный объем хранимого газа, который невероятно гибок и, благодаря большому количеству производителей газа, (Брун и Курц, 2018 г.).

В общем, есть два разных пути улучшения текущего состояния: Можно создавать более сложные модели с высокой точностью. Некоторые из них уже доступны, например, модели производительности компрессоров и газовых турбин или динамические модели компрессорных станций и трубопроводов. Эти модели можно улучшить, используя точные данные измерений и датчиков для постоянного обновления этих моделей, чтобы учесть изменения, связанные с деградацией, изменениями геометрии, производственными и прогнозируемыми допусками или общим износом компонентов.

Другой подход будет использовать большие объемы данных («большие данные») для обнаружения корреляций и оптимизации относительно простых моделей. Проблема в том, что корреляции в больших наборах данных не всегда описывают реальную физику проблемы.

Понимая и интегрируя рабочие характеристики компрессоров с приводом от газовой турбины и характеристики применения, можно оптимизировать системы сжатия для снижения расхода топлива и выбросов, снижения затрат на техническое обслуживание и увеличения производительности.

Рассмотрим также некоторые особенности электроприводных компрессорных агрегатов. Сегодня подавляющее большинство установленных электроприводных компрессорных агрегатов нерегулируемые. Один из наиболее эффективных способов регулирования режима работы нагнетателя - применение электродвигателей с регулируемой частотой вращения. Во всем диапазоне регулировки частоты вращения ротора нагнетателя имеется возможность осуществлять оптимальный режим работы газонефтепровода в зависимости от давления. При этом нагнетатель и электродвигатель работают с достаточно высоким КПД, близким к номинальному значению.

Исходя из анализа наиболее применяемых на сегодняшний день структур построения силовой части высоковольтных частотно-регулируемых приводов (ЧРП) для использования в составе компрессорных агрегатов [4], для рассмотрения и анализа примем наиболее распространенные и перспективные на сегодня структуры, а именно:

- ЧРП на базе 12-пульсного трехуровневого инвертора напряжения;
- ЧРП на базе 24-пульсного трехуровневого инвертора напряжения;
- ЧРП на базе каскадного многоуровневого инвертора напряжения.

Данные схемные решения позволяют работать как с синхронными, так и с асинхронными высоковольтными электродвигателями. Причем использование высокоскоростных асинхронных двигателей в составе компрессорных агрегатов обладает такими преимуществами, как исключение редуктора, применяемого для согласования оборотов электродвигателя и нагнетателя, и уменьшение массогабаритных размеров агрегата.

Важнейшим фактором при эксплуатации компрессорных агрегатов большой мощности (1 МВт и выше) с ЧРП является проблема электромагнитной совместимости, которая заключается в генерировании преобразователя частоты

высших гармоник тока и напряжения и снижении качества электрической энергии.

Уровень электромагнитной совместимости электропривода с сетью электроснабжения и электродвигателем зависит от структуры построения силовой схемы, типа силовых полупроводниковых ключей и алгоритма управления ими.

Наилучшими энергетическими характеристиками из рассматриваемых структур обладает схема каскадного многоуровневого преобразователя частоты. КПД такого преобразователя во всем диапазоне изменения выходной частоты выше, чем у схем с 12-и 24-пульсным трехуровневым инвертором напряжения более чем на 1 %. Кроме того, как следует из рис. 1, с уменьшением выходной частоты инвертора скорость снижения КПД меньше у 11-уровневой схемы каскадного многоуровневого преобразователя частоты, что делает ее еще более эффективной для применений, где требуется широкий диапазон изменения выходной частоты. Схема каскадного многоуровневого преобразователя частоты также обладает минимальным процентом искажений входного линейного напряжения.

Схема 11-уровневого каскадного многоуровневого преобразователя частоты при работе не вызывает значительных искажений тока и напряжения питающей сети, полностью обеспечивая требования ЭМС с питающей сетью. Подробно анализ гармонического состава тока и напряжения на входе и выходе преобразователя частоты приведен в [5]. Суммарный коэффициент искажения напряжения питающей сети на входе каскадного многоуровневого преобразователя частоты при работе составляет около 2,7 %, что значительно меньше допустимого по ГОСТ 32144-2013 [6] (5 %).

Такой результат достигается без использования дополнительных фильтров на входе системы.

Еще одно достоинство преобразователей, построенных по каскадной многоуровневой схеме - высокая надежность. При выходе из строя одной или нескольких ячеек ЧРП сохраняет свою работоспособность за счет

автоматического шунтирования неисправных модулей и корректировки режима работы оставшихся ячеек системой автоматического управления. Выходная мощность при этом несколько снижается.

Многоуровневая схема построения силовой части высоковольтных ЧРП является перспективной для применения в составе компрессорных агрегатов. Работы в этом направлении позволят значительно улучшить энергетические характеристики агрегата и увеличить надежность всей системы в целом.

Большое влияние на эффективность использования регулируемого электропривода компрессорных установок оказывают применяемые алгоритмы управления частотно-регулируемыми преобразователями.

Современные частотно-регулируемые преобразователи обеспечивают формирование и регулирование основной гармоники выходного напряжения методами импульсной модуляции [7]. Трехфазные автономные инверторы напряжения с управлением ключами по принципу широтно-импульсной модуляции (ШИМ) на высокой несущей частоте являются основным типом преобразователей частоты для регулируемого электропривода переменного тока во всем диапазоне мощностей.

2.3. Методы повышения энергоэффективности аппаратов воздушного охлаждения газа

На сегодняшний день в газотранспортной системе России для повышения эффективности использования аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа необходимо не только своевременное техническое обслуживание и ремонт, но и систематическое использование прогрессивных методов восстановления изношенных деталей, узлов и сопряжений. В основном для снижения стоимости, сокращения расходов запасных частей, экономии труда работников, эксплуатации машин и оборудования, и увеличения эксплуатационного ресурса необходимо вовремя проводить диагностику и восстанавливать изношенные

детали аппаратов. От 22 до 48% электроэнергии на компрессорной станции с газотурбинными перекачивающими агрегатами затрачивается на аппараты воздушного охлаждения газа [2, 8].

Объектом зависимости от обрабатываемого агрегата, его конструкции и деталей РВС вводится в систему смазки или наносится непосредственно на поверхности пар трения [3]. Рассмотрим эффективность ремонтно-восстановительного состава в АВО на наиболее нагруженной части - подшипниках качения электродвигателя.

В соответствии с технологией ремонтно-восстановительные составы добавляются в носитель, в данном случае – литол, причем не новый, а уже имеющий в своем составе продукты трения [4].

В результате процесса трения и повышения температуры между парами трения происходит приплавление частиц РВС к кристаллической решетке поверхностного слоя стали.

Далее в пограничной области происходит образование новых кристаллов, образуя единую структуру металла. В дальнейшем эти кристаллы ориентируются вдоль трущихся поверхностей пар трения и срастаются, образуя на всей поверхности деталей непрерывный ряд твердых растворов или монокристаллы. Все вышеописанные процессы протекают практически одновременно.

После применения РВС в местах контакта вместо трения «металл - металл» будет «металл - модифицированный слой», а эта пара имеет существенно меньший коэффициент трения и характеризуется гораздо большей износостойкостью.

Основные свойства и показатели получаемого модифицированного слоя [5, 6]:

- коэффициент линейного термического расширения меняется от 13,6 до 14,2;
- коэффициент трения приблизительно равен 0,007;
- микротвердость поверхностей составляет от 690 до 710 НВ;

- ударная прочность равна 50 кг/мм²;
- коррозионная стойкость - высокая;
- износостойкость - повышенная.

Сложные явления трения и восстановление изношенных поверхностей деталей с помощью РВС-технологии следует рассматривать с учетом механических, физических и химических процессов, происходящих на атомно-молекулярном уровне в поверхностных слоях деталей при нагружении их трением [7].

При проведении исследований прошлых лет были использованы минеральный состав для обработки подшипников на основе серпентинов, поставляемых двумя фирмами (условно назовем их фирмами 1, 2).

Объектами обработки специальными смазочными составами выступили шариковые подшипники приводных электродвигателей вентиляторов АВО газа компрессорной станции:

- два подшипника с электродвигателя № 3 типа ЕЕх-dПВТ3, обработанные составом фирмы 1;
- два подшипника с электродвигателя № 2 типа ЕЕх-dПВТ4, обработанные составом фирмы 2.

Из приведенных ранее исследований следует, что обработка подшипников электродвигателя АВО газа позволила за месяц (797 ч) эксплуатации добиться увеличения выбега на 1,07%. По остальным параметрам положительная динамика не достигнута. Например, снижения общего уровня вибрации не наблюдалось, хотя в первый период времени эксплуатации по некоторым точкам вибрация понизилась, а затем пошло ее увеличение [10].

Уровень шума и потребляемая мощность на привод также увеличились на 4,5 и 0,4% соответственно.

Обработка подшипников АВО газа позволяет добиться улучшения технических характеристик по всем параметрам:

- снижение уровня среднеквадратической виброскорости на 42%;
- снижение уровня шума с 88,6 дБ до 87,8 дБ (на 1%);

- снижение потребляемой мощности электроэнергии на 1,08%;
- увеличение выбега ротора вентилятора на 3,17%.

Таким образом, по результатам исследований эффективности обработки трущихся деталей на конкретном оборудовании (электродвигателях АВО газа) составами, содержащими серпентин, можно сделать вывод о наличии воздействия на поверхностные слои сопрягаемых металлов, что позволяет добиваться положительных изменений параметров эксплуатируемого оборудования.

PBC-технология совместно с традиционным планово-предупредительным ремонтом способна уменьшить расходы на техническое обслуживание и текущий ремонт. Эффективность применения данных материалов (составов) зависит в первую очередь от их изготовителя, другим критерием выступит срок окупаемости. Решение о применении состава для обработки трущихся деталей оборудования необходимо принимать на основании экономической оценки стоимости состава для обработки, затрат на обработку и срока окупаемости.

Итак, исходя из результатов различных исследований, можно сформулировать перечень технических решений, направленных на повышение показателей энергоэффективности работы компрессорной станции:

- принятие рациональной схемы электроснабжения компрессорной станции, исключающей применение избыточного оборудования;
- использование современного высокоэффективного оборудования;
- разработка и внедрение эффективных алгоритмов управления оборудованием и производственным процессом, направленных на повышение показателей использования энергоресурсов;
- проведение на этапе проектирования моделирования режимов работы компрессорной станции с использованием имитационных моделей с целью определения оптимальных режимов работы оборудования, подбора характеристик различных узлов системы.

Итак, наилучшими энергетическими характеристиками из рассматриваемых структур обладает схема каскадного многоуровневого

преобразователя частоты. КПД такой схемы во всем диапазоне изменения выходной частоты выше, чем у схем с трехуровневым инвертором напряжения более чем на 1 % и составляет в номинальном режиме 97,51 %. Схема каскадного многоуровневого преобразователя частоты также обладает минимальным процентом искажений входного линейного напряжения, значительно меньше допустимого по ГОСТ 32144-2013 [6] значения (5 %).

Для обеспечения наилучших энергетических характеристик каскадного многоуровневого преобразователя частоты наиболее перспективно применение специализированного алгоритма пространственной модуляции базовых векторов.

Применение предлагаемых решений позволяет снизить энергопотребление цеха на 27,5 % по сравнению с вариантом нерегулируемого электропривода и на 2,8 % по сравнению с традиционной схемой регулируемой компрессорной станции.

3.ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА ДКС

3.1 Оборудование производственного объекта ДКС

Назначение производственного объекта: площадка дожимной компрессорной станции ДКС-В 1-я ступень II очередь Газоконденсатного промысла «Газпром добыча Уренгой» предназначена для:

– подготовки добытого из скважин природного газа (очистка, компримирование на промысловой дожимной компрессорной станции и охлаждение до требуемых температур) к транспорту.

Дожимная компрессорная станция.

Система технологических трубопроводов газа ДКС-В обеспечивает:

– Подключение ДКС-В 1-я ступень II очереди к УКПГ-В и ДКС-В 2-ой ступени I очереди.

– Сжатие газа в компрессорных агрегатах с охлаждением в индивидуальных аппаратах воздушного охлаждения газа.

– Автоматический пуск.

– Заполнение газопроводов из подводящего газопровода до входного давления КС.

– Возможность загрузки и разгрузки агрегатов, их переключений для обеспечения заданного режима работы цеха, вывод нагнетателей для работы на станционное кольцо, а также стравливание газа из технологической обвязки ДКС и контура нагнетателя.

– Подачу газа к центробежным компрессорам, его транспортировку в пределах компрессорной станции и ГКП.

– Перепуск газа с нагнетательного трубопровода на всас для защиты нагнетателя от помпажного режима.

– Охлаждение газа после компримирования.

– Дозаправку агрегатов маслом.

Система технологических трубопроводов газа ДКС включает в себя:

- узел подключения;
- трубопроводы и коллекторы;
- запорную, регулирующую арматуру;
- продувочные свечи;
- аппараты воздушного охлаждения газа АВО.

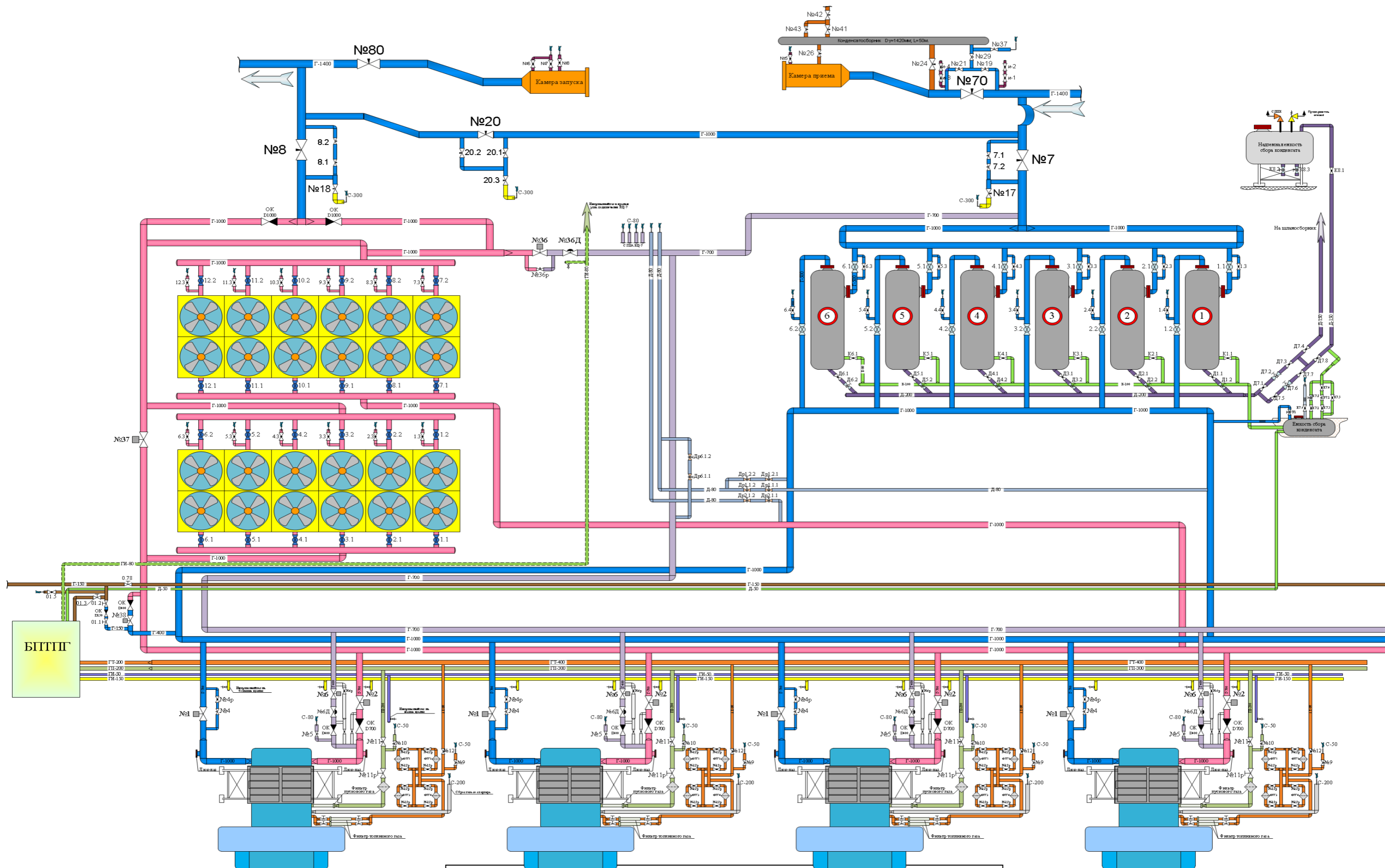


Рисунок 8 – Технологическая схема ДГС

3.2 Описание работы дожимной компрессорной станции в составе газоконденсатного промысла.

Дожимная компрессорная станция расположена перед установкой подготовки газа и предназначена для поддержания необходимого давления на установке низкотемпературной сепарации на период падающей добычи газа.

После установки НТС валанжинский газ УКПГ-В смешивается с сеноманским газом УКПГ-Х и компримируется совместно на ДКС УКПГ-Х до требуемого давления на входе в межпромысловый коллектор (МПК) Уренгойского НГКМ для осуществления дальнейшего транспорта

Пластовый газ, содержащий пластовую воду, после ЗПА поступает по трубопроводу DN 1000 на территорию ДКС. К коллектору сырого газа DN1000 подключаются два блока емкостей сбора жидкости и мехпримесей Е-1 с возможностью резервирования для проведения регламентных и испытательных работ. Подключение блоков емкостей сбора жидкости и мехпримесей к нижней части коллектора сырого газа производится одним трубопроводом DN500 для исключения тупиковых участков при резервировании оборудования.

Компоновочные решения по прокладке трубопроводов и конструкция блоков емкостей сбора жидкости исключают необходимость в уравнильной линии: входной трубопровод выполняется с уклоном в сторону блоков емкостей сбора жидкости без жидкостных затворов, в конструкции блоков емкостей сбора жидкости вход в аппарат выполняется выше уровня жидкости в аппарате. При этом роль уравнильной линии выполняет полость трубопровода диаметром DN500. Из блока фильтра-сепаратора ФС-1 очищенный газ по газопроводам DN700 и далее по коллектору DN1000 направляется на ДКС (2 очередь). Жидкость, выходящая из блоков фильтров-сепараторов ФС-1, объединившись с жидкостью из Е-1, подается в блок разделителя Р-1.

Конденсат газа из Р-1 подается блоком насосов Н-1 на существующую установку низкотемпературной сепарации УКПГ-В в разделители Р-101/1, Р-201/1, Р-301/1,2 и Р-401/1,2. Водометанольный раствор низкой концентрации из

разделителя Р-1 подается блоком герметичных насосов Н-2 №1,2 на существующую установку низкотемпературной сепарации УКПГ-В в разделители Р-101/2 и Р-201/2. Для утилизации газа выветривания из блока разделителя Р-1 предусматривается установка блоков эжекторов БЭ-1. В качестве активного газа используется газ с ДКС (2 очереди) УКПГ-В.

На аварийный случай и в случае ремонта предусмотрен отвод газа из аппаратов и трубопроводов на существующий факел УКПГ-В, слив жидкости осуществляется в дренажную емкость.

Для аварийного слива жидкости предусматривается блок аварийной емкости Е-2. Отвод жидкости из аварийной емкости предусмотрен в трубопровод входа в Р-1. Для этой цели подается газ передавливания с ДКС X очереди с рабочим давлением 3,04... 2,6 МПа.

На входе в блок аварийной емкости давление газа передавливания снижается до 1,85...1,0 МПа регулятором с электроприводом. Оборудование предусмотрено блочного исполнения. В обвязке аппаратов используется электроприводная арматура. Блоки емкостей сбора жидкости и мехпримесей, блоки фильтров-сепараторов, блоки разделителя конденсата газа, блоки герметичных насосов и блоки эжекторов размещаются в отапливаемом здании. Блок аварийной Е-2 и дренажная емкость Е-3 размещаются на открытой площадке. Избыточное технологическое давление газа после ДКС – 3,14 МПа. Абсолютное расчетное давление по всей площадке ДКС -7,5МПа.

Технологическая взаимосвязь объектов ОПО

Площадка дожимной компрессорной станции ДКС-В ГКП технологически взаимосвязана с ОПО участок комплексной подготовки газа газоконденсатного промысла.

В площадку дожимной компрессорной станции ДКС-В ГКП входят основные объекты: ЦОГ (рис. 9); аппараты воздушного охлаждения и газоперекачивающие агрегаты ДКС 1-ой и 2-ой ступени.

Исходный газовый поток, содержащий капельную жидкость, поступает в фильтр-сепаратор через распределитель газожидкостного потока, установленный на входном патрубке. Распределитель состоит из цилиндрической несущей конструкции и закрепленных на ней блоков. При прохождении газожидкостного потока через насадочные блоки на ее элементах сепарируются капли жидкости. Сепарированная жидкость свободно стекает в куб аппарата.

Далее, газ, содержащий остаточное количество жидкости, поступает на два прямооточных каплеуловителя, установленный на нижнем и среднем опорном кольце аппарата. Данное устройство представляется собой опорное полотно, состоящее из нескольких секций, установленных на опорном полотне, сепарационных прямооточных элементов, закрепленных на опорном полотне, коллектора для отвода уловленной жидкости и отбойного полотна, расположенного ближе к верхней линии прямооточных элементов, защищающее от вторичного выноса капельной жидкости с устройства. Прямоточные элементы представляют собой цилиндрическое изделие, снизу которого установлены стационарные лопатки для придания вращательного движения газовому потоку. При этом за счет разности плотностей происходит разделение газа и капельной жидкости (частицы жидкости преимущественно движутся по внутренней поверхности элемента, а газ занимает основной объем). Двигаясь вертикально вверх, пленка жидкости с частью газового потока захватывается съемником, расположенным в верхней части элемента, направляется на внешнюю поверхность элемента и стекает на опорное полотно. Уловленная жидкость с каждой секции опорного полотна поступает в сборный коллектор и отводится в кубовую часть аппарата. Очищенный газ направляется на следующую сепарационную ступень.

В качестве финишной ступени очистки используется каплеуловитель прямооточный центробежный, оснащенный фильтр-коалесцерами. Конструктивно данное изделие аналогично каплеуловителю, описанному выше, особенностью является наличие фильтр-патронов, закрепленных снизу опорного

полотна под каждым сепарационным элементом. Коалесцирующие элементы имеют металлический каркас из нержавеющей стали и фильтрующий слой из нетканых материалов. Каждый фильтр-элемент имеет патрубок для слива уловленной жидкости.

Дисперсные частицы, попадая в слой фильтрующих материалов, укрупняются (коалесцируют). При низких нагрузках по газовой фазе жидкость задерживается в фильтрующем слое коалесцирующих элементов, за счет действия сил гравитации и капиллярных сил стекают в нижнюю часть фильтр-патронов и дренируется через сливные парубки и коллектор сбора жидкости в кубовую часть аппарата. При повышении скорости газа происходит срыв уловленной жидкости с внутренней поверхности фильтрующего слоя и вынос укрупненных капель жидкости из коалесцирующих элементов, которые далее улавливаются прямоточными циклонами. Уловленная жидкость отводится в кубовую часть аппарата. Осушенный газ выводится из аппарата через выходной патрубок.

Очищенный газ с давлением от 1,1 до 7,3 МПа и температурой от минус 10 °С до плюс 55 °С, через верхний штуцер блока ФС, по технологической нитке отводится в коллектор очищенного газа и далее транспортируется в компрессорный цех.

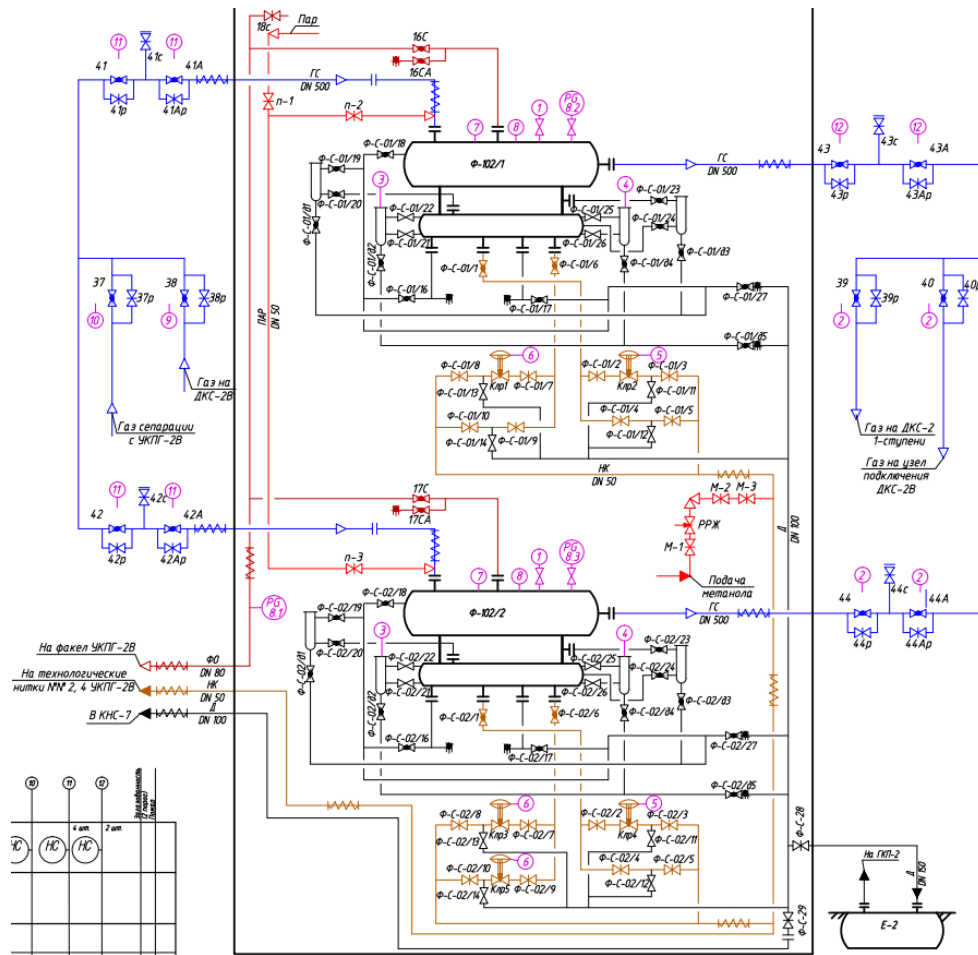


Рисунок 9 – Цех очистки газа (схема)

В компрессорном цеху происходит непосредственно компримирование природного газа для дальнейшей его транспортировки. Компримирование происходит в ГПА-10 «Урал» (рис. 10).

В состав ГПА входят

Турбоблок (компрессор центробежный, блок силовой с ГТУ-10П), система подогрева циклового воздуха, система выхлопа, трубопроводы системы очистки ГВТ двигателя, система аварийной вентиляции, система дренажная, система вытяжной вентиляции, система пожаротушения, площадки обслуживания и лестницы, индивидуальные укрытия ангарного типа (ангар), система маслообеспечения ГТУ, система маслообеспечения компрессора, система топливного газа, система контроля газовой магистрали, блок редуцирования топливного газа, система приточной вентиляции, заземление ГПА, система воздухозаборная, электропроводка КИП, электропроводка электроприемников,

освещение ГПА, установка воздухопроводов АВОМ ГТУ, установка воздухопроводов АВОМ компрессора, блок управления, система охлаждения ГТУ, система охлаждения трансмиссии.

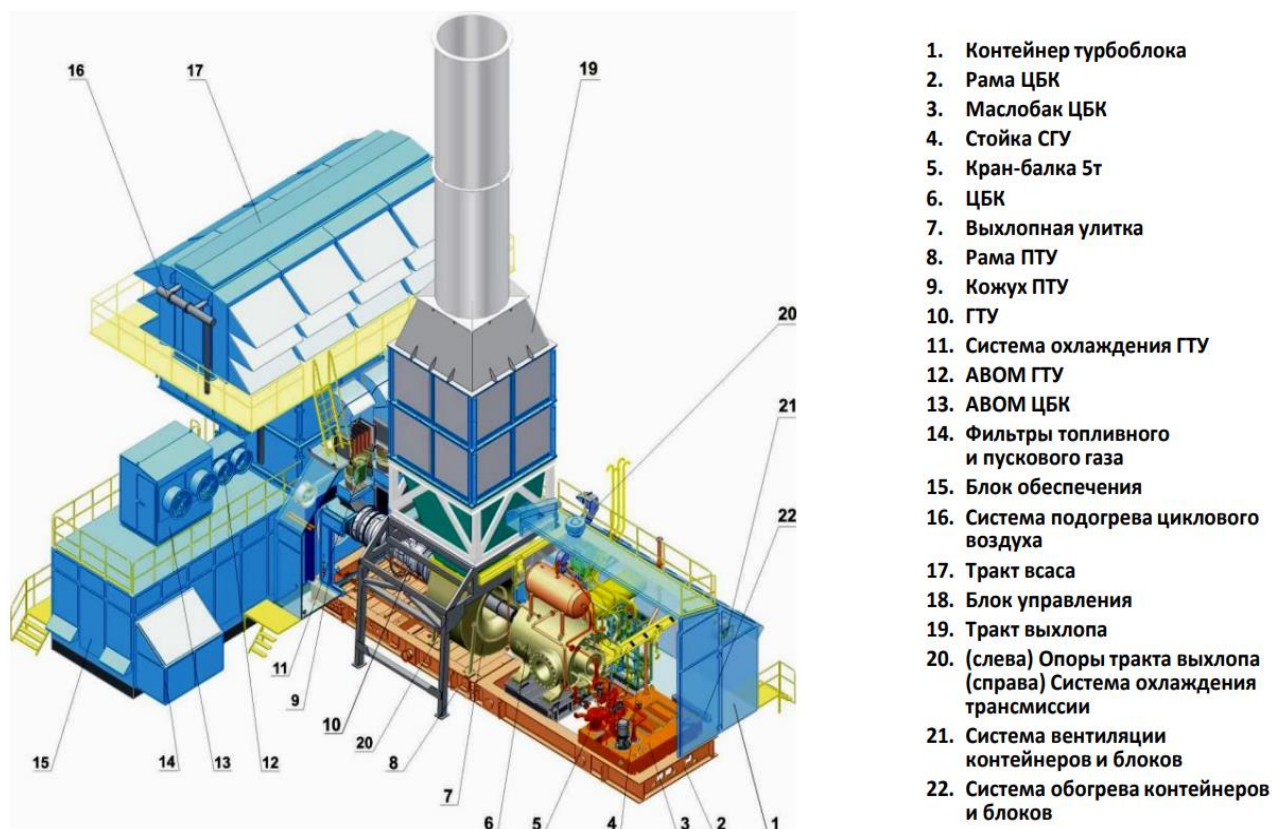


Рисунок 10 – ГПА-10-«Урал»

Для обеспечения нормального микроклимата в ангаре ГПА предусмотрены системы вентиляции: приточная, вытяжная, аварийная.

Для обнаружения, сигнализации, оповещения и тушения пожаров ГПА оборудован системой пожаротушения.

Для измерения давления, перепада давлений и температуры в трубопроводах подвода транспортируемого газа к компрессору и отвода транспортируемого газа от компрессора на ГПА установлена система контроля газовой магистрали. Значения параметров, измеренные датчиками системы, применяются в САУ ГПА для расчета противоположного регулирования и защиты компрессора.

Для выброса в атмосферу отработавших газов от СТ ГТУ предназначена система выхлопа.

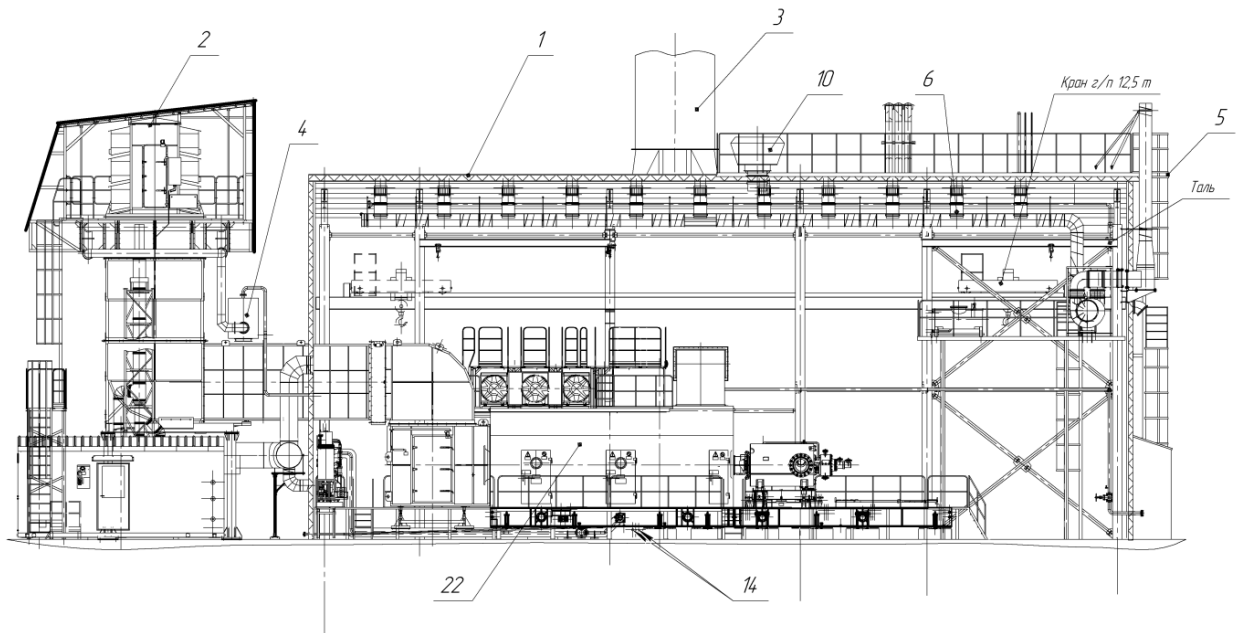
Для запуска ГТУ и холодной прокрутки применяется электростартер с частотным регулированием. Электропитание электростартера осуществляется от сети переменного трёхфазного тока.

Технологическая обвязка ГПА-10-«Урал» с установленной запорно-регулирующей арматурой обеспечивает подачу газа с входного коллектора на вход нагнетателя, с нагнетателя после компримирования в пусковой контур и в выходной коллектор. Подвод топливного газа к газотурбинному приводу ПС-90ГП-3, блоку вентиляции и обогрева, защиту нагнетателя от помпажа, сброс газа с технологических трубопроводов при остановке ГПА.

Обеспечение газоперекачивающих агрегатов и блоков вентиляции и обогрева (БВО) топливным газом осуществляется через действующую установку подготовки топливного, пускового и импульсного газа. Для тонкой очистки топливного газа в ангаре ГПА установлены фильтры.

Режимы запуска, остановки ГПА, работы на кольцо и в магистраль, противоаварийная защита, регулирование оборотов и антипомпажное регулирование, дистанционное управление запорно-регулирующей арматурой и исполнительными механизмами реализуются в автоматическом режиме системой автоматического управления ГПА, расположенной в отсеке электронной аппаратуры блока управления. Значения контролируемых

параметров и функции управления выводятся на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, установленного в ПЭБ ДКС



- 1 – индивидуальное укрытие ангарного типа; 2 – система воздухозаборная; 3 – система выхлопа; 4 – система подогрева циклового воздуха; 5 – лестницы и площадки обслуживания; 6 – система вытяжной вентиляции; 7 – система охлаждения ГТУ; 8 – система охлаждения трансмиссии; 9 – система приточной вентиляции; 10 – система аварийной вентиляции; 11 – система маслообеспечения ГТУ; 12 – система маслообеспечения компрессора; 13 – система пожаротушения; 14 – система топливного газа; 15 – система контроля газовой магистрали; 16 – трубопроводы системы очистки ГВТ двигателя; 17 – система дренажная; 18 – заземление ГПА; 19 – блок СБП (при наличии); 20 – блок вентиляции и обогрева; 21 – блок управления; 22 – турбоблок; 23 – блок редуцирования топливного газа (при наличии).

Рисунок 11 – Чертеж ГПА-10 ДКС «Урал»

3.3 Описание работы ГТУ

Атмосферный воздух поступает во входную камеру, проходит через лемнискатное входное устройство ГТУ в осевом направлении и через входной корпус в компрессор двигателя. В компрессоре происходит повышение давления и температуры воздуха. Осевая скорость потока несколько уменьшается. Часть воздуха из проточной части компрессора отбирается на технологические нужды двигателя, а также на нужды ГПА. Чертеж и общий вид ГТУ представлены на рисунках 12-13.

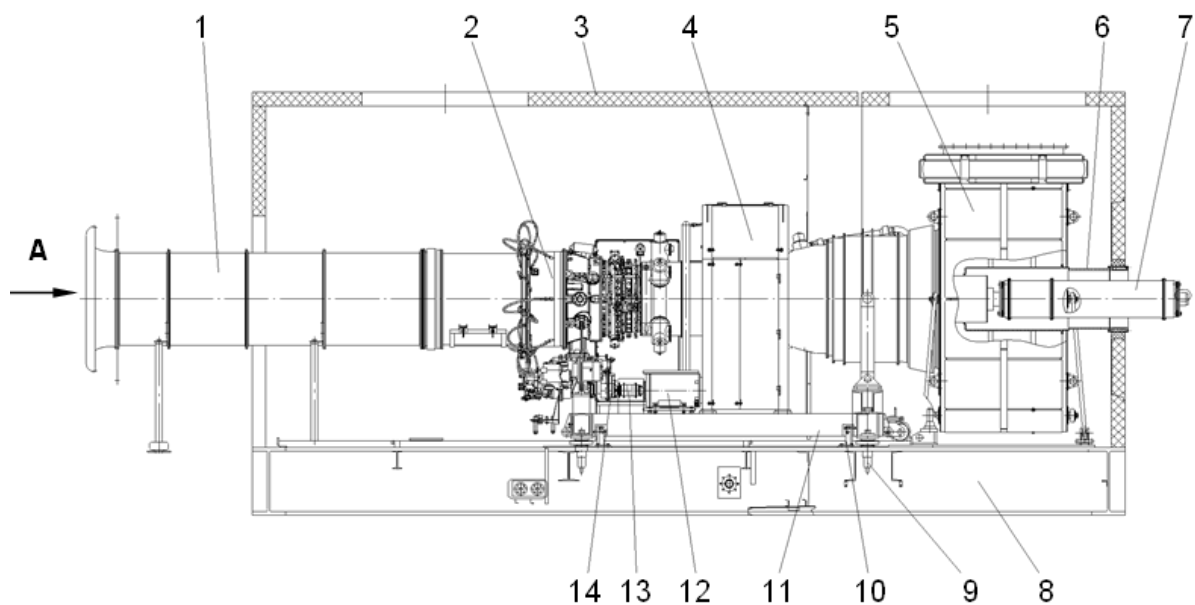
Из компрессора воздух поступает в трубчатокольцевую камеру сгорания, где за счёт непрерывного сгорания топливного газа, подводимого через форсунки, температура смеси продуктов сгорания и воздуха значительно возрастает. Часть воздуха в камере сгорания участвует в процессе горения, а часть идёт на смешение с горячими газами, понижает их температуру до величины, обеспечивающей надёжную работу деталей камеры сгорания и турбины. Скорость потока газов в камере сгорания, вследствие подвода тепла, увеличивается, а давление из-за гидравлического сопротивления несколько уменьшается.

Из камеры сгорания поток горячих газов поступает последовательно в двухступенчатую турбину газогенератора и в одноступенчатую свободную турбину.

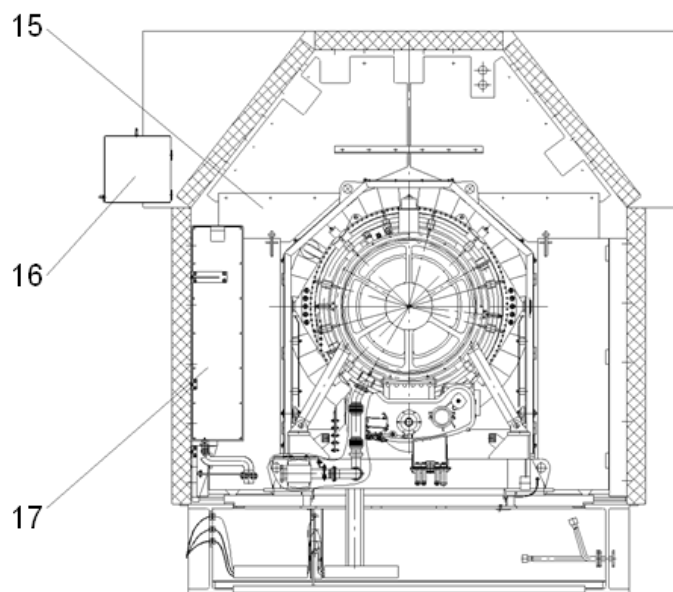
В турбинах потенциальная тепловая энергия потока горячих газов, выходящего из камеры сгорания, преобразуется в кинетическую энергию и механическую работу вращения ротора газогенератора, ротора свободной турбины и через трансмиссию – ротора нагнетателя. Давление, температура газов и скорость потока в турбинах уменьшается.

В основном, мощность турбины газогенератора расходуется на привод ротора компрессора. Небольшая часть мощности турбины газогенератора расходуется на привод агрегатов на коробке приводов. Мощность свободной (силовой) турбины расходуется на привод центробежного нагнетателя.

Далее из свободной турбины выхлопные газы поступают в выходное устройство ГТУ и уходят в систему выхлопа ГПА.



A



- 1 – входное устройство
- 2 – двигатель ПС-90ГП-3
- 3 – кожух ГТУ
- 4 – экран защитный
- 5 – выходное устройство
- 6 – кожух трансмиссии
- 7 – трансмиссия
- 8 – рама ГПА
- 9 – опора вертикальная
- 10 – кронштейн
- 11 – рама двигателя
- 12 – электродвигатель электростартёра
- 13 – трансмиссия пускового устройства
- 14 – редуктор с муфтой
- 15 – перегородка
- 16 – шкаф датчиков
- 17 – шкаф датчиков и агрегатов

Рисунок 12 – Чертеж Газотурбинная установка ГТУ-10П

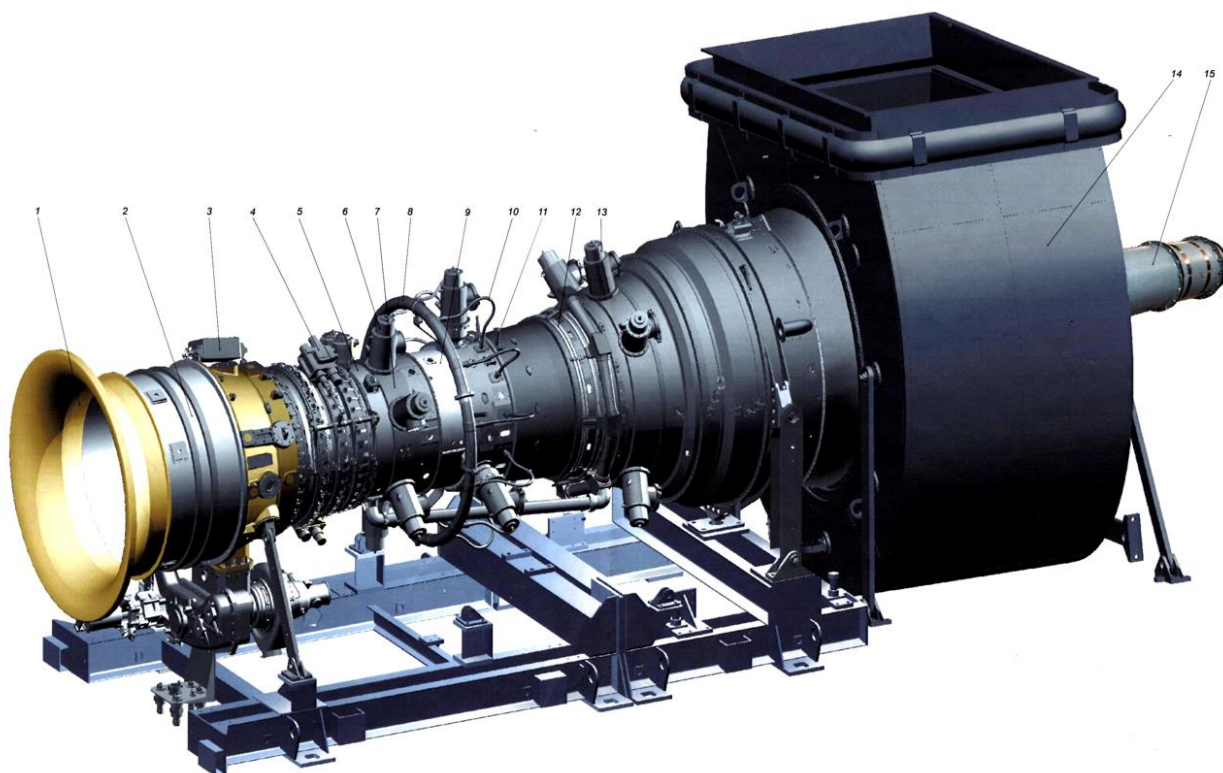


Рисунок 13 – ГТУ. 1- Входное устройство. 2 – Корпус промывки. 3 – Агрегат зажигания. 4 – Электропривод лопаток входного направляющего аппарата. 5 – Корпус компрессора передний. 6 – клапаны перепуска воздуха. 7 – корпус перепуска и отборов. 8- коллектор газовый. 9 – корпус обдува. 10- трубопровод подвода газа к форсункам. 11 – свеча зажигания с кожухом. 12 – трубы подвода охлаждающего воздуха. 13 – клапаны перепуска газа. 14 – выхлопное устройство. 15 – Трансмиссия

Охлаждение газа после компримирования предусмотрено в блочно-модульных аппаратах воздушного охлаждения с системой рециркуляции нагретого воздуха, с 6-ю двигателями $N1=13$ кВт, с поверхностью теплообмена 10500 м^2 . Аппараты устанавливаются в составе модуля (ГПА+АВО) из расчета один АВО в обвязке одного ГПА.

Охлажденный газ после АВО ДКС 2 очереди направляется на всас агрегатов ДКС 1 очереди, а газ после АВО ДКС 1 очереди - на установку осушки газа, расположенную на УКПГ.

3.4 Принцип работы АВО газа:

Газ по входному коллектору АВО газа под давлением поступает в оребренные трубные пучки, которые обдуваются потоком воздуха, нагнетаемого осевыми вентиляторами. Воздух проходит через оребренную поверхность труб оребренного трубного пучка и охлаждает газ, а затем выбрасывается в атмосферу.

Охлажденный газ через выходную камеру по трубопроводам выхода из АВО газа поступает в выходной коллектор.



Рисунок 14 – АВО газа « Айсберг»

Для недопущения разрыва оребренных трубных пучков при загибании АВО газа в зимний период во входной коллектор осуществляется подача метанола от системы регулируемой подачи ингибитора.

4. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ДКС-В И ДКС-С

Расчеты проводятся согласно методике СТО Газпром 2-3.5-113-2007 [21].

КПД ГПА с газотурбинным приводом, $\eta_{\text{ГПА}}$, вычисляется по формуле

$$\eta_{\text{ГПА}} = \eta_e \cdot \eta_{\text{пол}}, \quad (1)$$

где η_e - эффективный КПД ГТУ;

$\eta_{\text{пол}}$ - политропный КПД ЦБН.

Эффективный КПД ГТУ вычисляется согласно ПР 51-31323949-43-99 [22]:

$$\eta_e = \frac{N_e}{G_{\text{ТГ}} Q_M^H}, \quad (2)$$

где N_e - эффективная мощность на муфте привода, кВт;

$G_{\text{ТГ}}$ - массовый расход ТГ, кг/с, измеряется согласно ГОСТ 20440;

Q_M^H - фактическая массовая низшая теплота сгорания природного газа, кДж/кг; используются данные химлаборатории.

Эффективная мощность на муфте привода вычисляется по формуле

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_m}, \quad (3)$$

где η_m - механический КПД ЦБН - принимается равным 0,985 или оценивается при проведении специальных испытаний;

N_i - внутренняя мощность ЦБН, кВт.

Внутренняя мощность ЦБН вычисляется согласно ПР 51-31323949-43-99:

$$N_i = \frac{k}{k-1} z_{\text{ср}} R (T_{2н} - T_{1н}) G_n = 4 \frac{k}{k-1} z_{\text{ср}} R (T_{2н} - T_{1н}) q_n \quad (4)$$

где $\frac{k}{k-1}$ - показатель псевдоизоэнтропы;

$z_{\text{ср}}$ - среднее значение коэффициента сжимаемости природного газа;

$T_{1н}, T_{2н}$ - температура газа на входе и выходе группы (нагнетателя), К;

G_n - массовая производительность ЦБН, кг/с, определяемая по результатам измерений;

q_n - коммерческая производительность ЦБН, млн м³/сут;

R - газовая постоянная, кДж/кг·К.

Температура газа на входе и выходе группы (нагнетателя) вычисляется по формуле

$$T_{1H} = t_{1H} + 273,15; \quad (5)$$

$$T_{2H} = t_{2H} + 273,15,$$

где t_{1H} , t_{2H} - температура на входе и выходе ЦБН, °С, измеряется согласно ГОСТ 20440.

Показатель псевдоизоэнтропы вычисляется по формуле

$$\frac{k}{k-1} = 4,16 + 0,0041(t_{cp} - 10) + 3,93(\Delta_B - 0,55) + 5,0(m_T - 0,3), \quad (6)$$

где t_{cp} - среднее значение температуры, °С;

Δ_B - относительная плотность газа по воздуху;

m_T - температурный показатель политропы, вычисляется по формуле

$$m_T = \frac{\lg \frac{T_{2H}}{T_{1H}}}{\lg \frac{P_{2H}}{P_{1H}}}, \quad (7)$$

P_{1H} , P_{2H} - абсолютное давление газа на входе и выходе группы ЦБН, МПа - измеряют согласно ГОСТ 20440.

Среднее значение температуры вычисляют по формуле

$$t_{cp} = \frac{t_{1H} + t_{2H}}{2}. \quad (8)$$

Относительную плотность газа по воздуху вычисляют по формуле

$$\Delta_B = \frac{\rho_0}{1,2044}, \quad (9)$$

где ρ_0 - плотность природного газа при 20 °С и 0,1013 МПа, кг/м³; используются данные химлаборатории.

Среднее значение коэффициента сжимаемости природного газа вычисляется по формуле

$$z_{cp} = \frac{z_{1H} + z_{2H}}{2}, \quad (10)$$

где z_{1H} , z_{2H} - коэффициенты сжимаемости природного газа на входе и выходе ЦБН.

Коэффициенты сжимаемости природного газа вычисляются согласно РД 153-39.0-112-2001 [23] по формулам:

$$z_{1H} = 1 - [(10,2 \cdot P_{1H} - 6)(0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta_B - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015] \cdot [1,3 - 0,0144 \cdot (T_{1H} - 283,2)];$$

(11)

$$z_{2H} = 1 - [(10,2 \cdot P_{2H} - 6)(0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta_B - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015] \cdot [1,3 - 0,0144 \cdot (T_{2H} - 283,2)];$$

(12)

Политропный КПД ЦБН вычисляется согласно ПР 51-31323949-43-99 :

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{k-1}{k} \cdot \frac{1}{m_T}. \quad (13)$$

Полученные результаты

Таблица – 6. Измеряемые параметры ГПА в КЦ ДКС-В

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	По агрегатам (станционный номер/тип привода)		
			6(1 ступень)	3(2ступень)	4(2ступень)
			ГПА-10 Урал	ГПА-10-Урал	ГПА-10-Урал
1 Барометрическое давление	B	МПа	0,099		
2 Температура на входе в ОК	t_3	°С	10	9,9	11,34
3 Давление газа на входе в нагнетатель	P_{1H}	кг/см ²	20,1	29,3	29,4
4 Давление газа на выходе из нагнетателя	P_{2H}	кг/см ²	32,1	71	71,6
5 Температура газа на входе в нагнетатель	t_{1H}	°С	5	18,19	19,45
6 Температура газа на выходе из нагнетателя	t_{2H}	°С	43	94,7	96,5
7 Перепад давлений на конфузоре нагнетателя	ΔP_K	кг/м ²	324	2743	1529
8 Частота ротора СТ	n_{CT}	1/мин	6850	7002	6951
9 Давление топливного газа	P_{TG}	кг/см ²	27,5	27,23	27,28
10 Температура топливного газа	t_{TG}	°С	25	25,2	25,28
11 Температура газа перед силовой турбиной	t_{CT}	°С	562	559	579
12 Газовая постоянная	R	кДж/кг·К	0,5089	0,5028	0,5028
13 Относительная плотность газа по воздуху	Δ_B	-	0,639232	0,63932	0,63932
14 Объемная теплотворная способность ($T = 293,15$ К)	Q_v^p	кДж/м ³	33459	33459	33459
15 Массовая теплотворная способность	Q_m^u	кДж/кг	49137	49137	49137
16 Плотность газа (при 20 °С и 0,1013 МПа)	ρ_0	кг/м ²	0,6809	0,6809	0,6809
17 Среднее значение температуры	t_{cp}	°С	24	56,44	57,97
18 Температурный показатель политропы	m_T	-	0,2736	0,2635	0,2626

Таблица – 7. Результаты расчета показателей энергоэффективности ГПА ДКС-В

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Формула, источник	Станционный номер агрегата		
				6(1 ступень)	3(2ступе нь)	4(2ступе нь)
1 Температура воздуха на входе в ОК	T_3	К	$t_3 + 273,1$	283,1	283	284,44
2 Давление газа на входе в нагнетатель	$P_{1н}$	МПа	$P_{1н}^* \cdot 0,09806 + B \cdot 10^{-3}$	2,01	2,93	2,94
3 Давление газа на выходе из нагнетателя	$P_{2н}$	МПа	$P_{2н}^* \cdot 0,09806 + B \cdot 10^{-3}$	3,21	7,1	7,16
4 Температура газа на входе в нагнетатель	$T_{1н}$	К	$t_{1н} + 273,1$	278,1	291,29	292,55
5 Температура газа на выходе из нагнетателя	$T_{2н}$	К	$t_{2н} + 273,1$	316,1	367,8	369,6
6 Коэффициент сжимаемости на входе в нагнетатель	$z_{1н}$	-	Формула (11)	0,9443	0,9325	0,9333
7 Коэффициент сжимаемости на выходе из нагнетателя	$z_{2н}$	-	Формула (12)	0,9487	0,9892	0,9925
8 Коэффициент псевдоизоэнтропы	$\frac{k-1}{k}$	-	Формула (6)	0,2254	0,2212	0,2211
9 Степень повышения давления в нагнетателе	ε_n	-	$P_{2н}/P_{1н}$	1,59	2,42	2,43
10 Политропный КПД нагнетателя	$\eta_{пол}$	-	Формула (13)	0,82	0,83	0,84
11 Плотность газа на входе в нагнетатель	$\rho_{1н}$	кг/м ³	$P_{1н} \cdot 10^3 / z_{1н} \cdot R \cdot T_{1н}$	15	27	27
12 Массовый расход газа через нагнетатель	$G_{1н}$	кг/с	$0,7325 \sqrt{\Delta P_k \cdot \rho_1}$	56	29	28
13 Внутренняя мощность нагнетателя	N_i	кВт	Формула (4)	4871	4509	4385
14 Эффективная мощность ГТУ	N_e	кВт	$1,01 \cdot N_i$	4920	4555	4428
15 Эффективный КПД ГТУ	η_e	-	$\frac{N_e}{G_{гт} \cdot Q_M}$	0,23	0,11	0,10
16 Коммерческая производительность ГПА	q_n	млн м ³ /сут	$\frac{G_{1н} \cdot R}{4,0} \cdot 10^6$	7,12	3,64	3,52
17 Расход топливного газа	$G_{тг}$	кг/с	Диспетчерские данные	0,43	0,84	0,9

Таблица – 8. Измеряемые параметры ГПА в КЦ ДКС-С

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	По агрегатам (станционный номер/тип привода)	
			4(1 ступень)	3(2ступе нь)
			ГПА-16-Урал	ГПА-16-Урал
1 Давление газа на входе в нагнетатель	$P_{1н}$	кг/см ²	7,1	24,4
2 Давление газа на выходе из нагнетателя	$P_{2н}$	кг/см ²	25,4	50,6
3 Температура газа на входе в нагнетатель	$t_{1н}$	°С	6,9	6,8
4 Температура газа на выходе из нагнетателя	$t_{2н}$	°С	129	70,5
5 Перепад давлений на конфузоре нагнетателя	ΔP_k	кг/м ²	241	686

Продолжение таблицы 8.

6 Частота ротора СТ	$n_{ст}$	1/мин	5047	5040
7 Давление топливного газа	$P_{тг}$	кг/см ²	21,9	21,6
8 Температура топливного газа	$t_{тг}$	°С	36,43	39
9 Температура газа перед силовой турбиной	$t_{ст}$	°С	559	562
10 Газовая постоянная	R	кДж/кг·К	0,5028	0,5089
11 Относительная плотность газа по воздуху	Δ_v	-	0,63932	0,639232
12 Объемная теплотворная способность ($T = 293,15$ К)	Q_n^p	кДж/м ³	33459	33459
13 Массовая теплотворная способность	Q_m^H	кДж/кг	49137	49137
14 Плотность газа (при 20 °С и 0,1013 МПа)	ρ_0	кг/м ³	0,6809	0,6809
15 Среднее значение температуры	$t_{ср}$	°С	67,95	38,65
16 Температурный показатель политропы	m_T	-	0,2839	0,2811

Таблица – 9. Результаты расчета показателей энергоэффективности ГПА

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Формула, источник	Станционный номер агрегата	
				4	3
1 Давление газа на входе в нагнетатель	$P_{1н}$	МПа	$P_{1н}^* \cdot 0,09806 + B \cdot 10^{-3}$	0,71	2,44
2 Давление газа на выходе из нагнетателя	$P_{2н}$	МПа	$P_{2н}^* \cdot 0,09806 + B \cdot 10^{-3}$	2,54	5,06
3 Температура газа на входе в нагнетатель	$T_{1н}$	К	$t_{1н} + 273,1$	280	279,9
4 Температура газа на выходе из нагнетателя	$T_{2н}$	К	$t_{2н} + 273,1$	402,1	343,6
5 Коэффициент сжимаемости на входе в нагнетатель	$z_{1н}$	-	Формула (11)	0,97	0,93
6 Коэффициент сжимаемости на выходе из нагнетателя	$z_{2н}$	-	Формула (12)	1,02	0,95
7 Коэффициент псевдоизоэнтропы	$\frac{k-1}{k}$	-	Формула (6)	0,2142	0,2205
8 Степень повышения давления в нагнетателе	ϵ_n	-	$P_{2н}/P_{1н}$	3,57	2,07
9 Политропный КПД нагнетателя	$\eta_{пол}$	-	Формула (13)	0,75	0,78
10 Плотность газа на входе в нагнетатель	$\rho_{1н}$	кг/м ³	$P_{1н} \cdot 10^3 / z_{1н} \cdot R \cdot T_{1н}$	5,16	18,32
11 Массовый расход газа через нагнетатель	$G_{1н}$	кг/с	$0,7325 \sqrt{\Delta P_k \cdot \rho_1}$	25,84	82,11
12 Внутренняя мощность нагнетателя	N_i	кВт	Формула (4)	7396	11429
13 Эффективная мощность ГТУ	N_e	кВт	$1,01 \cdot N_i$	7469	11544
14 Эффективный КПД ГТУ	η_e	-	$\frac{N_e}{G_{тг} \cdot Q_m}$	0,17	0,19
15 Коммерческая производительность ГПА	q_n	млн м ³ /сут	$\frac{G_{1н} \cdot R}{4,0} \cdot 10^6$	3,24	10,45
16 Расход топливного газа	$G_{тг}$	кг/с	Диспетчерские данные	0,91	1,27

Таблица – 10. Результаты расчета показателей энергоэффективности и технического состояния ГПА для ДКС-В и ДКС-С

Показатель	ГПА-10-Урал	ГПА-10-Урал	ГПА-10-Урал	ГПА-16-Урал	ГПА-16-Урал
1 Эффективный КПД ГТУ, η_e	0,23	0,11	0,10	0,17	0,19
2 Политропный КПД нагнетателя, $\eta_{пол}$	0,82	0,83	0,84	0,75	0,78
3 КПД ГПА, $T_{1ГПА}$	0,189	0,092	0,084	0,13	0,15
4 Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности k_{Ne}	0,489	0,519	0,507	0,498	0,75
5 Коэффициент технического состояния ЦБН, k_n	0,965	0,976	0,988	0,88	0,92

Пример расчета показателей оценки энергоэффективности ГПА представлен в таблицах 1-5.

В таблице 1 приведены основные измеренные параметры, необходимые для определения показателей энергоэффективности ГПА.

Расчетные формулы и результаты расчета теплотехнических и газодинамических параметров газотурбинных ГПА представлены в таблице 2.

Расход компримируемого газа определен по перепаду давления на конфузорах нагнетателей и параметрам газа на входе нагнетателей для ГПА-16-Урал на ДКС для перекачки сеноманоского газа. Расход газа на ГПА-10-Урал определен, благодаря выходным данным на пульте АРМ ДКС-В для перекачки волонжинского газа.

Физические константы природного газа рассчитаны по его химическому составу. Эффективная мощность газотурбинного привода определена по параметрам компримируемого газа, а эффективный КПД - по расходу топливного газа согласно формуле (2).

Номинальные значения мощности и эффективного КПД ГТУ определяются при номинальном значении параметра, задействованного в автоматической защите агрегата (в данном случае - частота вращения компрессора низкого давления).

Показатели ГТУ определены для стационарных условий (при фактических

сопротивлениях всасывающего и выхлопного трактов) и стандартных условий атмосферного воздуха ($P_a = 101,32$ кПа, $T_a = 288$ К).

Результаты расчета показателей энергоэффективности и технического состояния ГПА представлены в таблице 3. Анализ результатов измерений и расчетов показывает, что фактические показатели ГТУ по мощности и КПД ниже их паспортных (номинальных) значений. Ограничение загрузки ГТУ по мощности связано с ограничением по частоте вращения компрессора низкого давления.

Вывод: Эффективный КПД ГПА в идеальных условиях достигает порядка 32-34%. Для моего исследуемого объекта ДКС-В, эффективный КПД ГПА первой ступени компримирования газа 23%, а для ГПА второй ступени около 11%, связано это в первую очередь с износом оборудования, т.к вторая ступень была построена в 2004 году. И к тому же увеличилась степень сжатия для второй ступени, откуда и увеличился расход топливного газа.

Для ДКС-В

Эффективная мощность ГТУ агрегатов ГПА-10-Урал первой очереди находится в пределах от 4,4 до 4,5 МВт. Эффективная мощность ГТУ агрегатов ГПА-10-Урал второй очереди находится в пределах 4,9 МВт.

Коэффициенты технического состояния ГТУ по мощности находятся в пределах $0,47 \div 0,49$ для агрегатов первой очереди

Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности находятся в пределах $0,52$ для агрегатов второй очереди

Эффективный КПД ГТУ агрегатов типа ГПА-10-Урал находится в пределах $0,1 \div 0,23$.

Для ДКС-С

Эффективная мощность ГТУ агрегатов ГПА-16-Урал находится в пределах от 7,4 до 11,5 МВт. Коэффициенты технического состояния ГТУ по мощности находятся в пределах $0,5 \div 0,75$

Для агрегата типа ГПА-16 эффективный КПД равен $0,17-0,19$.

Коэффициенты технического состояния ГТУ по мощности находятся в

пределах $0,5 \div 0,75$

Газодинамические показатели ЦБН - удовлетворительны. Режим работы нагнетателей - оптимальный (режимные коэффициенты равны 1,0). Коэффициенты технического состояния ЦБН ($k_n = 0,88 \div 0,98$) близки к номинальному значению.

5. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ АВО ГАЗА

5.1 Повышения энергоэффективности АВО газа

На сегодняшний день в газотранспортной системе России для повышения эффективности использования аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа необходимо не только своевременное техническое обслуживание и ремонт, но и систематическое использование прогрессивных методов восстановления изношенных деталей, узлов и сопряжений. В основном для снижения стоимости, сокращения расходов запасных частей, экономии труда работников, эксплуатации машин и оборудования, и увеличения эксплуатационного ресурса необходимо вовремя проводить диагностику и восстанавливать изношенные детали аппаратов. От 22 до 48% электроэнергии на компрессорной станции с газотурбинными перекачивающими агрегатами затрачивается на аппараты воздушного охлаждения газа [2, 8].

Объектом зависимости от обрабатываемого агрегата, его конструкции и деталей РВС вводится в систему смазки или наносится непосредственно на поверхности пар трения [3]. Рассмотрим эффективность ремонтно-восстановительного состава в АВО на наиболее нагруженной части - подшипниках качения электродвигателя.

В соответствии с технологией ремонтно-восстановительные составы добавляются в носитель, в данном случае – литол, причем не новый, а уже имеющий в своем составе продукты трения [4].

В результате процесса трения и повышения температуры между парами трения происходит приплавление частиц РВС к кристаллической решетке поверхностного слоя стали.

Далее в пограничной области происходит образование новых кристаллов, образуя единую структуру металла. В дальнейшем эти кристаллы ориентируются вдоль трущихся поверхностей пар трения и срастаются, образуя на всей поверхности деталей непрерывный ряд твердых растворов или

монокристаллы. Все вышеописанные процессы протекают практически одновременно.

После применения РВС в местах контакта вместо трения «металл - металл» будет «металл - модифицированный слой», а эта пара имеет существенно меньший коэффициент трения и характеризуется гораздо большей износостойкостью.

Основные свойства и показатели получаемого модифицированного слоя [5, 6]:

- коэффициент линейного термического расширения меняется от 13,6 до 14,2;
- коэффициент трения приблизительно равен 0,007;
- микротвердость поверхностей составляет от 690 до 710 НВ;
- ударная прочность равна 50 кг/мм²;
- коррозионная стойкость - высокая;
- износостойкость - повышенная.

Сложные явления трения и восстановление изношенных поверхностей деталей с помощью РВС-технологии следует рассматривать с учетом механических, физических и химических процессов, происходящих на атомно-молекулярном уровне в поверхностных слоях деталей при нагружении их трением [7].

При проведении исследований прошлых лет были использованы минеральный состав для обработки подшипников на основе серпентинов, поставляемых двумя фирмами (условно назовем их фирмами 1, 2).

Объектами обработки специальными смазочными составами выступили шариковые подшипники приводных электродвигателей вентиляторов АВО газа компрессорной станции:

- два подшипника с электродвигателя № 3 типа ЕЕх-dПВТ3, обработанные составом фирмы 1;
- два подшипника с электродвигателя № 2 типа ЕЕх-dПВТ4, обработанные составом фирмы 2.

Из приведенных ранее исследований следует, что обработка подшипников электродвигателя АВО газа позволила за месяц (797 ч) эксплуатации добиться увеличения выбега на 1,07%. По остальным параметрам положительная динамика не достигнута. Например, снижения общего уровня вибрации не наблюдалось, хотя в первый период времени эксплуатации по некоторым точкам вибрация понизилась, а затем пошло ее увеличение [10].

Уровень шума и потребляемая мощность на привод также увеличились на 4,5 и 0,4% соответственно.

Обработка подшипников АВО газа позволяет добиться улучшения технических характеристик по всем параметрам:

- снижение уровня среднеквадратической виброскорости на 42%;
- снижение уровня шума с 88,6 дБ до 87,8 дБ (на 1%);
- снижение потребляемой мощности электроэнергии на 1,08%;
- увеличение выбега ротора вентилятора на 3,17%.

Таким образом, по результатам исследований эффективности обработки трущихся деталей на конкретном оборудовании (электродвигателях АВО газа) составами, содержащими серпентин, можно сделать вывод о наличии воздействия на поверхностные слои сопрягаемых металлов, что позволяет добиваться положительных изменений параметров эксплуатируемого оборудования.

Вывод:

РВС-технология совместно с традиционным планово-предупредительным ремонтом способна уменьшить расходы на техническое обслуживание и текущий ремонт. Эффективность применения данных материалов (составов) зависит в первую очередь от их изготовителя, другим критерием выступит срок окупаемости. Решение о применении состава для обработки трущихся деталей оборудования необходимо принимать на основании экономической оценки стоимости состава для обработки, затрат на обработку и срока окупаемости.

5.2 Энергосберегающие технологии АВО газа

При компримировании природного газа на ГПА происходит повышение его температуры. Количество тепла, возникающего при сжатии потока транспортируемого газа, эквивалентно рабочей мощности газоперекачивающего агрегата (ГПА) на КС.

Охлаждение газа после его компримирования осуществляется с целью обеспечения надежности и повышения эффективности работы магистрального газопровода. Для этих целей на КС установлены агрегаты воздушного охлаждения — АВО газа.

После компримирования газ под рабочим давлением проходит по трубчатым теплообменным секциям АВО. Через межтрубное пространство теплообменной секции с помощью электроприводных вентиляторов прокачивается воздух. За счет теплообмена с принудительно перемещаемым потоком воздуха происходит снижение температуры газа. Снижение температуры газа после КС на входе в магистральный газопровод приводит к повышению его плотности, снижению скорости течения и потере давления в газопроводе. Это позволяет увеличить пропускную способность магистрального газопровода и сэкономить топливный газ на работу ГПА на следующей КС.

Управление температурным режимом МГ является важной задачей. Температуру газа после охлаждения нужно поддерживать выше температуры гидратообразования и ниже температуры, которая определена из требований устойчивой работы МГ и целостности изоляции.

Разрушение изоляции ведет к ускорению и усилению процессов коррозии металла трубы, т.е. уменьшает срок службы МГ.

Самым энергоемким процессом в КЦ является охлаждение транспортируемого газа в АВО, т.к. мощность, потребляемая электродвигателями АВО составляет сотни киловатт, что в свою очередь влияет на электропотребление всего КЦ.

Поэтому АВО можно считать, как самостоятельный объект энергопотребления КС.

Расход электроэнергии на охлаждение компримированного газа может достигать 75% от общего объема электропотребления на выполнение товаротранспортной работы.

Тепловая производительность АВО зависит от таких факторов как: расход и температура технологического газа, степень загрязнения поверхности обременных трубок, температуры наружного воздуха. С определенными допущениями возможно принять, что первые три перечисленных фактора постоянны для заданного режима транспорта газа, тогда колебания температуры наружного воздуха (суточные и сезонные) являются основным возмущающим фактором, непосредственно влияющим на процесс охлаждения газа.

Для поддержания температуры технологического газа в определенных значениях нужно регулировать процесс охлаждения от АВО. Это достигается за счет изменения расхода через АВО охлаждающего воздуха, на который влияют количество одновременно работающих вентиляторов, частота вращения рабочего колеса вентилятора, угол атаки лопастей.

При переохлаждении возникают проблемы, связанные с образованием гидратов на внутренних стенках труб теплообменных секций. Итогом загидрирования является ухудшение эффективности охлаждения газа, возрастание потерь давления в теплообменных секциях, механическая деформация и разрушение труб теплообменных секций.

В АВО в холодный период времени года возможно регулирование температуры газа на выходе за счет снижения расхода воздуха с помощью выключения вентиляторов, уменьшения угла атаки их лопастей или частотным регулированием работы электродвигателей т.е. числа оборотов вентилятора.

В системах охлаждения газа, которые в настоящее время эксплуатируются на КС, температура газа после АВО регулируется включением (отключением) вентиляторов, без сочетания с сезонной регулировкой угла атаки лопастей.

Именно такая регулировка приводит к неточности поддержания температуры газа и нерациональным затратам электроэнергии.

АВО газа, которые в настоящее время применяются на технологических объектах в ПАО «Газпром», эксплуатируются в широком диапазоне температур от -45 до $+50^{\circ}\text{C}$. При таких значительных сезонных изменениях температуры наружного воздуха меняется и его плотность, что вызывает соответствующие колебания потребляемой электродвигателем мощности — до 30%.

Для периодического контроля технического состояния на АВО должно быть обеспечено локальное измерение температуры газа и перепада давления на его входе и выходе. Количество аппаратов АВО, включенных в работу, определяется диспетчером или автоматически с учетом природно-атмосферных условий и заданного режима транспортирования газа.

Пределы изменения температуры газа на выходе АВО должны устанавливаться с учетом обеспечения продольной устойчивости магистрального газопровода, оптимального режима работы, сохранности изоляции, предотвращения гидратообразования, температуры наружного воздуха.

Образование гидратов в АВО газа происходит при охлаждении внутренней поверхности труб до температуры ниже границы фазового равновесия системы «природный газ — водяной пар». Температура гидратообразования увеличивается с ростом давления, а также с ростом концентрации тяжелых углеводородных фракций — при увеличении плотности газа. Для чистого метана в диапазоне давлений 4–10 МПа температура гидратообразования изменяется в диапазоне 279–286 К. Обычно газ не требуется охлаждать до столь низких температур, однако опасность гидратообразования является существенной угрозой, поскольку из-за конструктивных особенностей аппаратов АВО минимальная температура поверхности труб в трубном пучке может быть намного ниже температуры газа на выходе из АВО — средней по всем рядам трубного пучка.

Существует возможность регулировать производительность посредством изменения угла установки лопастей вентиляторов. Эту регулировку можно выполнять только на остановленных аппаратах. Кроме того, существует возможность регулирования работы АВО с помощью отключения части аппаратов, перепуска части газа мимо АВО. В этом случае можно достигнуть наивысшей эффективности работы АВО газа, но затраты топливного газа при этом увеличиваются.

Наиболее частым путем решения данной проблемы на КС является частичное отключение работающих вентиляторов. Параметром регулирования режимов работы АВО является температура газа на выходе из АВО. Оптимальным для снижения энергозатрат является максимальное охлаждение газа в АВО, с ограничением температуры газа по условиям прочности трубной стали с учетом опасных пучений грунтов. Температура газа после АВО не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 15°C при условии прихода газа на следующую КС с положительной температурой. Одним из критериев для ограничения температуры газа за АВО является то, что температура битумной изоляции труб не должна превышать 55°C . Ограничение температуры газа на линейной части требуется и для предотвращения возникновения значительных термических напряжений в трубопроводах линейной части. Трубопроводы при эксплуатации в летний период нагреваются, например, до 36°C , что с учетом среднего значения зимней температуры (-10°C) соответствует температурному перепаду в 46°C . Нагружение трубопровода таким температурным перепадом способствует увеличению длины трубопровода за счет расширения металла: каждые 100 м трубы в свободном состоянии удлиняются на 5,5 см, а в стесненном состоянии в трубопроводе возникают температурные напряжения.

Ограничением минимальной температуры газа после АВО может быть расчетная температура точки росы по воде или углеводородам, которая определяется на УКПГ.

Для предотвращения образования гидратов в сечении трубного пучка АВО необходимо определить разницу между температурой гидратообразования и уставкой температуры газа на выходе из общего коллектора АВО.

В настоящее время нужно использовать современные технологии охлаждения компримируемого газа в АВО:

- охлаждение компримируемого газа в АВО с помощью сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов;
- охлаждение компримируемого газа в АВО с использованием частотного регулирования скорости вращения вентиляторов;
- охлаждение компримируемого газа в АВО с использованием композитных материалов в конструкции силовых компонентов.

Технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов применяется с целью минимизации затрат электроэнергии на электродвигателях секций АВО.

Это достигается с помощью перестройки углов атаки лопастей вентиляторов два раза в год, обычно это осень-весна, но в районах крайнего севера лучше это делать в летний сезон. Этот процесс очень опасен и трудоемок, поэтому требует выполнения определенных мероприятий по безопасности. Но такое сезонное регулирование лопастей вентиляторов компенсирует затраты только частично, т.к. настройка производится на усредненный показатель температуры воздуха данного сезона. Поэтому некоторое отклонение такой уставки, будет вести к ухудшению энергетических показателей электродвигателей вентиляторов.

Процесс охлаждения компримируемого газа в АВО с помощью частотного регулирования электродвигателей, т.е. изменения частоты оборотов вентиляторов применяется с целью поддержания высокой точности температуры газа на выходе из АВО, в автоматическом режиме от термодатчика в выходном коллекторе АВО по обратной связи.

Частота вращения вентиляторов, а следовательно, и скорость из вращения регулируется с помощью ПЧ из-за изменения частоты тока и напряжения,

которые подаются на электродвигатели АВО. Скорость вращения вентиляторов регулируется преобразователями частоты за счет изменения частоты тока и напряжения, подаваемых на электродвигатели.

Затраты электроэнергии на поддержание заданной температуры газа за счет частотного регулирования производительности вентилятора оказываются меньше, чем при дискретном управлении. Применение ПЧ в системе АВО позволяет поддерживать максимальную мощность путем изменения частоты и напряжения питания электродвигателя, не допуская при этом перегрузки электродвигателя по току. Алгоритмы управления АВО газа с частотно-регулируемым приводом позволяют исключить рециркуляцию, так как работают все вентиляторы с требуемой частотой вращения, в зависимости от расхода газа через секции АВО, его температуры после компримирования и температуры наружного воздуха. Кроме того, применение современной технологии векторного управления позволяет реализовать безударный «подхват» выбегающего ротора, что способствует снижению нагрузок на узлы электрических машин, возникающих при пуске. Необходимо отметить, что система частотного регулирования скорости вращения вентиляторов АВО газа внедряется на газокompрессорных станциях магистральных газопроводов.

Одним из основных преимуществ систем частотного регулирования является экономия электроэнергии при работе на режимах, когда не требуется максимально возможное для данной температуры наружного воздуха охлаждение газа. Технология охлаждения газа на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов АВО газа является высокоэффективной и позволяет в автоматическом режиме с высокой точностью поддерживать требуемую температуру газа на выходе из АВО со среднегодовой экономией электрической энергии до 20%. Помимо экономии электроэнергии системы частотного регулирования имеют и ряд других достоинств. Это плавный пуск и разгон вентиляторов без пусковых забросов по току, исключение операций по сезонной переустановке угла атаки лопастей рабочих колес вентиляторов, дополнительная защита двигателей и электрических сетей за счет

использования встроенной в преобразователи частоты системы диагностики. При частотном регулировании все вентиляторы АВО работают одновременно, обдувая всю поверхность теплообменника, а интенсивность охлаждения регулируется изменением частоты их вращения. В этом случае все аппараты работают в одинаковом режиме и обеспечивают примерно равные температуры на выходе секций и в выходном коллекторе АВО. Однако, несмотря на это, температура в нижнем ряду трубок будет существенно отличаться от температуры трубок верхнего ряда теплообменника. Наличие такой разницы температур является главным фактором высокой вероятности загидрачивания нижней секции трубок. Свести данную вероятность к минимуму возможно, используя специальный «гидратобезопасный» режим работы АВО, заключающийся в том, что второй по ходу газа вентилятор реверсируется. В результате первая (по ходу газа) часть трубного пучка будет обдуваться воздухом снизу вверх, а вторая — в противоположном направлении. Встречный обдув секционных трубок приведет к тому, что в самом опасном с точки зрения возникновения гидратов сечении трубного пучка (перед выходным коллектором) температуры газа во всех рядах трубного пучка практически сравняются и риск возникновения загидрачивания нижних трубок секции АВО практически будет равен нулю. С целью минимизации вероятности образования гидратных пробок в секциях АВО целесообразно осуществлять автоматический контроль за гидратным режимом наиболее охлаждаемых теплообменных труб секций АВО с помощью термоэлектронных датчиков гидратов. Целесообразно отметить, что охлаждение газа на КС после компримирования приводит к уменьшению средней температуры газа на входе в следующую КС, увеличению давления газа в конце линейного участка газопровода, уменьшению степени сжатия на следующей станции при условии сохранения постоянного давления на выходе и, как следствие, снижению энергозатрат на компримирование газа на следующей станции.

На производственном объекте ДКС были проведены сравнительные испытания штатного и модернизированного АВО с композитными вентиляторами. Полученные результаты представлены в таблице 11

Таблица 11 – Сравнение штатного и модернизированного АВО газа

АВГ-160Р	Угол установки лопастей	Потребление мощности АВО, кВт	Температура газа на входе АВО, °С	Температура газа на выходе АВО, °С	Температура окружающего воздуха, °С
Колесо вентилятора с металлическими лопастями	110	74,8	36,5	14,2	-8
	80	61,6	36,7	14,4	-8
	50	45,9	36,5	15,7	-8
	20	36,8	35,8	14,1	-8
Колесо вентилятора из композитных материалов	30	30,66	35,8	13,9	-8

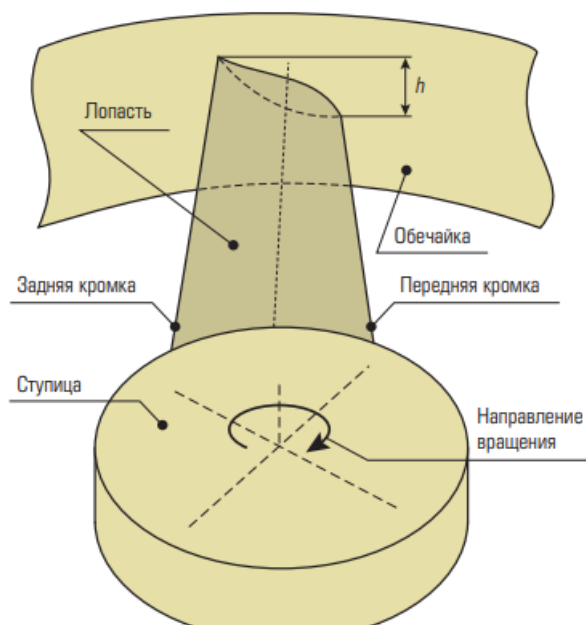


Рисунок 15 – Перестройка угла атаки лопасти

Зависимость степени охлаждения газа от потребляемой мощности модернизированного и штатного АВО газа типа АВГ-160Р представлена на рисунке 16.

На графике μ — степень охлаждения газа от потребляемой мощности N АВО и определяется по формуле:

$$\mu_{\text{АВО}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_a} \quad (14)$$

где: T_1 — температура газа на входе АВО;

T_2 — температура газа на выходе АВО;

T_a — температура окружающего воздуха.

Годовая экономия электроэнергии при замене рабочего колеса на ГАЦ-50-4М2 с коллектором плавного входа может достигать до 40% от базового потребления.

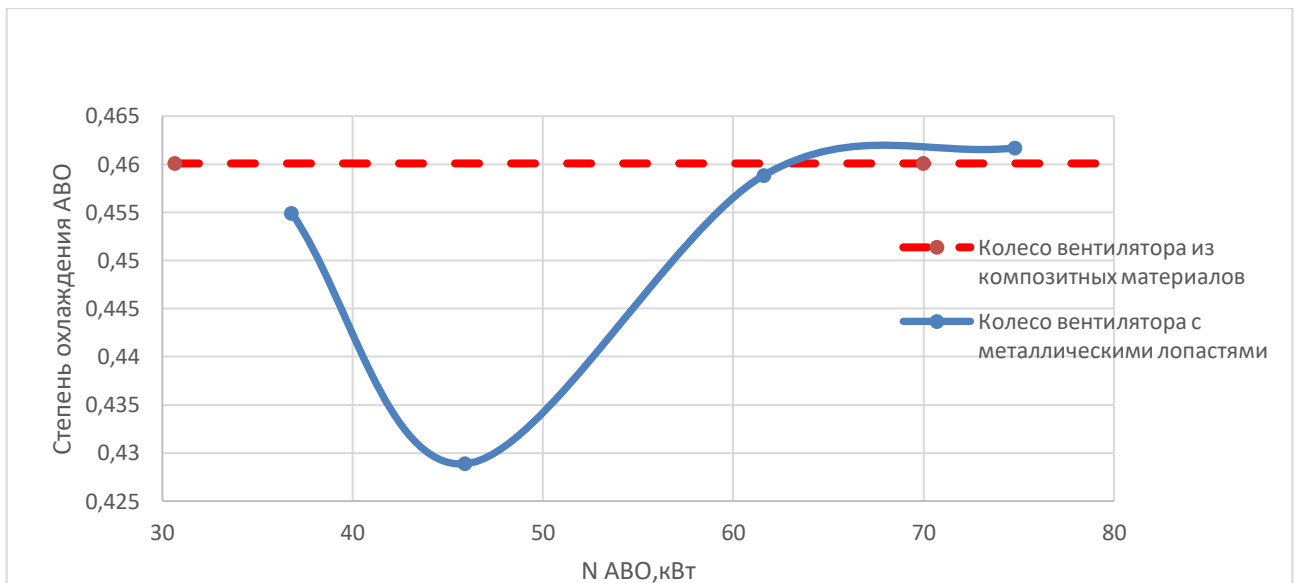


Рисунок 16 – Соотношение степени охлаждения АВО от мощности электродвигателя

Выбирая технологии работы установок охлаждения газа, следует исходить из критерия минимизации затрат электрической энергии на охлаждение газа при достижении оптимальной температуры газа за АВО:

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов обеспечивает экономию электрической энергии до 10%;

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов обеспечивает экономию электрической энергии до 20%;

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе применения композитных материалов в конструкции силовых компонентов обеспечивает экономию электрической энергии до 40%. Таким образом, можно сделать вывод: задача понижения температуры газа на выходе АВО является актуальной на современном этапе инновационного развития газовой промышленности. От успешности ее решения зависит повышение уровня пропускной способности магистрального газопровода и энергетической эффективности ГТС, что непосредственно влияет на уровень эффективности бизнес-процесса в основном виде деятельности ПАО «Газпром».

Стоит отметить, что при использовании металлических вентиляторов базовой комплектации, возможны частые аварии. Из-за этого может быть нарушен технологический режим, а также и увеличение расхода топливного газа.

(рис.17)



Рисунок 17 – Срыв электродвигателя вентилятора с рабочего положения
Использование вентиляторов из композитного материала, а именно из синтетических смол и стекловолокна, такие аварии практически исключает.



Рисунок 18 – Штатный вентилятор (слева). Композитный вентилятор (справа)

Таблица 12 – Сравнительный анализ штатного АВО газа и модернизированного

АВГ-160Р	Степень охлаждения	Потребление мощности АВО, кВт	Температура газа на входе АВО, °С	Температура газа на выходе АВО, °С	Температура окружающего воздуха, °С
Колесо вентилятора с металлическим и лопастями	0,4617	74,8	36,5	14,2	-8
Колесо вентилятора из композитных материалов	0,4600	30,66	35,8	13,9	-8
Колесо вентилятора с металлическим и лопастями	0,4583	76	42,8	27,6	15
Колесо вентилятора из композитных материалов	0,6320	68	42,8	22,6	15

Из полученных данных на производстве были сделаны следующие выводы:

При равной степени охлаждения на модернизированном АВО газа затрачивается на 44 кВт мощности меньше, чем на штатном. Экономия в год составляет 385 440 кВт – в денежном эквиваленте это в среднем 1 156 320 рублей. Стоимость композитных вентиляторов в среднем дороже на 50-100 тыс.руб., чем штатные. Поэтому их окупаемость около месяца.

Также был проведен анализ сравнения штатного АВО газа и модернизированного в более теплый период. Данные показали, что при равной мощности электродвигателей, охлаждение модернизированным вентилятором увеличивается на 5°С. Это в свою очередь приводит к экономии топливного газа в среднем на 4%.

Таблица – 13. Результаты расчета показателей энергоэффективности и технического состояния ГПА при штатном АВО газа и модернизированным

Показатель	ГПА-10-Урал	ГПА-10-Урал	ГПА-10-Урал
1 Эффективный КПД ГТУ, η_e	0,23	0,11	0,10
С модернизированным АВО	0,2425	0,1150	0,1043
2 Политропный КПД нагнетателя, $\eta_{пол}$	0,82	0,83	0,84
С модернизированным АВО	0,82	0,83	0,84
3 КПД ГПА, $\eta_{ГПА}$	0,189	0,092	0,084
С модернизированным АВО	0,199	0,095	0,088
4 Расход топливного газа, кг/с	0,43	0,84	0,9
С модернизированным АВО	0,4128	0,8064	0,8640

Исходя из результатов таблицы 13 можно сделать вывод, что при использовании модернизированного АВО газа КПД ГТУ увеличивается на 1,425%, КПД ГПА увеличился на 1% и уменьшился расход топливного газа на 0,02 кг/с.

Также для поддержания полноценной эффективности работы АВО газа нужно проводить следующие мероприятия:

1. При загрязнение межреберного пространства – необходимо проводить внешнюю промывку теплообменных секций;
2. При загрязнение внутритрубного пространства – требуется проводить внутреннюю промывку;
3. При количестве заглушенных оребренных трубок >90% от общего количества в секции – требуется замена секции;
4. При образовании эллиптической конфигурации сечения диффузора – требуется проводить доработку по устранению эллипсности диффузора, либо заменить диффузор;
5. При снижении КПД электродвигателей вентиляторов более, чем на 5% от паспортного значения – требуется проводить ремонт или замену.

6. ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Добыча газа – это непрерывный процесс, поэтому ДКС, а следовательно, и ГПА работают круглосуточно. Поэтому возникает риск остановов и аварий на ГПА, результатом которых является потеря перекачиваемого газа, для такой крупной компании как Газпром – это убытки в несколько млн.руб.

За 2019-2020 год на Уренгойском месторождении на 16 газовых промыслах произошло около 1000 остановов (график -1).

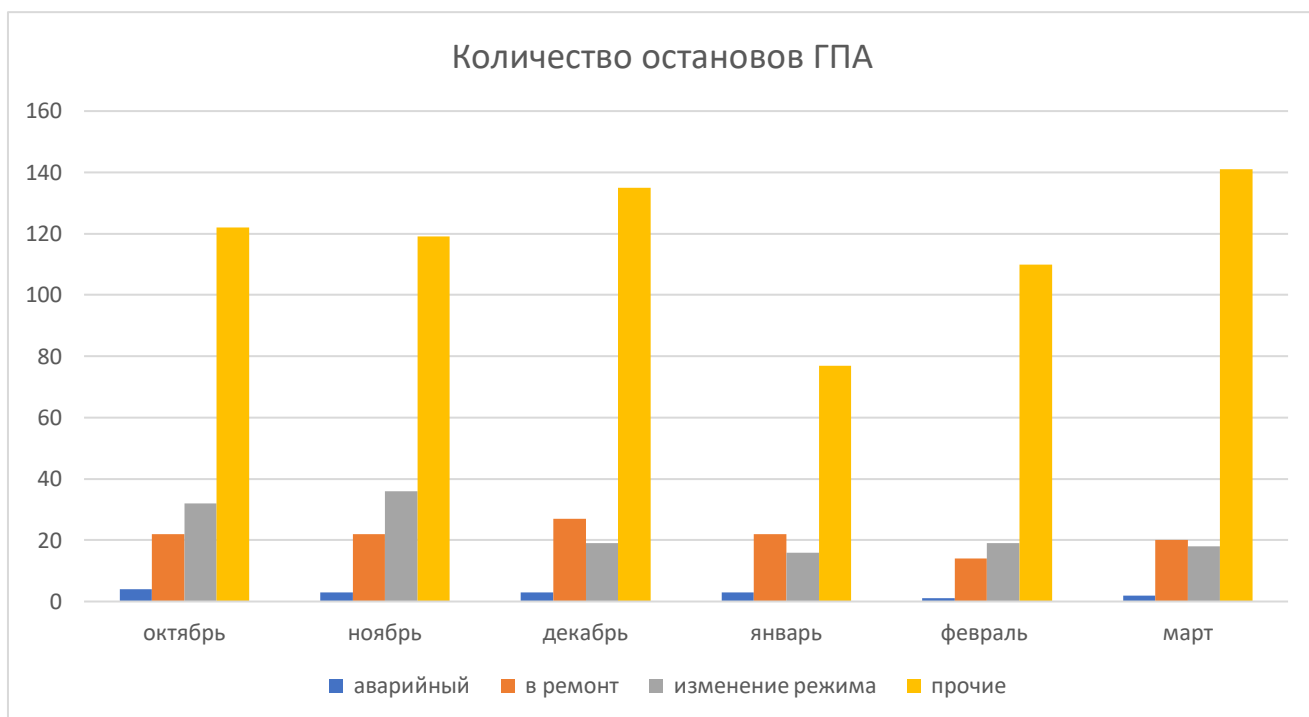


Рисунок 19 – Остановы на Уренгойском месторождении.

Наиболее частые причины аварийных остановов ГПА – это помпаж нагнетателя, отказы САУ ГПА (потеря связи), самопроизвольных закрытие кранов, помпаж двигателя, отказ датчика оборотов СТ, низкое давление маслосмазки двигателя.

При каждом останове, плановом, аварийном, для проведения ремонтных работ, происходит стравливание газа из контура компрессорного цеха. А это потери перекачиваемого газа. В среднем при анализе 16 газовых промыслов Уренгойского месторождения потери газа при остановах составили 1,6 млн м³.

Одним из способов сохранения газа в таких случаях является применение мобильных компрессорных станций (рис.20;21) для откачки газа из технологического контура.

Сохранение природного газа с использованием МКС – это масштабная программа по снижению экологических рисков и повышению энергоэффективности, в которой участвуют 13 газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром». Единственный поставщик услуг по сохранению газа с использованием МКС в нашей стране – ООО «Газпром инвестпроект», реализуется проект компанией специального назначения ООО «Газпром мобильные компрессорные станции».

Впервые технология была применена на объектах ООО «Газпром трансгаз Югорск». В зоне производственной деятельности Пелымского линейного производственного управления магистральных газопроводов при помощи МКС сохранили 2,7 млн м³. В 2020 г. работы продолжились на объектах 11 газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром». За год было проведено 200 перекачек и сохранено 500 млн м³ газа. Это обеспечило снижение парниковых выбросов — 8,5 млн т CO₂-эквивалента. Проект по сохранению природного газа с использованием МКС — эффективное бизнес-решение, которое обладает высоким потенциалом развития в текущей деятельности ПАО «Газпром», соответствует экологическим стандартам и решает задачу по минимизации объемов стравливаемого газа с максимальным экономическим и экологическим эффектом.



Рисунок 20 – Мобильная компрессорная станция



Рисунок 21 – Мобильная компрессорная станция

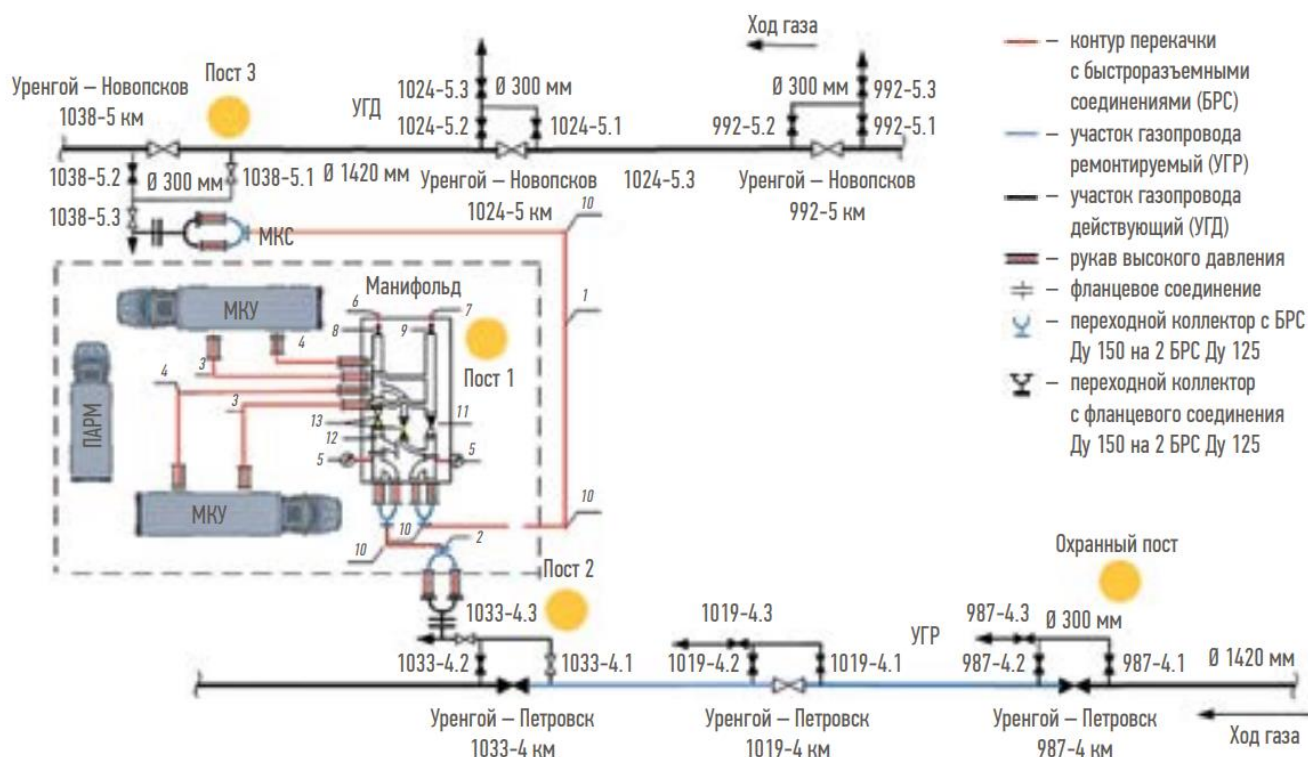


Рисунок 22 – Схема подключения МКУ к ремонтируемому участку трубопровода

Таблица 14 – Технические характеристики основного оборудования МКС

Параметр	Значение
Компрессорная установка LMF (Австрия)	P-Pack 750
Рабочая среда	Природный газ
Давление на линии всасывания, МПа	1,0..7,4
Температура на линии всасывания	-10..40
Температура окружающей среды	-45..40
Производительность	60 500
Давление на линии нагнетания, МПа	Макс 8,0
Число оборотов двигателя	1050/1400
Потребляемая мощность(общая),кВт	749

Вывод: Таким образом МКУ – это полномасштабный инновационный проект, с помощью которого можно сохранять газ при остановках ГПА, при различных ремонтах на технологических и магистральных трубопроводах, а также минимизировать парниковые выбросы, что в конечном итоге благоприятно скажется на экологии страны. Удобна в использовании и исполнении, позволяет сокращать сроки ремонтных работ.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Экономическое обоснование рентабельности применения аппарата воздушного охлаждения «Айсберг»

Введение

В магистерской диссертации описываются пути повышения энергоэффективности компрессорных станций. И если сердцем компрессорной станции является непосредственно компрессор, то ее легкими можно назвать аппараты воздушного охлаждения (АВО), которые устанавливаются после дожимных компрессорных станций (ДКС). В АВО в качестве охлаждающего теплоносителя используется самый дешевый из всех возможных хладагентов — воздух. Целесообразность внедрения именно АВО Айсберг в систему перекачивания газа — это удобство монтажа и ремонта, повышение срока службы, снижение энергопотребления аппарата, высокий термический КПД, использование системы САУ.

Необходимо рассчитать эффективность использования данной конструкции для рассматриваемого Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. С этой целью необходимо рассчитать единовременные (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационные затраты для того, чтобы сравнить экономическую эффективность предлагаемой конструкции.



Рисунок 23 – Аппарат воздушного охлаждения «Айсберг»

Капитальные вложения

Таблица 16 – Стоимость АВО газа

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
1	Аппарат воздушного охлаждения «Айсберг»	шт.	1	20000000
2	Затраты на транспортировку, 10%	-	-	2000000

Затраты на установку оборудования

Согласно сборникам ФЕРм 18-01-023-13, ГЭСНм 18-01-023-13, ГЭСНм 18-01-023-12 составляем план выполнения монтажных работ.

Таблица 17 – Эксплуатация машин и механизмов

Наименование	Единица измерения	Количество	Ст-сть ед., руб.	Всего, руб.
Краны на автомобильном ходу, грузоподъемность 16 т	маш-ч	27,68	577	15971,36
Краны на гусеничном ходу, грузоподъемность 25 т	маш-ч	345,64	600	207384
Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш-ч	27,68	328,5	9092,88
Установки для сварки ручной дуговой (постоянного тока)	маш-ч	44,36	40	1774,4
Прессы гидравлические с электроприводом	маш-ч	31,2	5,5	171,6
Итого				234394

Таблица 18 – Расход материалов

Наименование	Единица измерения	Количество	Ст-сть ед. руб.	Всего руб.
Прокладки паронитовые	кг	1,4	132,2	185,08
Вода водопроводная	м ³	12	15,75	189
Электроэнергия	кВт-ч	1260	4	5040
Электроды сварочные Э42, диаметр 5 мм	т	0,0072	48825	351,54
Электроды УОНИ 13/55	кг	93,4	76,3	7126,42
Болты с шестигранной головкой, диаметр 12 (14) мм	т	0,036	63030	2269,08
Подкладки металлические	кг	112,4	63	7081,2
Поковки простые строительные (скобы, закрепы, хомуты), масса до 1,6 кг	кг	17,6	75,7	1332,32
Прокат толстолистовой горячекатаный в листах с обрезными кромками, улучшенной плоскостности и повышенной точности прокатки, из углеродистой стали Ст0, толщина 9-12 мм	т	0,032	24565,6	786,09
Шпалы непитанные для железных дорог, тип I	шт	18	1333,35	24000,3
Итого				48361

Расчет амортизационных отчислений для оборудования АВО газа представлен в (табл. 4). Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»

Таблица 19 – Амортизационные отчисления для оборудования монтажа АВО газа

Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, руб.	Кол-во часов использования оборудования	Сумма амортизации за время монтажа, руб.
Краны на автомобильном ходу, грузоподъемность 16 т	5	2,7	162000	27,68	512
Краны на гусеничном ходу, грузоподъемность 25 т	5	2,7	270000	345,64	10942

Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, руб.	Кол-во часов использования оборудования	Сумма амортизации за время монтажа, руб.
Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	5	2,7	108000	27,68	341
Установки для сварки ручной дуговой (постоянного тока)	3	5,6	11200	44,36	56
Прессы гидравлические с электроприводом	6	1,8	7200	31,2	26
Итого			558400		11877

Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

Далее определим затраты на оплату труда работников за период монтажа АВО газа.

Таблица 20 – Расчет заработной платы

Должность	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время проведения, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 70%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.	Заработная плата с учетом НДФЛ, руб.
Мастер	8	1	165	44,36	7319,4	16834,62	72072	62702,64
Монтажник	6	2	102	31,2	3182,4	7319,52	10501,92	9136,67
Электросварщик	7	2	125	44,36	5545	12753,5	18298,5	15919,7
Слесарь	5	2	54	31,2	1684,8	3875,04	5559,84	4837,061
Крановщик	5	2	104	27,68	2878,72	6621,06	9499,776	8264,805
Крановщик	6	2	120	345,64	41476,8	95396,6	136873,44	119079,9
Итого							252805,476	219941

Отчисления во внебюджетные страховые фонды

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования, в том числе от несчастных случаев на производстве монтаже АВО газа представлены в таблице 6. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс 19 с тарифом 2,5% – Монтаж промышленных машин и оборудования (ОКВЭД 2 – код 33.20). Таким образом страховые отчисления составляют: в фонд социального страхования – 2,9%, фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%, пенсионный фонд РФ – 22%, страхование от несчастных случаев – 2,5%. Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30%.

Таблица 21 – Расчет страховых взносов при монтаже АВО газа

Показатель	Мастер 8р	Монтажник 6р	Электросварщик 7р	Слесарь 5р	Крановщик 5р	Крановщик 6р
Количество работников	1	2	2	2	2	2
ЗП, руб.	62702,64	9136,67	15919,7	4837,06	8264,81	119080
ФСС (2,9%)	1818,38	264,96	461,67	140,27	239,68	3453,32
ФОМС (5,1%)	3197,83	465,97	811,9	246,69	421,51	6073,08
ПФР (22%)	13794,58	2010,07	3502,33	1064,15	1818,26	26197,6
Страхование от несчаст. случаев (тариф 2,5%)	1567,57	228,42	397,99	120,93	206,62	2977
Всего, руб.	20378,36	2969,42	5173,89	1572,04	2686,07	38701
Общая сумма, руб.	71480,78					

Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 7).

Таблица 22 – Затраты на проведение организационно – технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Стоимость АВО газа «Айсберг»	20000000
Затраты на эксплуатацию машин и механизмов	234394
Амортизационные отчисления	11877
Затраты на материалы	48361
Оплата труда	219941
Страховые взносы	71480,78
Транспортировка оборудования 10%	2 000 000
Накладные расходы, 15% от суммы	3387364,95
Итого	25973418,7

Расчеты показали, что для монтажа аппарата воздушного охлаждения «Айсберг» потребуется 25973418,7 руб. Затраты на электроэнергию электродвигателей с мощностью 13 кВт составят 2801448 руб. при ежедневной работе всех вентиляторов АВО на максимуме.

7.2 Экономическая эффективность от применения частотно регулируемого привода

С помощью частотно регулируемого привода (ЧПР) можно обеспечивать плавное изменение скорости вращения вентиляторов, что уменьшает энергопотребление в среднем на 35%, устраняет пусковые токи и перегрузки двигателя при пуске, уменьшает механический износ оборудования, что снижает затраты на его техническое обслуживание и ремонт.

Также за счет комплектации аппарата устройством для наружной промывки АВО по ТТР 13.001.000-09 ТУ имеется возможность промывки оребренных труб (теплообменной секции), что в свою очередь способствует повышению термического КПД в дальнейшем.

В АВО газа «Айсберг» основу энергопотребления составляют асинхронные двигатели ВАБ225МВ12 мощностью 13 кВт. Всего в аппарате их 6 штук. Характеристика двигателя представлена в таблице 8.

Охлаждения природного газа после компримирования зачастую требует регулировки с точностью до 1°С. Для того, чтобы регулировать частоту вращения вентиляторов, а, следовательно, и двигателей используют преобразователи частоты. Так на АВО газа «Айсберг» на 6 вентиляторов приходится 2 ПЧ.

Таблица 23 – Энергетические показатели двигателя ВАБ225МВ12

Типо-размер двигателя	Мощность	При номинальной нагрузке				Параметры при 75%-ой нагрузке		Параметры при 50%-ой нагрузке	
		Частота вращения	КПД	Кф мощности	Ток при 380 В	КПД	Кф мощности	КПД	Кф мощности
		кВт	об/мин	%	о.е	А	%	о.е	%
500 об/мин (синхронная частота вращения)									
ВАБ225МВ 12	13	484	86	0,72	31,8	87,5	0,65	86,5	0,53

Вследствие выше указанных факторов целесообразно воспользоваться частотно-регулируемым электроприводом, который позволит сократить расходы на электроэнергию, уменьшить затраты на текущий ремонт электродвигателей, повысить срок службы привода АВО газа, уменьшить размер пускового тока, а также возможность регулировать частоту вращения вентиляторов.

Для определения рентабельности установки частотно регулируемого привода произведем расчет срока окупаемости воспользовавшись упрощенной формулой:

$$T_0 = \frac{C_{чрп}}{C_{эл} \times \lambda} \quad (1)$$

где: T_0 – срок окупаемости, $C_{чрп}$ – цена частотно-регулируемого привода, $C_{эл}$ – цена сэкономленной электроэнергии, λ – коэффициент по параметрам факторов.

Опытным путем выяснили, что размер λ зависит от ряда постоянных параметров и равен 1,4.

Для расчета примем электродвигатель типа ВАБ225МВ12. Мощность данного двигателя составляет 13 кВт, номинальное напряжение 0,38 кВт, номинальный ток 31,8 А. Учитывая суточную эксплуатацию двигателя в месяц, наработка электродвигателя составляет 720 часов. Зная имеющийся интервал загрузки, среднюю экономию электрической энергии примем 30 %.

Подсчитаем экономию электроэнергии в среднем за месяц по формуле:

$$B = T_{\text{ч}} \times P_{\text{дв}} \times 30\% \quad (2)$$

где:

$T_{\text{ч}}$ – отработанное количество часов за месяц;

$P_{\text{д}}$ – мощность электрического двигателя;

30% - средняя экономия электрической энергии.

Получаем 2808 кВт·ч.

Ежемесячная экономия электрической энергии с учетом стоимости электрической энергии за 1 кВт·ч., подсчитаем.

$$C_{\text{эл}} = B \times 4 \quad (3)$$

Таким, образом, экономия электрической энергии в месяц составит 14040 руб.

Далее необходимо рассчитать срок окупаемости частотно-регулируемого электропривода, зная, что стоимость частотного преобразователя и его монтаж для электродвигателя мощностью 13 кВт составляет 130000 рублей.

$$T_0 = \frac{C_{\text{чрп}}}{C_{\text{эл}} \times \lambda} = 7 \text{ месяцев} \quad (4)$$

Полученный результат в 7 месяцев показывает, что с экономической точки зрения установка частотно-регулируемого электропривода целесообразна. Стоит также отметить, что экономию электроэнергии при использовании электропривода с частотным преобразователем можно получить только при условии загрузки электродвигателя не более 70 %. При достижении номинальной мощности двигателем с частотным преобразователем расход энергии повышается примерно в 1,5 раза по сравнению с прямым

включением электропривода. Связано это с тем, что для управления электродвигателем с определенной частотой вращения, сигнал электрического тока преобразуется несколько раз, что в свою очередь является электрической потерей.

Частотно-регулируемый привод целесообразно устанавливать на электродвигатели с невысоким коэффициентом загрузки. Такими потребителями могут быть двигатели вентиляции, насосы, многое другое.

Заключение

Проведенные расчеты показали, что:

1. для монтажа аппарата воздушного охлаждения «Айсберг» потребуется 25973418,7 руб.;

2. затраты на электроэнергию электродвигателей мощностью 13 кВт составят 2801448 руб. при ежедневной работе всех вентиляторов АВО на максимуме;

3. при внедрении (ЧПР) можно обеспечить плавное изменение скорости вращения вентиляторов, что уменьшает энергопотребление в среднем на 35 %, также устраняет пусковые токи и перегрузки двигателя при пуске, уменьшает механический износ оборудования, что обуславливает снижение затрат на его техническое обслуживание и ремонт;

4. средняя окупаемость ЧПР – 7 месяцев, поэтому использование их на электродвигателях АВО газа целесообразно;

5. АВО газа «Айсберг – это модернизированные аппараты нового поколения, которые будут широко использоваться в газотранспортной системе нашей страны и позволят снять зависимость «Газпрома» от зарубежных поставщиков.

8.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной магистерской диссертации производится сравнение методов повышения энергоэффективности компрессорных станций на газодобывающих предприятиях. Поэтому объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» была выбрана газодобывающее предприятие, предмет исследования – расчет энергоэффективности компрессорной станции.

Воздействие опасных и вредных факторов учитывается при проектировании энергосистемы КС (компрессорной станции). Эти факторы вполне могут причинить вред на окружающую среду, вследствие чего может возникнуть чрезвычайная ситуация, которая имеет вид техногенного характера.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на инженерных работников при проектировании энергосистемы КС. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

8.1Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормальная продолжительность рабочего времени на месторождениях полезных ископаемых и участках их разработки – 40 часов в неделю, для рабочих и служащих в возрасте от 16 до 18 лет - 36 часов в неделю, в возрасте от 15 до 16 лет, а также учащихся в возрасте от 14 до 15 лет - 24 часа в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты.

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

8.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 24 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Геологическая документация горных выработок и скважин	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Недостаточная освещенность на рабочем месте	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [1]
2. Климатические и погодные условия на рабочем месте	+	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». [2]
3. Загазованность рабочей зоны	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. [3]
4. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [5], [6].
5. Факторы, связанные с электрическим током	+	-	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [4]
6. Факторы, связанные пожароопасностью	+	+	+	Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [7]

8.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

При проектировании энергосистемы КС на газовом месторождении инженеры подвергаются следующим **вредным** производственным факторам:

1. Недостаточная освещенность на рабочем месте.

Рациональное производственное освещение имеет большое значение для создания благоприятных условий труда на предприятиях. Неудовлетворительное освещение затрудняет работу, снижает производительность труда, приводит к заболеваниям органов зрения и несчастным случаям. Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно-психическое состояние.

Для производственных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

2. Климатические и погодные условия на рабочем месте.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

3. Загазованность воздуха рабочей зоны.

Загазованность на территории КС газодобывающего предприятия способствует появлению взрывоопасных смесей при достижении высокой концентрации.

Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе составлять 300 мг/м³ согласно ГОСТ 5542-2014 [6].

4. Повышенный уровень шума и вибрации.

Повышенный уровень шума может исходить от технологического оборудования – газотурбинных установок, электродвигателей, спец техники. Исследования показывают, что повышенный уровень шума отрицательно сказывается на условия труда, а также оказывает вредное воздействие на организм человека. Повышается утомляемость, а также влечет необратимые изменения в органах слуха. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, нарушает координацию движений, а также негативно сказывается на сердечно-сосудистую и нервную систему.

Вибрация в процессе работы КС возникает при спускоподъемных операциях от работающих электродвигателей, компрессоров, турбин, лебедок. Под действием вибрации у человека возникает вибрационная болезнь. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы. У рабочих виброопасных профессий с большим стажем возникают невриты слуховых нервов и даже понижение слуха.

При проектировании строительных работ на газовом месторождении инженеры подвергаются следующим **опасным** производственным факторам:

5. Факторы, связанные с электрическим током.

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и

работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

6. Факторы, связанные пожароопасностью.

Пожарная опасность обусловлена высокой горючестью газов и турбинного масла, наличием большого количества потенциальных источников загорания. Пожары в помещениях подготовки и транспортировки газа характеризуются быстрым развитием пожара.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности в организации, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник КС по производственной безопасности и его заместитель по хозяйственной части.

8.2.2 Основные мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов

1. Недостаточная освещённость на рабочем месте

На рабочих местах, где отсутствует естественное освещение и условия освещения в целом оценены классом 3.2., можно снизить или устранить «вредность» за счет выполнения следующих мероприятий:

– защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые (класс 2), а от 25% до 75% - как вредные 1-й степени (класс 3.1);

– улучшение условий, создаваемых искусственным освещением.

При выполнении инженерных работ в условиях плохой видимости рекомендуется применение искусственного освещения. Рекомендуется комбинированное освещение согласно СНиП 23-05-95 (таблица 2) [4].

Таблица 25 – Рекомендуемые источники света при системе комбинированного освещения

Характеристика зрительной работы по требованиям к цветоразличению	Освещенность при системе комбинированного освещения, лк	Минимальный индекс цветопередачи источников света, R_a		Диапазон цветовой температуры источников света, T_c , °К		Примерные типы источников света для освещения	
		общего	местного	общего	местного	общего	местного
Различие цветных объектов при невысоких требованиях к цветоразличению	500	50	50	3500-5500	3500-5500	ЛБ (ЛХБ), МГЛ, НЛВД+МГЛ	ЛБ (ЛХБ)
	300, 400	40	50	3200-5000	3500-5000	ЛБ (ЛХБ), МГЛ (ДРЛ), НЛВД+МГЛ	ЛБ (ЛХБ)
	150, 200	35	50	3000-4500	3500-5000	ЛБ (ЛХБ), НЛВД+МГЛ, МГЛ (ДРЛ)	ЛБ (ЛХБ)
	300, 400	35	50	3200-5000	2800-5000	ЛБ (ЛХБ), МГЛ (ДРЛ), НЛВД+МГЛ	ЛБ (ЛХБ)
	150, 200	25	50	2400-4500	2800-4500	ЛБ (ЛХБ), НЛВД, МГЛ (ДРЛ)	ЛБ (ЛХБ)

Аварийное освещение предусмотрено на случай отключения рабочего освещения для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае составляет не менее 2 лк, во втором – не менее 0,5 лк. Для охранного освещения (не менее 0,5 лк) используется часть светильников рабочего освещения.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м; требуемая норма освещенности 300 лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 50$ %, потолка $R_{п} = 50$ %.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,15$.

Приняв $h_c = 0.5$ м, далее определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{\text{рп}}$$

где $h_{\text{рп}}$ – высота рабочей поверхности над полом, м;

L – расстояние между соседними светильниками или рядами, м;

h – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м

$$h = 3,5 - 0,5 - 0,8 = 2,2 \text{ м}$$

Рассчитаем расстояние между светильниками:

$$L = \lambda \cdot h = 1,5 \cdot 2,2 = 3,3 \text{ м}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L_{\text{св}} = \frac{L}{3} = \frac{3,3}{3} = 1,1 \text{ м}$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{(3 - \frac{2}{3} \cdot 1,1)}{1,1} + 1 = 3 \text{ ряда}$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3} \cdot L)}{L_{\text{св}} + 0,5} = \frac{(6 - \frac{2}{3} \cdot 1,1)}{1,1 + 0,5} = 4 \text{ шт.}$$

Необходимо найти общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

где N – общее количество светильников;

$n_{\text{ряд}}$ – количество рядов;

$n_{\text{св}}$ – количество светильников в ряду.

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 3 \cdot 4 = 12 \text{ шт.}$$

Вычисляем индекс помещения и по справочным таблицам находим коэффициент использования светового потока для выбранного типа светильника [2].

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{6 \cdot 3}{2,2 \cdot (6 + 3)} = 0,9$$

где A и B – длина и ширина помещения, м

h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м.

Для заданных условий коэффициенты отражения стен $R_c = 30 \%$, потолка $R_n = 50 \%$.

Находим коэффициент использования светового потока $\eta = 0,6$.

Определяем световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_l \cdot \eta}$$

где $E_n = 200$ лк – нормируемая освещенность, установили исходя из заданных данных по СНиП 23.05.95;

S – площадь помещения, m^2 ;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий запыление светильников и износ источника света в процессе эксплуатации;

Z – поправочный коэффициент, учитывающий неравномерность освещения;

N_l – количество светильников, лм;

η – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_l \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 18 \cdot 1,5 \cdot 0,9}{12 \cdot 0,6} = 675 \text{ лм}$$

По табл. 1 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД – 15 со световым потоком 700 лм и мощностью 15 Вт.

Размещаем светильники в 4 ряда. В каждом ряду можно установить 2 светильника типа ШОД – 2-30 мощностью 15 Вт с длиной 0.9 м, при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рис. 1). Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 96$.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем

$$-10\% \leq \frac{700 - 675}{700} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10 \% \leq 3,6 \% \leq +20 \%$$

Из данного условия видно, что освещения достаточно, так как условия выполняются.

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = p \cdot N = 15 \cdot 12 = 180 \text{ Вт}$$

где p – мощность лампы, Вт;

N – число светильников, шт.

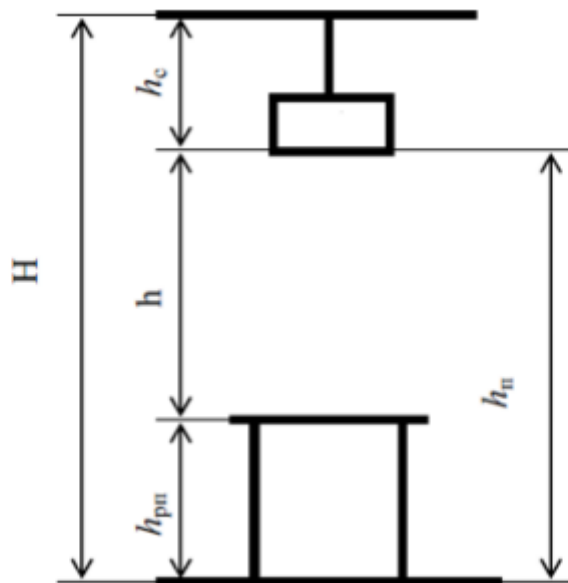
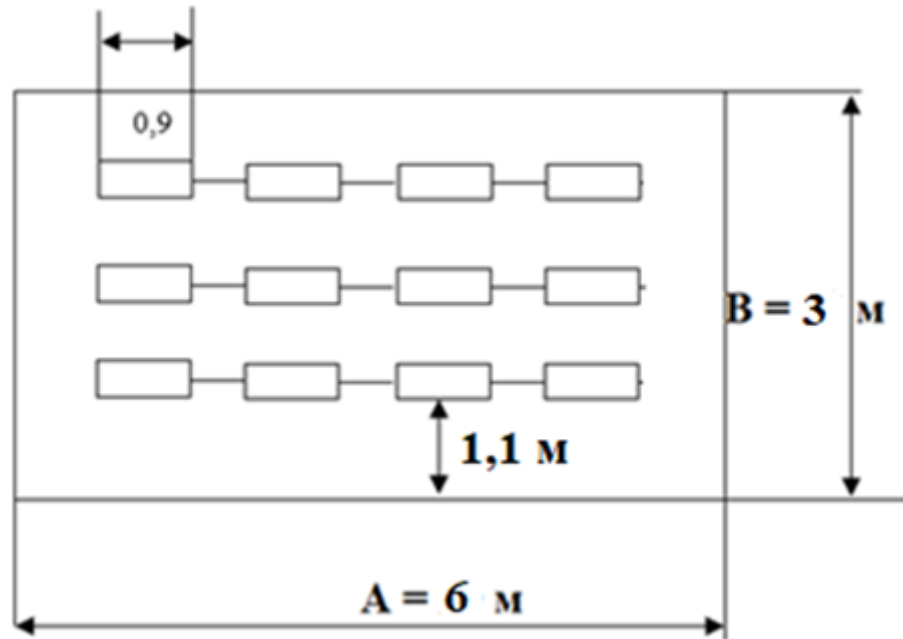


Рисунок 24 – Схема освещения рабочей зоны

2. Климатические и погодные условия на рабочем месте.

Для предотвращения локального охлаждения работающие обеспечиваются головными уборами, рукавицами, обувью. При температуре воздуха ниже – 40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей. В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

3. Загазованность воздуха рабочей зоны

В помещении КС необходим постоянный контроль за концентрацией природного газа в воздухе, недопущение утечек газа из установок. Для периодических замеров работнику следует применять переносной газоанализатор. На установках должны предусматриваться мероприятия по предотвращению влияния токсичности газов на работающих (герметизация установок, газоулавливание и отвод газа для утилизации). Отбор проб воздуха к датчику газоанализатора следует производить на рабочих местах помещений и открытых площадках на наиболее опасных и возможных (в смысле выделения газов) уровнях. Необходимо устанавливать не менее 1 датчика на каждые 100 м² площади помещения согласно ОСТ 51-45-76 [7].

4. Факторы, связанные с электрическим током.

Во избежание поражения электрическим током работник КС должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27 [8].

Требования охраны труда при эксплуатации электрических приборов в процессе эксплуатации КС:

– Электрические питающие линии необходимо располагать в местах, не используемых для передвижения и работы людей. Расположение питающих линий должно быть известно заместителю подрядной организации по

промышленной безопасности. При выводе из операторского помещения кабель питающей линии необходимо закрепить и поместить в защитную трубку, исключая возможность его повреждения. Прикосаться к кабелю питающей линии или производить его подключение (переключение) следует при отсутствии в этой линии напряжения.

– Электроустановки (электрооборудование) на площадке КС должны быть закрытыми, защищенными от атмосферных осадков и морской воды.

– Перед подключением кабеля к питающему щитку необходимо проверить отсутствие напряжения на всех выходных клеммах. Подключение одного из полюсов источника тока к корпусу судна запрещается.

– Замеры сопротивления изоляции генераторов должны осуществляться непосредственно перед началом электроразведочных работ на профиле и фиксироваться в "Журнале осмотра электрооборудования". Замеры сопротивления изоляции силовых кабельных питающих линий должны производиться не реже чем один раз в 10 дней и заноситься в "Журнал осмотра и измерения заземления".

– Состояние шлангового покрытия силовой кабельной питающей линии должно контролироваться в процессе травления и выборки линии и фиксироваться в журнале оператора; в случае обнаружения повреждения оно должно быть устранено, а кабель дополнительно проверен на утечку с дополнительной отметкой в журнале оператора.

– Основные операции при производстве электроразведочных работ (пуск лебедки, подача напряжения на пульт управления электроразведочной станцией, включение тока, травление, выборка и перемотка кабельных кос) должны осуществляться по указанию руководителя работ или лица, его заменяющего, с разрешения и под непосредственным контролем вахтенного помощника капитана.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа,

наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2009 [10].

5. Повышенный уровень шума и вибрации

Уровень шума регламентируется согласно СП 51.13330.2011.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике;
- ослабление шума на путях передачи (например, звукоизолирующий кожух);
- непосредственная защита работающего или группы рабочих от воздействия шума.
- использование средств индивидуальной защиты органа слуха (антифоны, заглушки).
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров, с обязательным обследованием 1 раз в год у отоларинголога с проведением аудиометрии, невролога, офтальмолога.

Уровень вибрации регламентируется согласно ГОСТ 31192.1-2004. Наиболее действенным средством защиты человека от вибрации является устранение непосредственного его контакта с вибрирующим оборудованием. Замена и усовершенствование технологических операций, конструктивные усовершенствования, применение средств внешней виброзащиты упругодемпфирующими материалами и устройствами, которые размещаются между источником вибрации и руками человека, а также постоянный контроль за исправностью оборудования и своевременным планово-предупредительным его ремонтом (ППР), так как, в процессе его эксплуатации и износа, особенно для ручного механизированного оборудования, происходит выраженное усиление вибрации. В целях профилактики, работающие должны использовать средства индивидуальной защиты: рукавицы или перчатки, спецобувь. Запрещается проведение сверхурочных работ с вибрирующим оборудованием.

6. Пожароопасность

Помещения компрессорных станций относятся к взрывопожароопасным помещениям. В случае аварии или пожара есть условия для возникновения взрыва. Поэтому в СП 485.1311500.2020 есть ограничение на применение установок объемного пожаротушения. Это связано с необходимостью в случае аварии или пожара сохранить работу аварийной вентиляции, снижающей концентрацию горючих газов и паров в помещении. Для предотвращения взрыва важно, чтобы концентрация не превышала предельно допустимых значений.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности в организации, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник КС по производственной безопасности и его заместитель по хозяйственной части.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;
- обучать подчиненный персонал правилам пожарной безопасности и разъяснять порядок действий в случае загорания или пожара;
- осуществлять постоянный контроль за соблюдением всеми рабочими противопожарного режима, а также своевременным выполнением противопожарных мероприятий;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения;
- при возникновении пожара применять меры по его ликвидации.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно ГОСТ 12.1.004-91. Внешнее оформление и указательные знаки для определения мест расположения первичных средств пожаротушения должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.009-83.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное

(без заградительных щитков) воздействие отопительных и нагревательных приборов. Ручные огнетушители должны размещаться:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы совместно с пожарными кранами, в специальные тумбы или на пожарные щиты и стенды.

8.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при проектировании и эксплуатации КС первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 26 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 26 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геологоразведочных работах

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение

		нормативов отвода земель. Рекультивация земель
Атмосфера	Выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников, такие как дизельная электростанция, склад ГСМ, спецтехника.	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации Оснащение системой контроля загазованности.
Гидросфера	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.	Для приема и утилизации хозяйственно – бытовых сточных вод в пределах участка поисковых работ предусматривается использование септиков и надворных туалетов, которые будут располагаться за пределами водоохраных зон поверхностных водотоков.

В целях охраны и рационального использования земельных ресурсов при проектировании КС должны соблюдаться следующие основные требования к их проведению:

- недопущение захламления строительной зоны мусором, отходами изоляционных покрытий и других материалов, а также загрязнение ее горюче смазочными материалами;

- использование парка строительных машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на подстилающие грунты, в целях снижения техногенного воздействия;

- своевременное и качественное выполнение всех природоохранных мероприятий, таких как противоэрозионные мероприятия и техническая рекультивация;

- использование природо- и ресурсосберегающих технологий проведения строительного-монтажных работ, позволяющих сократить потребность в древесине, песчано-гравийном грунте и др.;

- рациональное использование материальных ресурсов, снижение объема отходов производства с их последующей утилизацией или обезвреживанием.

По окончании реконструкции земли подлежат рекультивации, которая заключается в приведении земель в состояние, пригодное для их дальнейшего использования по назначению. Рекультивация земель является одной из важнейших составляющих комплекса мероприятий по восстановлению природных ресурсов.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации компрессорной станции могут возникнуть в результате пожаров и взрывов – техногенных ЧС; а также природная – сильные морозы зимой и возникновение лесного пожара.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при проектировании и эксплуатации КС является возникновение взрыва. В ходе выполнения работ на КС, для предотвращения взрывов и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в требованиях специального документа СП 485.1311500.2020 А.1 п. 4.2.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией природного характера является возникновение лесного пожара. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в «Правилах пожарной безопасности в лесах», установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Весь персонал КС должен пройти специальную подготовку по обеспечению пожарной безопасности в производственных помещениях. Подготовка проводится способом обучения по программе пожарно-технического минимума, по возможности, с привлечением специалистов по пожарной безопасности.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы: [15]

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Защитные мероприятия по предотвращению пожара [ГОСТ 12.1.004-91]: во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны; определены и обозначены места для курения; установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня; регламентированы: порядок проведения огневых и других пожароопасных работ; действия работников при обнаружении пожара; определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа, назначены ответственные за его проведение; персонал, участвующий в эксплуатации объектов компрессорной станции, имеет спецодежду, изготовленную из термостойких антистатических материалов; перечень основных средств пожаротушения: пожарная цистерна объемом не менее 2,0 м³ и запасом пенообразователя не менее 0,150 м³, кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м – 10 шт., огнетушители порошковые ОП–10, углекислотные ОУ–6, ОУ–10 – 10 шт., или один огнетушитель ОП–100, ведра, лопаты, топоры, ломы пожарные. От сильных морозов см. главу микроклимат и состояние воздушной среды.

Все работы будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ), ЕПБ при разработке месторождений открытым способом (ПБ 03-498-02 утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.09.2002 г. N 57), Правилами безопасности при геологоразведочных работах (Санкт-Петербург 2005 г.), а также «Правилами технической эксплуатации электроустановок

потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Вывод

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе в цеху компрессорной станции. Был сделан вывод, что основным опасным фактором при строительных работах на месторождении является возникновение пожара и взрыв в ходе утечки газа. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – возникновение взрыва.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Компрессорные станции являются одними из основных объектов газотранспортной системы. Чтобы повысить надежность и экономичность КС необходимо применение энергоэффективных методов.

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены способы по повышению энергоэффективности компрессорных станций, проанализирована технология и оборудование ДКС, проведен анализ отказов на ДКС.

Был проведен расчет показателей энергоэффективности ГПА. И предложен вариант модернизирования рабочих колес АВО газа, путем замены металлических вентиляторов, на композитные. В результате производственных испытаний достигнут результат в повышении на 1,425% КПД ГТУ и на 1% КПД ГПА, уменьшении расхода топливного газа на 0,02 кг/с.

В выпускной квалификационной работе полностью достигнуты цель и задачи, были рассмотрены вопросы промышленной безопасности, охраны труда, произведен расчет экономической эффективности применения преобразователей частоты для электродвигателей АВО газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон РФ № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://economy.gov.ru/mines/documentsЛос1259754338763> (дата обращения: 12.02.2022).
2. Садиков Д.Г., Рубцова И.Е., Титов В.Г. Повышение энергоэффективности высоковольтного частотно-регулируемого электропривода // Газовая промышленность. 2015. № 10. С. 74-79.
3. Крылов Д.А. Проблемы и перспективы использования электроэнергии в газотранспортной системе ОАО «Газпром» // Энергонадзор и энергобезопасность. 2006. № 1. С. 37-45.
4. Садиков Д.Г. Выбор перспективной топологии построения преобразователя частоты для высоковольтного электродвигателя электроприводного газоперекачивающего агрегата // Инженерный вестник Дона. 2014. № 1. С. 36.
5. Садиков Д.Г., Титов В.Г. Анализ гармонического состава тока и напряжения, потребляемого преобразователями частоты // Вестник Чувашского университета. 2015. № 1. С. 116-121.
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 12.02.2022).
7. Виноградов А.Б., Изосимов Д.Б. Анализ энергетических показателей и методика выбора оптимальных алгоритмов широтно-импульсной модуляции для управления трехфазным инвертором напряжения // Электричество. 2009. № 5. С. 37-41.

8. Воронков В.И., Рубцова И.Е., Мочалин Д.С. Обеспечение энергоэффективности мероприятий на объектах нового строительства и реконструкции // Газовая промышленность. 2013. № 10. С. 38-42.
9. Brun K. and Kurz R. (2018). The big deal about energy storage. Turbomachinery International, Norwalk, CT, USA, March 2018.
10. Canadian Industry Energy End-Use Data and Analysis Centre (CIEEDAC) (2004), A Review of Energy Consumption Canadian Oil Refineries 1990, 1994 and 2002, Simon Fraser University (on behalf of Canadian Petroleum Products Institute and Canadian Industry Program for Energy Conservation), British Columbia.
11. International Association of Oil and Gas Producers (OGP) (2006), Environmental Performance in the E&P Industry: 2005 Data, October 2006, OGP, London.
12. International Energy Agency (IEA) (2006a), World Energy Outlook, OECD/IEA, Paris. International Energy Agency (IEA) (2006b), Energy Technology Perspectives, OECD/IEA, Paris.
13. Kurz R. and Brun K. (2012). CO2 footprint of compressor stations. World Pipelines, Palladian Publications, Farnham, Surrey, UK.
14. Kurz R. and Brun K. (2017). Process Control for Compression Systems. ASME paper GT2017-63005. 2017.
15. Kurz R., Thorp J. M., Zentmyer E. G., and Brun K. (2013). A novel methodology for optimal design of Compressor plants using Probabilistic Plant Design. ASME paper GT2013-94048.
16. Kurz R., Knodle M., Aylwin C., and Reaside J. (2017). Titan250 Gas Turbine Development. In: Symposium of the Industrial Application of Gas Turbines, Banff, AB, Canada.
17. Lubomirsky M., Kurz R., Mokhatab S., and Klimo P. (2010). Station Configuration Impacts Availability, Fuel Consumption and Pipeline Capacity, Pt.2. Pipeline and Gas Journal Feb. 2010.

18. Lubomirsky M., Kurz R., and Zamatorin R. (2016). Calculation of Pipeline Compressor Station Availability Factors using the Monte Carlo Method. In: PSIG Annual Meeting, Vancouver, BC, Canada.
19. Mckinsey Global Institute (2006), Productivity of Growing Global Energy Demand: A Microeconomic Perspective, November 2006, McKinsey and Co, Inc, San Francisco.
20. Zamatorin R., Kurz R., Zhang D., Brun K., and Lubomirsky M. (2018). Control Optimization for Multiple Gas Turbine Driven Compressors. ASME paper GT2018-75002.
21. СТО Газпром 2-3.5-113-2007 «Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем»
22. ПР 51-31323949-43-99 «Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов».
23. РД 153-39.0-112-2001 «Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа»
24. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».
25. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
26. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы
27. СП 51.13330.2011 «Защита от шума».
28. ГОСТ 31192.1-2004 «Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека»
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
30. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

31. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда»
32. ГОСТ 5542-2014. «Межгосударственный стандарт. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».
33. СНиП 23-05-95
34. ОСТ 51-45-76 "Газодобывающие предприятия. Эксплуатация установок по сбору и подготовке газа к транспорту. Требования безопасности"
35. Постановление Минтруда РФ от 12.05.2003 N 27 Об утверждении Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций
36. ГОСТ Р 12.1.019-2009
37. СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты».
38. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования».
39. ГОСТ 12.4.009-83 «Группа Т58. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов Основные виды. Размещение и обслуживание»
40. СП 485.1311500.2020. Системы противопожарной защиты.

Приложение А

Improving the energy efficiency of compressor stations

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Киренков Александр Юрьевич		

Руководитель ВКР от школы отделения (НОЦ) (ИШПР, нефтегазовое дело) _____:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Валитова Елена Юрьевна	к.п.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП: _____:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

Introduction

Global demand for energy is growing, driven by population growth and economic growth. Over the past three decades, energy consumption has more than doubled. It is impossible to run a factory, shop, drive a car or deliver goods to consumers without using some form of energy. Oil and gas make a vital contribution to meeting the world's energy needs. Today, they account for more than half of the world's primary energy consumption. There are a limited number of practical alternatives to petroleum-based fuels for transportation, the fastest-growing energy sector. In many cases, oil and natural gas are the cheapest fuels in industry, housing and services, as well as in electricity generation, and are important raw materials for a wide range of industrial and consumer goods.

Demand for oil and gas, as well as all other energy sources, will continue to grow. In its latest World Energy Survey, the International Energy Agency predicts that global demand for primary energy will grow by more than half between 2004 and 2030 in the Baseline Scenario, which assumes no changes in public policy. Oil and gas continue to dominate the world's energy mix, with their share of total primary energy consumption falling slightly from 56 per cent to 55 per cent. The use of modern renewable technologies, including hydro, solar, geothermal and wind, is expanding rapidly, but their combined share of global energy demand reaches only 5 percent in 2030 as they start from a low base. More than 70 per cent of the projected increase in total energy demand comes from developing countries, where economic activity and populations are growing the fastest.

The growing demand for energy services reflects rising prosperity, but is also a cause for concern. The main regions. The main net importing regions – the United States, Europe and Asia – will be forced to import increasing volumes of both oil and gas, as their local production does not keep pace with consumption, which affects the reliability of supply. And the future energy balance will create an additional burden on the environment. The IEA predicts that global energy emissions of carbon dioxide (CO₂) from burning oil, gas and coal will rise by 55 percent between 2004 and 2030

in its Baseline Scenario. In addition, local air quality may also be affected by the increased use of fossil fuels.

Theoretical and methodological foundations of improving energy efficiency in the oil and gas industry

1.1. General provisions of energy efficiency and energy saving in the oil and gas industry

Hydrocarbons will remain important for global economic development and prosperity in the coming decades. Meeting growing energy demand needs to be aligned with energy security and environmental goals, but the oil and gas industry continues to invest heavily in further improving the energy efficiency of its own operations, reducing waste, and helping end users use fewer fuels.

There remains significant potential for efficiency gains. This demonstrates the IEA's Alternative Policy Scenario, which assumes that all energy security and climate policies currently being considered by governments around the world are fully implemented. Global CO₂ emissions will be reduced by 16% in 2030 compared to the Baseline Scenario, with energy efficiency improvements providing almost 80% of avoided emissions. Importantly, the economic costs of these policies are more than outweighed by the economic benefits of lower fuel costs for consumers through more efficient use and production of energy.

Energy can be saved by using it more efficiently or using it less. Energy efficiency refers to the relationship between the input of energy – whether it is a primary source, such as a fossil fuel, or an energy carrier, such as electricity or hydrogen – and the release of energy services such as light, heat or mobility. Improving energy efficiency by reducing the amount of energy consumed can improve energy security and mitigate environmental damage caused by energy production, transportation and consumption. It can also bring broader economic and social benefits by reducing costs for businesses and households, increasing economic competitiveness and creating jobs in the implementation of energy-efficient technologies and methods ("energy services"). Energy efficiency can be improved by using a new technology that provides a lower input/output ratio when using the same fuel or alternative. For example, when generating electricity, you can save energy by replacing a conventional

thermal station with a gas combined-cycle station with a much higher thermal efficiency.

Improving energy efficiency is not the same as energy conservation, which strictly speaking refers to less consumption of a given energy service and therefore less consumption of the energy needed to provide it. Examples include turning off lights when leaving a room or walking short distances instead of driving. Where an energy service is wasted or of little value to the person or business benefiting from it, its conservation can bring real economic and social benefits. But the abandonment of energy services, which are crucial to economic activity or living standards, can constrain economic development and reduce social well-being.

According to current research, the energy consumption of the oil and gas industry in the world is approximately 10 percent of gross oil and gas production, or about 600 million tons of oil equivalent (Mtne) per year¹. About 90 percent of the primary energy used in this industry comes from oil and gas, as reserves are available locally and are generally the cheapest source of energy. Natural gas accounts for about half of the total. Some of the oil and gas directly used by industry is converted into electricity and heat, especially in refineries and other large enterprises. Overall, about 10% of the electricity and heat consumed by industry comes from the grid, although their relative importance varies considerably depending on the type of activity and the country.

The oil and gas industry has a strong financial incentive to save energy due to the large share of energy in the total operating costs of its facilities. The industry also seeks to behave socially responsibly, particularly with regard to the environmental impact of energy use, and has a strategic interest in extending the life of its large but limited resources. However, these investments are not always fully reflected in the trends in the energy intensity of oil and gas supplies, as measured by the amount of energy needed to supply a given amount of oil or gas to consumers.

Oil refining is the most energy-intensive link in the value chain, accounting for about half of all energy consumed by the oil and gas industry as a whole. Refined gas (a by-product of refining processes), fuel oil and natural gas are the main fuels used in

refineries. Several factors contribute to the higher energy intensity of oil refining, offsetting some of the efficiency gains through new investments. Stricter standards for petroleum products such as low-sulphur diesel, growing demand for lighter products and heavier oil shale are forcing refiners to increase recycling and conversion of heavy residues. Implementing carbon capture and storage in refineries, while helping to offset the increase in emissions, will also significantly increase energy consumption.

In the oil and gas industry, many companies have developed and implemented formal energy management systems that seek to incorporate efficiency gains and emission reductions into the day-to-day operations of every aspect of their business.

Improving energy efficiency has been a top priority for Petrobras, a Brazilian oil company with a controlling stake, since the first oil crisis in the early 1970s, when it first established the Energy Conservation Program. It includes energy use targets in each area of the company's activities in order to reduce energy consumption and/or fuel costs. This is achieved by raising awareness among employees of the importance of energy conservation, taking into account energy efficiency in the preparation of technical specifications for new projects, and analyzing and reporting on energy consumption levels. The program consists of a wide range of activities and projects, including:

- improvement of technological processes in oil refining processes;
- optimization of the distribution and use of steam and electricity generated locally;
- prevention of leaks and spills;
- installation of heat recovery boilers and air heating systems.

Although all projects should bring financial returns to the company, environmental aspects are always taken into account when choosing projects for implementation. Petrobras estimates that the program has saved the company about 13 million tonnes of oil equivalent in its 32 years of existence, which is 11% of all the energy consumed by the company during this period. Investments under the Program amount to 210 million US dollars (in 2005 dollars). Co2 emission savings are estimated at around 42 million tonnes, and the average amount of CO2 emissions per unit of

energy consumed has been reduced by about 20 per cent. Despite these achievements, Petrobras has identified significant potential for further energy savings. Several major projects are currently underway, including a number of measures to reduce associated gas flaring. The company also plans to install four turboexpanders at different refineries with a total capacity of 68 MW. Turboexpanders use the energy contained in the flue gases emitted by catalytic cracking plants, which are found in most Petrobras refineries, to generate electricity.

The integration of operations often makes a major contribution to improving efficiency. For example, cogeneration of electricity and steam using natural gas is almost twice as efficient as traditional methods of their separate production. The growing share of electricity and heat demand at production sites, refineries and petrochemical plants around the world is met by cogeneration plants, which leads to significant improvements in energy efficiency.

The growing energy intensity of oil and gas production in many parts of the world, as well as rising energy prices, give new impetus to the industry's efforts to improve the efficiency of various operations related to the production process, waste management and emission reduction. Recent initiatives, as mentioned earlier, have mainly focused on better integration of operations, including greater use of electricity and steam cogeneration. The introduction of more efficient pumps and compressors has also helped save energy. The most advanced high-efficiency motors, which are increasingly used in the mining industry, have an efficiency of 85 to 95 percent compared to 60 to 70 percent for many of the oldest engines that are still in use (IEA, 2006b). In addition, energy consumption associated with oil and gas exploration has decreased as a result of a significant increase in drilling success, mainly due to advances in seismic exploration and analysis, as well as drilling techniques.

The energy needs of main oil and gas pipelines and local gas networks have been significantly reduced in recent years, mainly due to the development of more efficient pumps and compressors, as well as high-pressure gas pipeline technology.

High-efficiency turbines used to compress natural gas can now achieve thermal efficiencies of up to 40 percent. A higher pressure allows you to increase the throughput

for a given diameter accordingly. Energy consumption per cubic meter of transported gas is 20-35% lower for a pipeline with a capacity of 15-30 billion cubic meters per year due to the need for fewer stations, higher capacity and reduced friction losses.

The fuel efficiency of oil tankers, which carry most of the crude oil and petroleum products sold internationally, has improved significantly over the years thanks to the replacement of steam boiler propulsion systems with more efficient and less polluting diesel engines. Gas carriers, which account for a growing share of the natural gas trade, are among the few large vessels still using steam boilers powered by gas, which must be "boiled" during the voyage to maintain the pressure and temperature inside the vessels with an accuracy of up to the limits of operation. But a number of aircraft carriers currently under construction are equipped with modified diesel engines, including dual-fuel systems that can run on both diesel and gas. Losses of oil, natural gas and petroleum products due to leaks and spills during transportation and storage have been significantly reduced through the introduction of a wide range of technologies, including advanced valves, vapor recovery units, double-hull tankers, and advanced underground storage tanks. at gas stations and advanced corrosion protection technologies. When spills do occur, a significant portion of them are now recovered and reused. For example, more than half of the crude oil produced by pipeline spills is currently extracted and reused.

Over the past decade or so, there have been significant improvements in fuel efficiency in liquefaction and regasification, mainly through the use of high-efficiency gas turbines in local cogeneration plants and compressors. Some of these advantages have been achieved through the development of larger turbines, which can now achieve an energy conversion efficiency of 60 percent when used in a combined cycle configuration (along with a steam turbine and a steam generator-heat recovery) and total thermal output. Efficiency up to 80 percent (with full use of thermal power). Optimized design parameters, increased reliability, closed cooling systems, the use of cold recovery and new heat exchanger designs also contribute to increased efficiency.

Policymakers, for their part, have a responsibility to create a stable and predictable policy framework that facilitates planning and investment in more efficient

energy use cases, as well as activating market factors to improve efficiency throughout the supply chain.

As major energy consumers, refineries have long recognized the importance of improving energy efficiency. The share of recycled crude oil and other raw materials carried out by refineries has increased dramatically in recent decades due to the need to refine heavier crude oil with a higher sulfur content and meet the growing demand for lighter and better oil.

However, the amount of energy used per barrel of output has actually declined due to large-scale investments in more energy-efficient processes, the introduction of efficient methods, and the reconfiguration of refining and related operations such as petrochemicals and power generation.

Improved integration of operations, including the increased use of heat and power cogeneration and the installation of heat recovery systems in process plants, have contributed greatly to these advances. Refiners have become much more systematic in analyzing the efficiency of their processes, improving maintenance practices, and conducting energy efficiency assessments or audits in the field. The refining industry has developed benchmarking tools to provide a solid basis for energy use and efficiency decisions.

Oil and gas companies will continue to invest heavily in the research and development of more efficient technologies; many companies are significantly increasing their efforts. Publicly funded research will remain vital, especially for promising technologies that are not yet ready for commercialization. Nevertheless, government budgets for oil and gas research are still well below the levels reached after the oil shocks of the 1970s, and in many cases have declined over the past decade. There is an urgent need for the public and private sectors to work together to develop more efficient oil and gas technologies.

The oil and gas industry is responsible for ensuring the efficient use and conservation of energy in its operations or "inside the fence". But it also has an interest – and in some cases a legal obligation – to promote the energy-efficient use of its products "behind the fence", especially since the potential for energy savings there is

much higher in absolute terms. For example, a 10 percent increase in the efficiency of oil use in transportation and other purposes would save half of all energy used by the oil and gas industry worldwide. The oil and gas industry is already helping end consumers of its products to save energy and will continue to do so. Another way in which the industry seeks to reduce energy needs is to improve the quality of its products, such as improved road fuel, which allows for increased mileage. Several European countries have implemented, or are planning to introduce, white certificate schemes involving commitments or voluntary commitments by producers, suppliers and distributors of oil, gas and electricity to take energy efficiency measures that ensure that their end users save a certain amount of energy. is equal to a predetermined percentage of their annual energy supply.

The UK was the first EU country to introduce such a scheme, combining its commitments to energy saving suppliers with the ability to trade these commitments and certificates. Italy launched the scheme in January 2005 and France a year later, and Denmark and the Netherlands are considering implementing it in the near future.

The oil and gas industry, as a participant in the energy debate, has played and will continue to play a role in promoting the rational use of energy throughout the supply chain. IPIECA, representing international oil and gas companies as well as national oil companies and numerous industry associations from around the world, strongly supports energy efficiency and energy conservation. IPIECA will continue to raise awareness and share best practices among its members in the identification and implementation of energy conservation projects in accordance with the IPIECA/API Voluntary Sustainability Reporting Guidelines.

1.3. Review of international experience in improving energy efficiency in the oil and gas industry

Within the framework of the study, we will consider the experience of foreign companies in the field of energy efficiency in the oil and gas industry. One important way to save energy in the oil and gas industry is to reduce the burning or discharge of natural gas produced along with crude oil. As a result, the volume of gas flared has decreased by 30 per cent since 2001.

In 2000, ExxonMobil launched the Global Energy Management System (GEMS), which was designed to improve energy efficiency in the company's refineries and chemical plants. The system uses a common methodology to identify opportunities, develop plans for their use and continuously improve productivity. GEMS is based on a three-step approach: the first stage is to increase baseline productivity through the optimal and efficient operation of existing facilities through the application of best practices; second, identify economic investment opportunities above the optimized base; and thirdly, to implement sound management systems to ensure the rigor and discipline necessary for continuous improvement. Since the launch of GEMS, the company has identified opportunities to improve energy efficiency by 15-20%. To date, more than half of these opportunities have been realized. In 2006 alone, ExxonMobil's energy cost reduction was about \$750 million, with CO₂ emissions reduced by about 8 million tons, equivalent to taking an estimated 1.5 million cars off the road in the United States. Much of this savings was generated through the company's refining and chemical operations. From 2000 to 2005, ExxonMobil's refineries and steam crackers approximately doubled their energy efficiency compared to the industry average in past periods. ExxonMobil is on track to meet its commitment to improve energy efficiency by 10 percent between 2002 and 2012 at all of its refineries in the U.S. through the API Climate Action Challenge.

In addition to GEMS initiatives, cogeneration is an important factor in improving energy efficiency at ExxonMobil facilities around the world. ExxonMobil is an industry leader in cogeneration, having invested more than \$1 billion in such projects in 2004-2005 alone. The company currently owns stakes in about 100 cogeneration

plants in more than 30 locations around the world, capable of providing about 4300 MW of electricity, which is enough to meet the needs of almost seven million households in Europe. ExxonMobil's current cogeneration capacity reduces global CO₂ emissions by more than 10.5 million metric tons per year. The company is constantly considering new investments in cogeneration. The projects currently under construction or under development in Kazakhstan, Belgium, China and Singapore have a total capacity of 875 MW, bringing the company's total cogeneration capacity to exceed 5,000 MW by 2010.

The Athabasca Oil Sands Project (AOSP) in Alberta, Canada, which began operations in 2003, consists of two main components:

- The Muskeg River mine, located north of Fort McMurray, Alberta. A mixture of heavy crude oil (bitumen) and sand is removed directly from under the surface by trucks and mechanical excavators, and then mixed with warm water and solvents to separate the oil from the sand. The mine currently produces 155,000 barrels per day.

- Scotford Upgrader (see photo), located next to the Shell Scotford refinery in Fort Saskatchewan. Bitumen is mixed with a diluent at the Maskeg River mine to reduce viscosity and allow it to be transported south via a 493-kilometer pipeline to the processing plant. After the separation of bitumen, the technology of adding hydrogen is used to process it into synthetic crude oil with a low sulfur content. The diluent is processed and returned back to the mine.

Total has developed a new diesel fuel that increases mileage while reducing engine noise and reducing toxic gas emissions. The fuel is sold at most filling stations in France and is widely available in a number of other countries, notably Belgium, Germany, the Netherlands, Portugal, the United Kingdom and Turkey. In late 2005, Total, in partnership with Bouygues Construction and water treatment company SAUR, launched a fuel testing project as part of a broader program aimed at reducing CO₂ and pollutant emissions, in part by changing driving styles. In the first phase of the project, in which 750 vehicles participating in fuel testing traveled 8 million kilometers in real driving conditions, the average fuel consumption per kilometer was reduced by 3.7 percent. In the second phase, which is still ongoing, drivers are urged

to change their behavior. The goal is to reduce fuel consumption by a further 1.3 percent, resulting in overall fuel savings of 5 percent and avoiding CO₂ emissions by around 12,500 tonnes.

The bitumen separation process was designed to remove clays and asphaltenes in order to achieve higher purity, which increased the efficiency of hydroconversion at the Scotford Upgrader. The retrofitting plant has been positioned and designed to ensure maximum integration with existing refineries and cogeneration plants. To minimize energy consumption, energy-saving cogeneration and hydroconversion technologies have been adopted, as well as combined integration of hydroconversion/hydrotreating processes to avoid pressure drop. In addition, hydrogen-rich waste is purchased at the nearby Dow Chemical plant to reduce the need for on-site hydrogen production.

As a result of these factors, AOSP currently produces petroleum products with CO₂ emissions 27% less than it would have been the case with the original project plan. Nevertheless, emissions are about 50% higher than with crude oil imports. AOSP is exploring ways to meet voluntary commitments to reduce greenhouse gas emissions from current levels by 50 percent by 2010, including through new projects to improve energy efficiency and capture the CO₂ generated by the quality improvement plant and re-inject it into oil fields to increase oil production or into salt aquifers. The remaining reductions will be achieved through domestic and international renewable energy and emission offsetting projects.

The Sture hydro-operated oil terminal on Norway's west coast receives oil through two pipeline systems: the Oseberg Transport System, which began operating in 1989. It includes a 115 km pipeline through which oil and condensate are delivered from the offshore fields of Oseberg, Brahe and Weslefrikk. Oil contains some associated gas, which is separated. Naphtha and liquefied petroleum gases contained in the oil are also disposed of at the refinery before the oil is shipped from the terminal. In 2006, about 26 million cubic meters of crude oil and gas liquid were shipped from the terminal.

- Grane transportation system, a 212-kilometer pipeline through which crude oil comes from the Granet field. The system was put into operation in 2005. Crude oil is heavy and needs to be heated to facilitate loading operations in Sture. The heat requirement is 9 MW. The treatment of Oseberg oil involves heating it to about 100°C. The heat exchanger was built in 2006 to transfer excess heat from Oseberg crude oil after processing cold and heavy Grane oil. The heat exchange process saves about 8,000 tonnes of energy annually, reducing CO2 emissions by about 25,000 tons.

Refiners in several countries have made voluntary commitments to improve energy efficiency and reduce emissions. In the United States, for example, member refineries of the American Petroleum Institute (API) have pledged to reduce their greenhouse gas emissions by using less energy through the Institute's voluntary climate change programme. They set a goal to improve energy efficiency by at least 10 percent between 2002 and 2012. These improvements are tracked using the Solomon Energy Intensity Index, which compares the overall energy efficiency of a given facility with the industry standard for each type of processing plant at the plant and the type of crude oil being processed. Refiners from the National Association of Petrochemicals and Refiners (NPRA) recently joined the API's efforts. The first progress report on this goal shows that API and NPRA members improved their overall energy efficiency by about 2 percent in the two years to 2004. The energy saved during this period is enough to meet the total energy needs by more than half.