

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА АНТИПОМПАЖНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ЗАПОЛЯРНОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)</b>

УДК 622.279.51-047.64(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Захаров Кирилл Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>P1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>P2</b>	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>P3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>P4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>P5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>P6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>P7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>P8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>P9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>P10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Захарову Кириллу Сергеевичу

Тема работы:

Технологические особенности процесса антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ нагрузок на конструкцию центробежного компрессора. Природа и причины возникновения помпажа в технологических процессах нефтегазодобычи. Влияние явления помпажа на работу центробежного компрессора. Сущность антипомпажного регулирования. Комплексная модель Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Прогнозирование режимов работы дожимных компрессорных станций. Расчёт антипомпажного и цехового регулирования работы оборудования. Описание регулирующего антипомпажного клапана.

	Конструкция регулирующего антипомпажного клапана. Система управления регулирующим антипомпажным клапаном.
--	---

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ явления помпажа в технологических процессах при нефтегазодобыче	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ применения антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Модернизация процесса антипомпажной защиты компрессорных станций	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

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

Анализ явления помпажа в технологических процессах при нефтегазодобыче.

Анализ применения антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.

Модернизация процесса антипомпажной защиты компрессорных станций

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
--	------------

### Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Захаров Кирилл Сергеевич		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2020	Анализ явления помпажа в технологических процессах при нефтегазодобыче.	25
15.04.2020	Анализ применения антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.	25
30.04.2020	Модернизация процесса антипомпажной защиты компрессорных станций	30
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
29.05.2020	Социальная ответственность.	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		29.02.2020

##### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

## Обозначения, определения и сокращения

**ЦК** – центробежный компрессор;

**РК** – рабочие колеса;

**АПК** – антипомпажный клапан;

**КПД** – коэффициент полезного действия;

**ЛГП** – линия границы помпажа;

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;

**УКПГ** – установка комплексной подготовки газа;

**ЗНГКМ** – Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**КС** – компрессорная станция;

**АВО** – аппарат воздушного охлаждения;

**ДКС** – дожимная компрессорная станция;

**ГДХ** – газодинамическая характеристика;

**ГП** – газовый промысел;

**ГПА** – газоперекачивающий агрегат;

**КС** – компрессорная станция;

**КЦ** – компрессорный цех;

**МПК** – межпромысловый коллектор;

**ПДГТМ** – постоянно действующая геолого-технологическая модель;

**СПЧ** – сменная проточная часть;

**ЦБК** – центробежный компрессор;

**СТП** – стандарт предприятия;

**ЧС** – чрезвычайные ситуации;

**ЦДКС** – центральная дожимная компрессорная станция;

**ЦБН** – центробежный нагнетатель.

**Помпаж** – нестабильная работа компрессорной техники, вследствие чего возникают резкие скачки в давлении и колебания в объемах подачи рабочей среды — газовой или воздушной смеси;

**Трим** – составляющая часть антипомпажного регулирующего клапана (седло, сепаратор, поршень). Внутри трима движется поршень;

**Обезразмеривание газодинамической характеристики** – построение графической зависимости - безразмерной характеристики нагнетателя для определения внешних характеристик нагнетателя при различных условиях его работы;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 страниц, в том числе 38 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: помпаж, антипомпажное регулирование, центробежный компрессор, регулирующий клапан, дожимная компрессорная станция.

Объектом исследования является явление помпажа, возникающее при эксплуатации центробежных компрессоров, а также методы и способы его регулирования.

Цель исследования – анализ технологических особенностей процесса антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования произведен анализ нагрузок, действующих на центробежный компрессор. Определены причины возникновения явления помпажа и проанализировано его влияние на работу оборудования. Представлена сущность антипомпажного регулирования. Выполнено прогнозирование режимов работы ДКС, описана математическая модель расчетов показателей эффективности работы ЦК. Произведен расчет антипомпажного регулирования работы оборудования при различных вариантах объёмов газа.

В результате исследования предложен оптимальный способ антипомпажного регулирования, позволяющий увеличить эффективность и безопасность работы центробежных компрессоров на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.

Область применения: газоперекачивающие агрегаты дожимных компрессорных станций Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 АНАЛИЗ ЯВЛЕНИЯ ПОМПАЖА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ .....	12
1.1. Анализ нагрузок на конструкцию центробежного компрессора.....	12
1.2. Природа и причины возникновения помпажа в технологических процессах нефтегазодобычи .....	15
1.3. Влияние явления помпажа на работу компрессора .....	24
1.4. Сущность антипомпажного регулирования .....	28
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ АНТИПОМПАЖНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ЗАПОЛЯРНОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	33
2.1. Комплексная модель Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения .....	33
2.2. Прогнозирование режимов работы дожимных компрессорных станций ..	38
2.2.1. Математическая модель расчётов показателей работы дожимной компрессорной станции.....	38
2.2.2. Выбор схем оснащения дожимных компрессорных станций .....	45
2.3. Расчёт антипомпажного и цехового регулирования работы оборудования.....	55
2.3.1. Расчёт режимов работы дожимной компрессорной станции в одну ступень сжатия.....	55
2.3.2. Расчёт режимов работы дожимной компрессорной станции с учётом дополнительных объёмов газа .....	63
2.3.3. Расчёт оптимизационного варианта режимов дожимной компрессорной станции .....	72
2.3.4. Расчёт режимов работы дожимной компрессорной станции при пиковых нагрузках .....	74
2.3.5. Анализ результатов расчёта режимов работы дожимной компрессорной станции .....	79

3	МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА АНТИПОМПАЖНОЙ ЗАЩИТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ.....	82
3.1.	Описание регулирующего антипомпажного клапана.....	82
3.2.	Конструкция регулирующего антипомпажного клапана.....	85
3.3.	Система управления регулирующим антипомпажным клапаном.....	89
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	95
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	101
5.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	102
5.2.	Производственная безопасность.....	103
5.3.	Экологическая безопасность .....	108
5.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	110
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	116
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	117

## **ВВЕДЕНИЕ**

Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших нефтегазоносных месторождений. Начальные геологические запасы газа составляют 186 миллиардов кубометров. При таких больших объёмах перекачиваемой среды должна обеспечиваться надежная работа компрессорных станций, путём предоставления газодинамической устойчивости центробежных компрессоров. Вследствие потери по различным причинам этой газодинамической устойчивости в нагнетателе возникает режим помпажа, который характеризуется сильными колебаниями расхода и давления газа, что часто приводит к аварийным остановкам с крупными поломками элементов компрессора. Чтобы не допустить возникновения такого режима и обеспечить надежную работу центробежных нагнетателей газоперекачивающих агрегатов, необходимо выявить эффективный способ регулирования подачи газа и устранение нежелательных пульсаций при работе систем.

Актуальность данной работы: анализ существующих методов регулирования центробежных компрессоров и поиск оптимального способа антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.

Целью данной бакалаврской работы является анализ технологических особенностей процесса антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО).

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Провести обзор и анализ действующих нагрузок на центробежный компрессор и выявить природу возникновения помпажа;
2. Определить влияние явления помпажа на работу оборудования и сущность его регулирования;
3. Выполнить расчёт антипомпажного регулирования работы оборудования;
4. Подобрать регулирующее устройство для достижения антипомпажного регулирования центробежного компрессора;
5. Проанализировать эффективность выбранного способа регулирования.

# **1 АНАЛИЗ ЯВЛЕНИЯ ПОМПАЖА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ**

## **1.1. Анализ нагрузок на конструкцию центробежного компрессора**

Во время эксплуатации центробежного компрессора наблюдается неустойчивый режим работы. Вследствие этого вся конструкция испытывают различные нагрузки: аэродинамические, динамические и тепловые нагрузки по всему тракту. Каждая из этих нагрузок отрицательно влияет на работу компрессора, а при повторяющемся воздействии неминуемо приводит к разрушению элементов компрессора.

Действие этих нагрузок может привести к резкому снижению производительности агрегата, чрезмерному нагреву, повышенному уровню шума, обратному пробросу газов высокого давления, приводящему к сильному удару, и появлению вибраций, что влечет за собой разрушение лопаток рабочего колеса. Их предотвращение позволит обеспечить эффективную и безотказную работу центробежного компрессора [1].

### *Аэродинамические нагрузки*

Опыт эксплуатации центробежного компрессора (ЦК) при высоких окружных скоростях вращения и давлениях рабочей среды выявил необходимость исследования нестационарных процессов в связи с усталостными поломками рабочих колес (РК), возникающих из-за наличия значительных переменных аэродинамических нагрузок. Среди известных нестационарных явлений в ЦК наиболее значительное отрицательное влияние на усталостную прочность колеса оказывает неравномерность распределения параметров потока по окружной координате около дисков колеса, связанная со сложной структурой потока на выходе из РК. При вращении ротора окружная неравномерность параметров потока, стационарная по отношению к корпусу, преобразуется в нестационарное поле давлений и скоростей по отношению к вращающемуся РК. Важно отметить, что этот вид нестационарности существует на всех режимах работы ЦК, допускаемых при эксплуатации. Кроме того, имеется возможность возникновения резонансного режима при совпадении частоты

аэродинамической нагрузки с одной из собственных частот колебания какого-либо элемента РК, приводящего к опасным динамическим напряжениям и усталостным разрушениям [2].

#### *Динамические нагрузки*

Другой вид неустойчивой работы компрессора возникает при механических колебаниях ротора, приводящих к вибрации всей машины. В практике отладки компрессоры допускают некоторую минимальную амплитуду колебаний ротора, определяемую по вибрографу, установленному на крышках подшипников. Наблюдались, однако, случаи, когда после отладки и пуска машины через некоторое время на вкладышах подшипников появлялись блестящие пятна, свидетельствующие о частичном разрушении масляной пленки и неустойчивого положения ротора. Со временем это приводило к заметной вибрации машины, требовавшей ремонта и новой отладки.

Колебания ротора вызываются различными причинами: его неуравновешенностью; неудовлетворительной центровкой валов; износом сцепных муфт; помпажем, вызывающим разрушение смазочного слоя в не налаженных или изношенных подшипниках и т.д.

Для распознавания причин повышенной вибрации измеряют амплитуду и, главное, частоту колебаний. При этом у компрессора с очень легкими роторами и относительно массивными подшипниковыми опорами необходимо измерять колебания ротора относительно корпуса. У компрессоров с относительно тяжёлыми роторами можно измерять только колебания подшипниковых опор.

Неуравновешенные роторы совершают вынужденные колебания с частотой, равной частоте вращения (числу оборотов в секунду). При плохих муфтах и недостаточно хорошей центровке наблюдаются колебания как с той же частотой, так и вдвое большей. Нередко корпус компрессора колеблется с частотой, равной частоте вращения ротора электродвигателя. Эти колебания возникают из-за неполадок в работе ротора.

Самые опасные, самовозбуждающийся колебания (автоколебания) вызываются смазочным слоем подшипников. Частота этих колебаний равна или меньше половины частоты вращения ротора. В гибких валах частота их колебаний иногда близка к собственной частоте колебаний ротора. Подобные автоколебания возникают также и при помпаже. Автоколебания могут самопроизвольно при самых незаметных изменениях режима работы исчезать совсем или появляться и возрасти до совершенно недопустимой величины. При этом могут иметь место даже повреждения уплотнений и подшипников. Наиболее часто автоколебания наблюдаются у компрессоров с лёгкими роторами, у которых рабочее число оборотов более чем в 1,7 раза выше критического.

Помимо вибраций ротора, наблюдаются также вибрации и других элементов машины и коммуникаций, которые иногда приводят к вынужденной остановке. Так, вследствие вибрации трубок часто выходят из строя трубные батареи газоохладителей. Трубки рвутся у трубных решеток или перетираются поперечной перегородкой. Это явление можно устранить приданием надлежащей жесткости отдельным трубам или батарее в целом [3, с. 360].

#### *Тепловые нагрузки*

При сжатии газ нагревается, а при помпаже этот нагретый газ перетекает в место всасывания компрессора и нагревается снова. А потом еще раз. В итоге высокая температура газа в лучшем случае вызывает аварийную остановку, а в худшем – повреждения температурного характера.

При эксплуатации центробежных компрессоров наиболее частыми неисправностями, по причине воздействия тепловых нагрузок являются: повышение температуры масла в подшипниках; повышение температуры сжатого газа на входе или на выходе какой-либо секции рабочих колес.

Температура масла в подшипниках может повыситься из-за ухудшения смазывающих свойств масла вследствие наличия в нем воды или загрязнения, а также из-за неисправности в маслоохладителях или недостаточной подачи его к точкам смазки, т.е. уменьшилось количество смазки, подаваемой в подшипник.

Причиной может послужить засорение маслопровода к данному подшипнику. Следует прочистить и промыть маслопровод. Особое внимание обратить на дроссельную шайбу. При недостатке смазки, подаваемой в подшипник, центробежные компрессоры могут быть подвержены чрезмерному их нагреву.

При повышении температуры сжатого газа необходимо снизить её путём увеличения количества воды, поступающий в промежуточный холодильник. Дополнительным признаком повышения температуры газа на выходе у одной из секций компрессора может являться повышенная температура на входе в эту же секцию. Причина неисправности – засорен газоохладитель перед секцией. Необходимо промыть газоохладитель и очистить охлаждающие поверхности от осадков. Если же температура газа на входе в эту секцию нормальна, то причиной повышения температуры на выходе будет являться нарушение лабиринтовых уплотнений внутри секции или нарушение герметичности диафрагм в месте разъема. Требуется при очередной ревизии проверить состояние лабиринтовых уплотнений, зазоры в них и герметичность диафрагмы в местах разъема [4].

В случаях, когда температура газа после одной из секций значительно ниже нормальной и в газоохладителе после этой секции обильно выделяется конденсат, то причина этому в потере герметичности газоохладителя перед секцией, и вода проникает в поток. Следует проверить газоохладитель на герметичности и устранить течь.

## **1.2. Природа и причины возникновения помпажа в технологических процессах нефтегазодобычи**

В центробежном компрессоре (ЦК), кроме основных рабочих режимов, наблюдаются также недопустимые режимы работы. Эти режимы характеризуются значительной нестационарностью течения газа в элементах компрессоров, возрастанием усилий на эти элементы и часто приводит к поломкам компрессора.

Наиболее сложным является выяснить механизмы возникновения нестационарных процессов срыва, вращающегося срыва и помпажа. Это связано

с тем, что в некоторых случаях помпажу предшествует вращающийся срыв, а в некоторых случаях помпаж наступает сразу без заметного появления вращающегося срыва. В режиме вращающегося срыва, а иногда и в режиме помпажа компрессор может работать достаточно длительное время. Последствия работы компрессора в этом режиме связано с энергией колебательного процесса, которая в свою очередь зависит от мощности компрессора и емкости сети.

В настоящее время возникновение срыва, вращающегося срыва, как в осевых, так и в центробежных компрессорах связывают появлением угла атаки на входе в решетку (рисунок 1). Считается, что при достижении критического угла атаки, равного  $20...25^\circ$  для рабочих колес радиального типа и  $8...11^\circ$  для осерадиального типа появляется срыв потока [5].

Угол атаки является одним из важнейших факторов, влияющих на возникновение помпажа. Угол атаки – это угол между направлением скорости набегающего на тело потока и характерным продольным направлением, выбранным на теле. В данном случае характерным направлением является касательная к средней линии в передней точке профиля лопатки рабочего колеса компрессора.

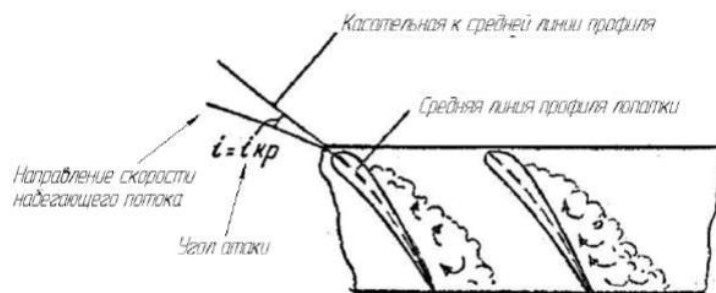


Рисунок 1 – Графическое представление угла атаки

В результате срыва происходит турбулизация потока воздуха, другими словами появляется вихревая зона (зона образования множества вихрей, вследствие сложного движения газа), которая заполняет большой объем межлопаточного канала, прилегающего к всасывающей стороне лопасти. Эта зона является низкоэнергетической, через нее газ из области высокого давления



(нагнетания) устремляется с высокой скоростью в область низкого давления (всасывания), навстречу основному потоку. Обратный проброс происходит с высокой скоростью, при этом давление в нагнетательном тракте понижается, а во всасывающем увеличивается и обратный проброс приостанавливается до очередного перепада давлений, при котором все повторяется. Как следствие, при помпаже возникает повышенная вибрация корпуса, что является абсолютно недопустимым, происходят хлопки и пульсации давления в нагнетательном патрубке [1].

Возникшие срывные зоны, за редким исключением, не остаются связанными с одними и теми же лопатками колеса или аппарата, а равномерно перемещаются в окружном направлении. Такое явление получило название *вращающегося срыва*.

В определенных условиях может наблюдаться другой режим работы компрессора, отличающийся от вращающегося срыва наличием сильных низкочастотных колебаний давления и расхода воздуха во всем газовом тракте, в котором работает компрессор [5].

Такой режим работы компрессора называется помпаж.

Помпажем принято называть нестабильную работу компрессорной техники, вследствие чего возникают резкие скачки в давлении и колебания в объемах подачи рабочей среды — газовой или воздушной смеси. Помпаж компрессора относится к крайне негативным факторам, способным повлечь нарушения в технологических циклах, а также вызвать разрушение и самих компрессоров [6].

Помпаж в разных условиях проявляется с различной интенсивностью. От едва заметных изменений подачи, производительности и мощности до значительных резких изменений, опасных для нагнетательной установки, трубопроводной системы и контактирующих с ними установок и агрегатов [7].

Предпосылками для возникновения помпажа является высокая разница давлений на всасывающем и нагнетательном трубопроводах. При запуске компрессора давление в области нагнетания лавинообразно нарастает, в то время

как во всасывающей камере — резко падает. В определенный момент может возникнуть ситуация, при которой сила сопротивления рабочей смеси будет превышать усилие, развиваемое компрессором, в результате чего газо- или воздуходувки будут буквально «работать на износ», не справляясь с разницей давлений [6].

Помпажу подвержены компрессоры кинетического сжатия (осевые и центробежные). Помпаж компрессора — явление циклическое: спад сменяется нарастанием. Преодолев так называемую «точку помпажа», компрессор вновь наращивает давление. Цикл повторяется до тех пор, пока силы нагнетания не преобладают сопротивлению. Как только это произойдет, помпаж турбокомпрессора или воздуходувки прекратится.

Процесс помпажа турбокомпрессоров и компрессоров характеризуется пульсирующим режимом, в ходе которого давление, достигнув критической величины, резко падает до равного в области всасывания. Нередко помпаж компрессора сопровождается обратным ходом рабочей смеси (так называемый «проброс»). Это означает, что при помпажном режиме резко ухудшается газодинамика проточной части компрессора, в результате чего он не сможет создавать требуемый напор, но при этом, давление за ним на некоторое время останется высоким. В результате может произойти обратный проброс газа. Давление за компрессором уменьшится, он снова будет развивать напор, но при отсутствии расхода напор резко упадет, и ситуация повторится.

При помпаже обычные многоступенчатые и одноступенчатые турбокомпрессоры начинают сильно вибрировать и нагреваться, возникают посторонние шумы, вызванные нештатной работой механизмов. В этот момент электродвигатель и узлы привода испытывают повышенную нагрузку, что, опять же, приводит к резкому повышению температуры. Всё это увеличивает износ оборудования, а нередко — и становится причиной выхода из строя компрессорной техники, запорной арматуры и трубопроводов [8].

На рисунке 2 приведены типичные осциллограммы процесса потери устойчивости равномерной работы компрессора и перехода его на новые – нестационарные колебательные режимы работы.

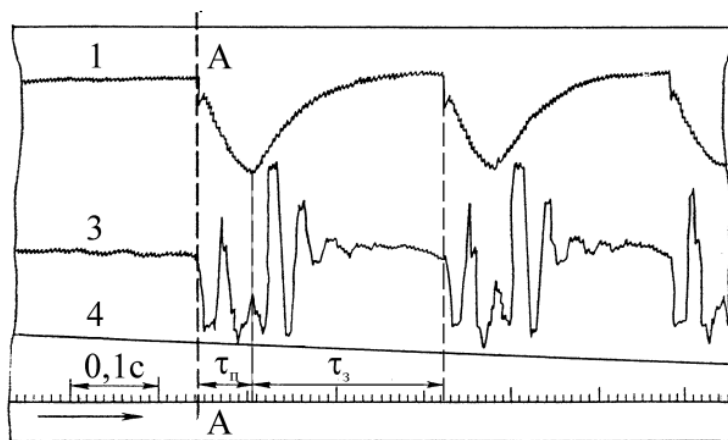


Рисунок 2 – Осциллограмма помпажа многоступенчатого осевого компрессора

Здесь линия 1 показывает давление газа за компрессором  $p_k$ , линия 3 – перепад давлений в мерном входном коллекторе, служащем для измерения расхода газа –  $\Delta p_{вх}$ . Линия 4 на осциллограмме показывает изменение проходного сечения дросселя, установленного за компрессором.

Как видно из осциллограммы (рисунок 2), при уменьшении проходного сечения дросселя до момента, отмеченного линией А-А, давление  $p_k$  и перепад  $\Delta p_{вх}$  модулированы высокочастотными колебаниями малой амплитуды. По мере уменьшения площади дросселя, следовательно, и расхода газа в момент А возникает срыв потока. При этом давление  $p_k$  и перепад давлений  $\Delta p_{вх}$ , определяющий расход воздуха, резко падают. Первоначально резкое падение давления и расхода происходит аналогично срыву. Однако по истечении некоторого времени, в компрессоре восстанавливаются близкие к исходным значения давлений и расход газа. Этот процесс является периодическим, имеет большую амплитуду и низкую частоту, которая определяется не только компрессором, но и присоединенными к нему трубопроводами, емкостями. Периодические газодинамические процессы с большой амплитудой, возникшие в этой системе, создают значительные переменные нагрузки на элементы

компрессора и сети. Они могут привести к нарушению нормальной работы, как компрессора, так и сети.

Заметим, что форма колебаний, как при вращающемся срыве, так и при помпаже, носит релаксационный характер. Общеизвестно, что механизм возбуждения релаксационных колебаний отличается от механизма возбуждения синусоидальных колебаний. При рассмотрении механизма релаксационных колебаний в них можно выделить два основных элемента – системы, в которых происходят апериодические процессы (опорожнение и заполнение газопроводов, емкостей, установление и исчезновение течения газа), и механизм, который обеспечивает периодическое повторение этих апериодических процессов. Центробежный компрессор в этом случае является тем механизмом, который вызывает периодическое повторение апериодического процесса опорожнения и заполнения газопровода – емкости. Период релаксационного колебания определяется главным образом длительностью апериодического процесса, т.е. временем заполнения и опорожнения газопроводов. Характерным для релаксационных колебаний является также наличие резких, скачкообразных изменений скорости, в частности обратного прорыва газа на вход компрессора. Поэтому сама форма релаксационных колебаний имеет пилообразный характер и описывается кусочно-ломанными линиями. Таким образом, период помпажа можно разделить на две стадии: релаксации (опорожнения) и восстановления (заполнения).

Период помпажных колебаний  $T$  (рисунок 2) складывается из:

$$T = \tau_{\pi} + \tau_3, \quad (1)$$

где  $T$  – период помпажных колебаний;

$\tau_{\pi}$  – время обратного прорыва газа;

$\tau_3$  – время заполнения емкости  $V_p$ .

Частота помпажа является обратной величиной периода колебаний, т.е.:

$$f = 1/T, \quad (2)$$

где  $f$  – частота помпажа;

$T$  – период помпажных колебаний.

Поведение центробежного компрессора в колебательном процессе определяется его характеристикой (рисунок 3).

На рисунке 3 представлены термогазодинамические характеристики ЦК.

Совместно с характеристикой ЦК рассмотрим также сценарий развития качественного поведения потока газа в радиальном сечении колеса.

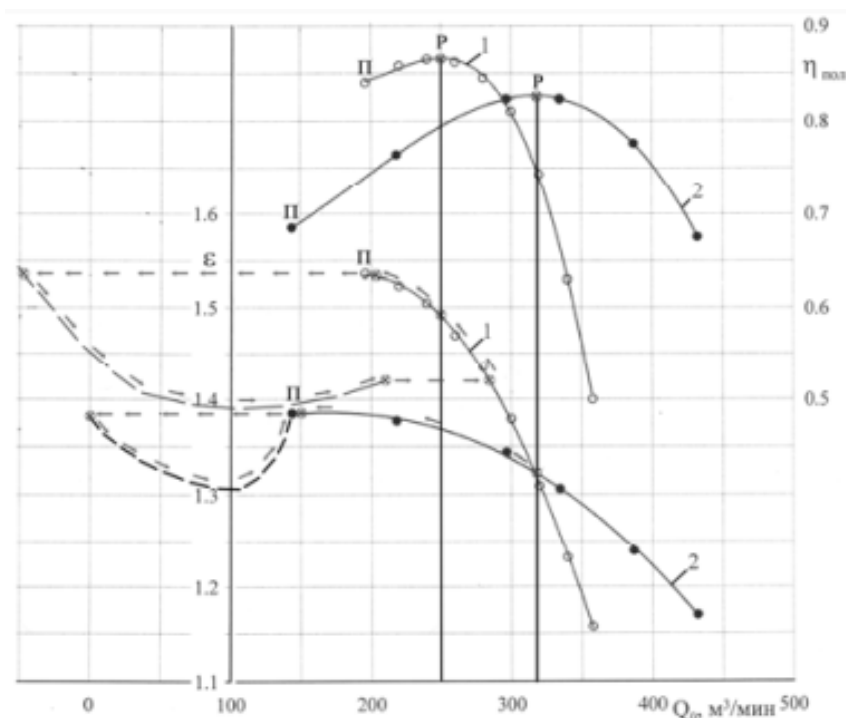


Рисунок 3 – Характеристики центробежных компрессоров: 1 – ЦБН 235-21-1; 2 – ЦБН 235СПЧ 1,32/76; П – точка помпажа; Р – расчетная точка; частота вращения 5000 об/мин; начальная температура 288 К; конечное давление 7,45 МПа; показатель адиабаты 1,311; газовая постоянная 452,6 Дж/кгК

Развитие режимов, треугольников скоростей и схема течения (структура потока) в каналах колеса представлены в таблице 1.

В расчетном режиме (строка 1 таблица 1) структура газового потока является однородной, угол потока равен углу установки лопаток колеса, следовательно, угол атаки равен нулю.

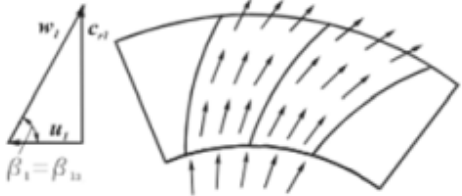
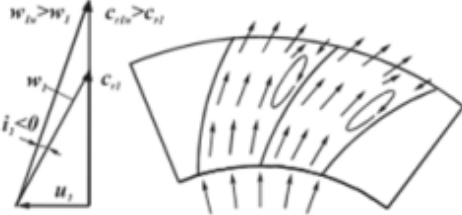
Если производительность компрессора выше расчётной (строка 2 таблица 1), то угол атаки отрицателен и структура потока нарушается, т.е. при некоторых его значениях ближе к выходной кромке рабочей стороны лопатки возникает обратное течение, т.е. образуется вихрь. Основной поток 1 оттесняется вихрем 2.

При этом живое сечение 3 транзитного потока вблизи вихря уменьшается. В связи с увеличением производительности и уменьшением живого сечения скорость потока резко возрастает. Скорость потока в наиболее узком сечении может достигать скорости звука, при котором происходит запирание колеса.

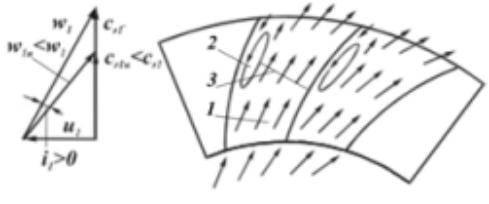
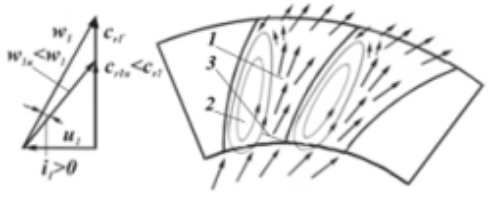
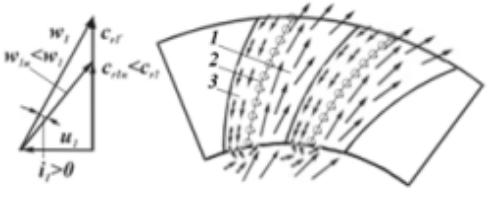
Если производительность компрессора ниже расчётной (строка 3 таблица 1), то угол атаки положителен и при некоторых его значениях ближе к выходной кромке нерабочей стороны лопатки возникает обратное течение и образуется вихрь. Основной поток 1 оттесняется вихрем 2. При этом живое сечение 3 транзитного потока вблизи вихря уменьшается. Снижение производительности ЦК способствует уменьшению скорости потока, а уменьшение живого сечения 3 наоборот приводит к возрастанию скорости. Реальное значение скорости будет определяться взаимовлиянием этих факторов.

При дальнейшем уменьшении производительности компрессора минимальное расстояние 3 от вихря до рабочей стороны лопатки приближается к её входной кромке. Когда вихрь достигает входной кромке лопатки (строка 4 таблица 1) теряет свою устойчивость. При этом он либо выбрасывается во входную горловину колеса периодически порциями, либо разрушается и образует с тыльной стороны лопатки «туннель» для обратного потока газа.

Таблица 1 – развитие режимов, треугольников скоростей и схема течения (структура потока) в каналах колеса

Режим работы ЦК (см. рисунок 3)	Треугольник скоростей на входе и схема течения в канале рабочего колеса ЦК
Производительность ЦК равен расчетному значению. Точка Р на характеристике	
Производительность ЦК выше расчетного значения, правее точки Р на характеристике	

Продолжение таблицы 1

<p>Производительность ЦК ниже расчетного значения, левее точки Р на характеристике</p>	
<p>Производительность ЦК равно помпажному значению, точка П на характеристике</p>	
<p>Производительность ЦК ниже помпажного значения, левее точки П на характеристике</p>	

Очевидно, при периодических выбросах наступает помпажный режим работы компрессора, а при наличии обратного потока через «туннель» происходит отрывное течение с характерным гудением, так как на линии контакта 2 (строка 5 таблица 1) прямого и обратного потоков происходит сильное завихрение газового потока. Интенсивность обратного потока можно оценить коэффициентом возврата:

$$K_B = V_o / V_{\pi}, \quad (3)$$

где  $K_B$  – коэффициент возврата;

$V_o$  – объемный расход обратного потока;

$V_{\pi}$  – объемный расход прямого потока.

Тогда производительность компрессора определяется выражением:

$$V = V_{\pi} - V_o = V_{\pi} (1 - K_B), \quad (4)$$

где  $V$  – производительность компрессора.

В расчетном режиме  $K_B = 0$  и  $V = V_{\pi}$ , а при нулевой производительности компрессора  $K_B = 1$ ,  $V = 0$ .

Наступление помпажного или туннельного течения, по-видимому, определяется геометрическими (количеством лопаток, углами установки их на входе, выходе и т.д.) и режимными параметрами. Эти же параметры будут существенно влиять на термогазодинамическую характеристику компрессора.

Из рассмотренного выше сценария видно, что треугольник скоростей зависит не только от производительности ЦК, но и от окружной (угловой) скорости колеса. Поэтому режим срыва или помпажа может наступить даже при постоянной производительности ЦК, но изменении частоты вращения рабочего колеса. Однако в большинстве исследований помпажа в ЦК частота вращения колеса (ротора) принимается постоянной, т.е. уравнение вращательного движения ротора не рассматривается [5].

Таким образом, помпаж центробежного компрессора – различные нестационарные явления, возникающие в результате потери устойчивости течения в компрессоре. Характеризуется резкими колебаниями напора и расхода перекачиваемой среды.

### **1.3. Влияние явления помпажа на работу центробежного компрессора**

Теперь следует рассмотреть, что происходит с самим компрессором, в результате влияния помпажа на его работу. Помпаж сопровождается несколькими явлениями, делающими работу компрессора неэффективной и опасной:

Компрессор спроектирован так, чтобы перекачивать газ в определенном направлении. Это означает, что механическая конструкция предусматривает, что давление с одной стороны вала будет больше, чем с другой. Что, в свою очередь, предполагает, что направление силы, действующей на вал, будет всегда направлено к всосу. Размер этой силы может меняться, но направление не должно. Если же поток разворачивается, направление вектора этой силы тоже разворачивается. Это может вызвать движение вала в осевом направлении и повредить подшипники и уплотнения.



Когда происходит срыв потока, то он не начинается на всех лопатках одновременно. Он развивается на одной, а потом заполняет вихрями большинство лопаток. Те лопатки, расход на которых уже отсутствует, соседствуют с теми, где он еще есть. Это вызывает дисбаланс сил, действующих на вал, так что он начинает трястись и раскачиваться в разных направлениях [9]. Резкие колебания расхода и давления приводят к вибрациям ротора, что повышает нагрузку на подшипники и лабиринтные уплотнения вплоть до возможности их разрушения.

На газотурбинных агрегатах помпаж приводит к быстрому росту частоты вращения. Сначала происходит существенное повышение нагрузки на приводной двигатель (за счёт повышения степени сжатия), а затем срыв нагрузки (при падении расхода) и резкая разгрузка привода. Мощность, развиваемая приводом, должна быть передана газу. Если поток газа отсутствует, привод внезапно разгружается. Мгновенная разгрузка газовой турбины может вызвать раскрутку вала привода и аварийную остановку по сверхоборотам (рост скорости около 1000 (об/мин)/с).

Нерасчётный режим обтекания лопаток нагнетателя приводит к переходу большего количества энергии в тепло и перегреву газа. Газ греется при сжатии, так что при помпаже он успевает пройти несколько циклов нагрева и привести к останову по превышению температуры [10].

Также помпаж является причиной неустойчивости в работе компрессора, вследствие действия на него нагрузок, возникающих при сильной пульсации потока газа или при значительных колебаниях ротора.

Необходимым и достаточным условием для аэродинамической устойчивости является работа компрессора на ниспадающем участке характеристики  $Q-p_k$ , т.е. в области, расположенной правее точки максимального давления (критической точки). При уменьшении расхода сжатого газа ниже критического значения возникает помпаж, который сопровождается обычно довольно сильными сотрясениями машины и её коммуникаций и может привести к повреждениям и аварии компрессора [3, с. 360].

Т.е. изменение характеристики при снижении расхода газа может привести к возникновению неустойчивого режим работы центробежного компрессора (помпажа).

Явление помпажа, возникающие при работе центробежного компрессора на неустойчивой части характеристики (рисунок 4), где снижение производительности сопровождается понижением давления, можно объяснить следующим образом. Предположим, что в какой-либо момент времени режим работы установки определялся рабочей точкой 1, расположенной на устойчивой части характеристики (расход  $Q_1$ ). Затем расход уменьшился до величины  $Q_2$ . Точка 2, соответствующая этому расходу, лежит на неустойчивости характеристики (левее критической точки К). Во время снижения расхода давление газа компрессора повышается, и рабочая точка перемещается по характеристике влево от точки 1.

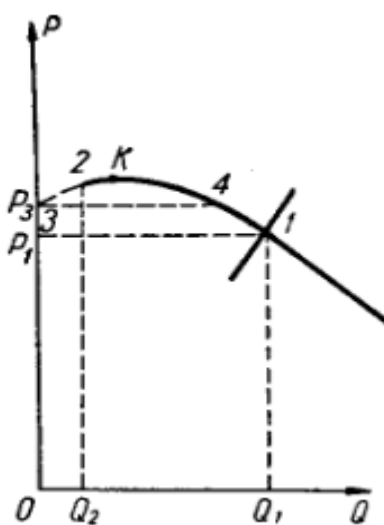


Рисунок 4 – Диаграмма к пояснению явления помпажа

Давление у компрессора достигает максимума, когда рабочая точка совпадает с критической. В этом случае производительность компрессора больше расхода  $Q_2$ , следовательно, давление в сети должно расти. Однако при дальнейшем снижении производительности давление, создаваемое компрессором, становится меньше, чем давление в сети. В результате воздушный поток устремляется из сети через компрессор в атмосферу. Обычно в нагнетательном газопроводе за компрессором устанавливают обратный

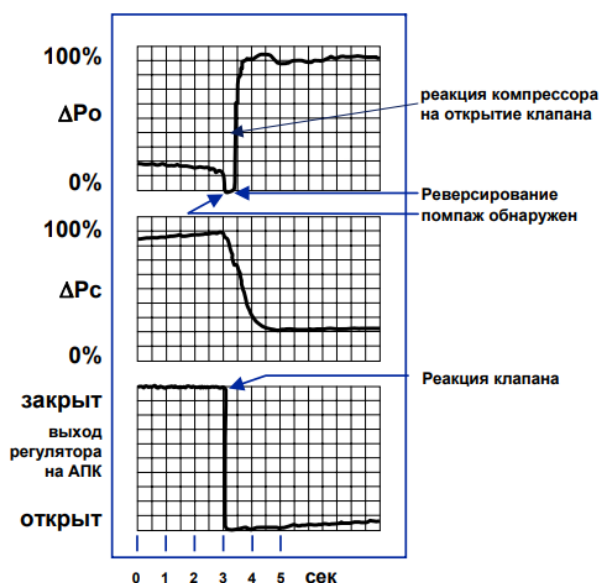
клапан, который в этом случае закрывается. Подача газа компрессором прекращается, и рабочий режим его определяется точкой 3.

Потребление газа из сети продолжается, и давление в ней падает. Когда давление в сети становится меньше, чем давление, создаваемое компрессором в точке 3, обратный клапан открывается, и режим работы перемещается в точку 4. В этом режиме производительность компрессора больше потребления сети, поэтому описанный процесс повторяется.

Помпаж сопровождается сильной вибрацией всей установки, резкими колебаниями нагрузки приводного двигателя и резкими «хлопками», усиливается шум. Работа центробежного компрессора в режиме помпажа приводит к значительным перегрузкам отдельных элементов и поэтому недопустима. При помпаже резко возрастает вероятность аварии [4, с. 161-162].

Как уже было отмечено выше, помпаж компрессора вызывает преждевременный износ механических узлов и электропривода. Нередко именно помпаж турбокомпрессоров становится причиной преждевременного выхода оборудования из строя и нарушений в технологических циклах предприятий. Чтобы минимизировать риск возникновения помпажа, компрессоры нужно защищать с помощью специальных устройств и приспособлений: перепускных клапанов, байпасов, дросселей и т.д.

Картину помпажа легко проследить, тестируя компрессор:



## Рисунок 5 – Тест компрессора природного газа

Помпаж сопровождается резким падением расхода, приводящим к реверсированию потока.

- Время падения расхода до начала реверсирования потока - 50 мс;
- Помпаж выявлен и остановлен на первом хлопке;
- Поток стабилизирован за 450 мс [11].

### 1.4. Сущность антипомпажного регулирования

*Задачей антипомпажной защиты и регулирования* является поддержание помпажного запаса на заданном уровне, обнаружение помпажного состояния и вывод компрессора из зоны помпажа. Поддержание помпажного запаса достигается за счет оперативного частичного открытия антипомпажного клапана (АПК) при достижении рабочей точкой линии регулирования или же при быстром приближении к ней. Причем если рабочая точка достигает линии регулирования, то она удерживается на ней. Степень открытия антипомпажного клапана (АПК) определяется контуром управления антипомпажного регулирования.

Для устранения или предупреждения помпажа применяется частичное или полное открытие АПК, после чего осуществляется плавное закрытие регулирующего органа, и рабочая точка нагнетателя выводится к линии регулирования [12].

Таким образом, *сущность антипомпажного регулирования* заключается в управлении и контроле положением рабочей точки газодинамической системы по отношению к линии границы помпажа.

Термин «регулирование» применяется, если речь идет о поддержании на заданном уровне или изменении по заранее установленному закону физической величины, являющейся параметром работы установки. Регулирование того или иного параметра предполагает непрерывное измерение его величины, анализ соответствия ее заданному значению, формирование и реализацию регулирующего воздействия, которое прямо или косвенно приводит регулируемый параметр к «норме».

Антипомпажное регулирование – это принцип управления параметрами компрессора (напора и расхода), обеспечивающий минимально необходимую скорость газа в компрессоре, чтобы не допустить срыва потока и помпажа [1].

Большое значение для газотурбинных установок имеет так называемое антипомпажное управление. Любой осевой или центробежный компрессор, работающий на природном газе, характеризуется минимальным массовым расходом, ниже которого происходит помпаж, опасное для машины явление. Он возникает тогда, когда динамический напор создаваемого нагнетателем потока газа недостаточен, чтобы уравновесить перепад давления на нагнетателе. Уменьшение динамического напора является следствием как уменьшения расхода газа, так и отклонения обтекания газом проточной части нагнетателя от расчётного режима, которому соответствует наибольшее значение КПД двигателя. В зависимости от условий применения минимальный массовый расход можно поддерживать, направляя часть потока со стороны нагнетания на вход компрессора, либо выбрасывая часть газа на стороне нагнетания в атмосферу.

Компрессор, работающий в условиях динамического регулирования, представляет собой устройство для увеличения энергосодержания проходящего через него газа. Его работу можно представить кривой зависимости между наращиванием удельного энергосодержания газа (напора) и объёмным расходом (рисунок 6).

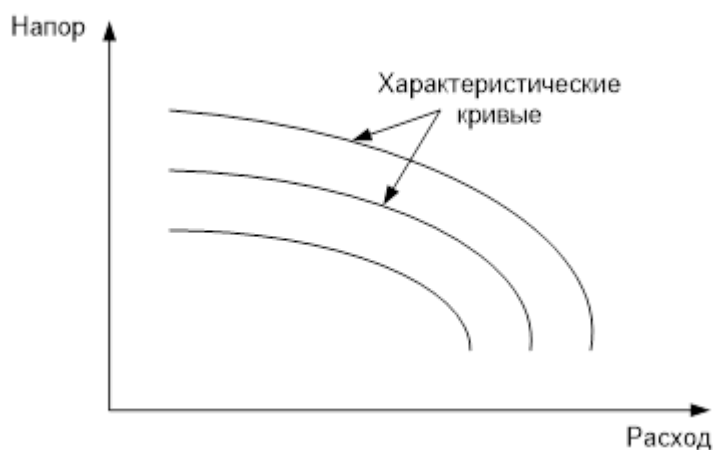


Рисунок 6 – Газодинамическая характеристика компрессора

При этом напор представляется в виде единичной переменной (например, как давление нагнетания), простой функции (например, как степень сжатия) или сложной функции многих переменных (например, как политропный напор). Расход, в свою очередь, представляется в виде результата какого-либо простого измерения (например, падения давления на диафрагме в линии всасывания или нагнетания) или сложной функции (например, объёмного расхода в линии всасывания с компенсацией по давлению и температуре).

Потребление энергии компрессором является произведением напора, объёмного расхода и КПД, поэтому можно построить кривые зависимости напора от объёмного расхода газа. При этом зависимость между переменными напора и расхода определяется одной или несколькими дополнительными переменными, например, скоростью вращения или углом наклона направляющих лопаток, следовательно, компрессорная карта обычно представляет собой совокупность характеристических кривых, каждая из которых отображает работу компрессора при конкретной скорости вращения и угле наклона лопаток. Подобные кривые всегда показывают, что увеличение удельного энергосодержания газа (следовательно, давления нагнетания) растёт с уменьшением объёмного расхода.

В то же время, любая совокупность особенностей процесса может быть представлена кривой сопротивления сети (рисунок 7). Подобные кривые показывают, что увеличением давления обуславливается рост объёмного расхода.

В любой определённый момент работу компрессора можно отобразить какой-либо одной характеристической кривой, а нагрузку компрессора – какой-либо одной кривой сопротивления сети. Работа в установившемся режиме имеет место, когда фактические давление нагнетания и расход (т.е. рабочая точка) удовлетворяют обеим кривым. Точка пересечения между газодинамической кривой компрессора кривой сопротивления процесса называется «*Рабочая Точка компрессора*». Объёмный расход в этой точке таков, что количество подводимой

энергии равно количеству энергии, необходимой для преодоления сопротивления сети.

С ростом сопротивления рабочая точка смещается вверх и влево (поскольку для поддержания неизменного расхода требуется более высокое давление). В конце концов наступает момент, когда компрессор уже не способен увеличивать энергосодержание газа настолько, чтобы преодолевать возросшее сопротивление сети, и достигается точка минимального устойчивого расхода и максимального напора. Все подобные точки определяют кривую, называемую линией границы помпажа (ЛГП).

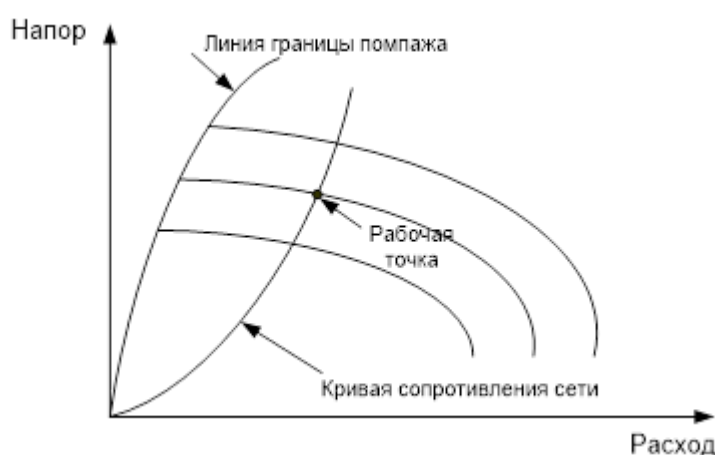


Рисунок 7 – Рабочая точка и линии границы помпажа

Попытка работать слева от линии границы помпажа обуславливает возникновение помпажа. Объёмный расход и давление нагнетания начинают резко пульсировать, пока сопротивление сети не снизится до уровня, достаточного для восстановления устойчивой рабочей точки, т.е. уровня, при котором защитные устройства останавливают компрессор или происходит катастрофическая поломка компрессора. Чтобы избежать подобной ситуации, необходимо удерживать рабочую точку справа от линии границы помпажа. Это достигается открытием антипомпажного клапана для возврата части газа со стороны нагнетания на сторону места всасывания или выброса части газа в атмосферу с целью поддержания необходимого минимального объёмного расхода. Данный алгоритм должен реализовываться с помощью антипомпажного регулятора, производящего постоянный расчёт рабочей точки

и вырабатывающего воздействия на защитные устройства. Однако управляющее воздействие необходимо осуществить прежде, чем рабочая точка достигнет границы помпажа. Для любой характеристической кривой точка, в которой регулятор должен инициировать открытие клапана, называется точкой контроля помпажа. Геометрическое место таких точек можно определить, как линию контроля помпажа, а зону слева от этой линии – зоной контроля помпажа. Степень открытия клапана необходимо увеличивать всякий раз, когда рабочая точка оказывается в зоне контроля помпажа.

Исходя из вышесказанного, для эффективного антипомпажного управления необходимо определить положение рабочей точки нагнетателя на его газодинамической характеристике [13].



## **2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ АНТИПОМПАЖНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ЗАПОЛЯРНОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **2.1. Комплексная модель Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения**

Наиболее перспективным направлением добычи полезных ископаемых в Российской Федерации на ближайшее будущее является разработка северных месторождений нефти и газа. Одним из богатейших месторождений северных районов является сеноманское. Освоение данного месторождения началось в самом начале XXI века, активно продолжается сейчас, и является перспективным еще на десятилетия. Месторождение является одним из самых маленьких по площади, но богатейшим по объему запасов. Проектная мощность Заполярного месторождения - более 100 миллиардов кубометров газа в год.

Разработка месторождения ведется ПАО «Газпром»: добыча и компримирование газа - ООО «Газпром добыча Ямбург», разработка нефтяных месторождений – ООО «Газпромнефть-Ямал». В процессе нефтедобычи образуется существенное количество попутного нефтяного газа, который необходимо использовать полезно. Технологические установки ДКС ООО Газпром добыча Ямбург», ранее введенные в эксплуатацию, а также вводимые в настоящее время рассчитывались на компримирование объемов газа собственной добычи Заполярного НГКМ. Перспектива компримирования объемов попутного нефтяного газа, дополнительно к газу собственной добычи, что безусловно полезно с экологической и экономической точки зрения, приводит к необходимости всесторонней оценки возможностей действующего оборудования.

Дожимная компрессорная станция (ДКС) — это комплекс сооружений и оборудования для закачки газа в подземное хранилище в летний период либо отбора голубого топлива в зимний период.

На ДКС выполняется предварительная очистка, компримирование и охлаждение газа с последующей подачей на УКПГ.

Основное оборудование ДКС - 7 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) мощностью 16 МВт каждый. Сами агрегаты, их приводные газотурбинные двигатели ПС-90 и центробежные нагнетатели природного газа произведены в России [14].

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) — это сложные энергетические установки, предназначенные для компримирования природного газа, поступающего на компрессорную станцию по магистральному газопроводу. Основные элементы газоперекачивающего оборудования — это нагнетатель природного газа (компрессор) и его привод, всасывающее и выхлопное устройства, маслосистема, топливовоздушные коммуникации, автоматика и вспомогательное оборудование.

Задача газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях — повышение давления голубого топлива до заданной величины.

Рабочий процесс газотурбинных агрегатов осуществляется в несколько этапов. Перекачиваемый газ по газопроводу через всасывающий трубопровод ГПА поступает в центробежный нагнетатель. Здесь происходит компримирование газа и его подача в нагнетательный коллектор компрессорной станции. Приводом механизма сжатия газа является газотурбинный двигатель, использующий в качестве топлива очищенный и приведенный к рабочему давлению перекачиваемый газ. Очищенный атмосферный воздух поступает на вход газотурбинного двигателя, снабженного традиционными техническими средствами подготовки и сжигания топливовоздушной смеси. Продукты сгорания, имеющие высокую температуру и давление и, следовательно, обладающие большой энергией, формируют газовый поток, энергия которого, в конечном итоге, преобразуется в механическую работу. Именно она и используется для приведения в действие центробежного нагнетателя. При движении газового потока через проточную часть газотурбинного двигателя уменьшается его энергия, и снижаются температура и давление. После этого отработанный газ через выхлопную систему выходит в атмосферу [15].

Расчет режимов работы ДКС был сформирован на основе технологических показателей, рассчитанных при выполнении НИР [16-19]. Расчёты технологических показателей разработки выполнялись на комплексной геолого-технологической модели Заполярного НГКМ, описанной в работе Свентского С.Ю. [20].

Комплексная модель обеспечивает моделирование процессов разработки месторождения с учетом неразрывности, взаимовлияния элементов добывающей системы и экономических показателей.

Комплексная модель позволяет с высокой степенью точности рассчитывать:

- гидравлическую реакцию со стороны сети на разрабатываемый пласт;
- влияние ограничений системы подготовки на работу пласта;
- взаимодействие нескольких месторождений/участков разработки, работающих в единую сеть сбора;
- совместную эксплуатацию пластов/месторождений с разными PVT свойствами добываемых флюидов (например, газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой);
- влияние ограничений, накладываемых нагнетательными системами на работу месторождения (включая перераспределение закачки между пластами).

Комплексный подход, в отличие от традиционного, позволяет идентифицировать проблемные участки в добывающей системе, организовать непрерывный цикл управления месторождением. На рисунке 8 приведено наглядное представление комплексной модели Заполярного НГКМ.

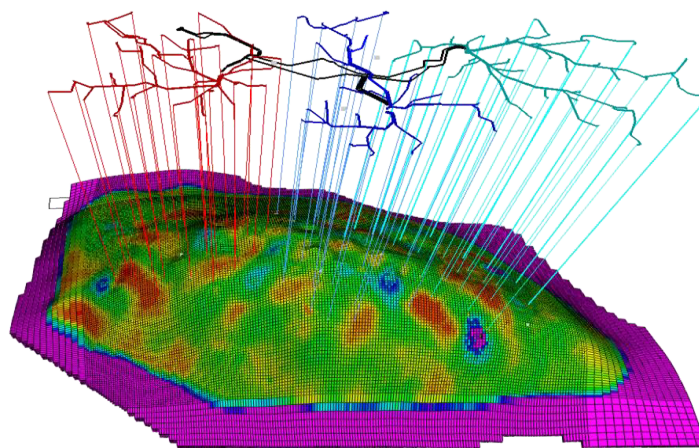


Рисунок 8 – Наглядное представление комплексной геолого-технологической модели Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевыми задачами комплексного моделирования являются оценка взаимовлияния пласта и наземных систем и оборудования, а также моделирование сложных многопластовых систем.

При комплексном моделировании появляется возможность связывать модель пласта с моделью сети сбора на забое, что позволяет находить более точное решение для потока в НКТ, детально моделировать внутрискважинное оборудование. При этом расчеты ведутся в рамках гидродинамического симулятора с использованием простой двухходовой балансировки: от скважин к терминальному узлу – расчет потоков; от терминального узла к скважинам – расчет давлений.

Основным инструментом в комплексной модели, применяемым в регулировании добычи, является контроль ограничений работы скважин и наземного оборудования. К ограничениям скважин могут относиться минимальные и максимальные значения депрессий на забое, минимальные и максимальные значения скоростей потока флюида по стволу скважины, минимальные и максимальные величины дебитов, обводнённости, водогазового фактора и других соотношений добываемых фаз. Ограничения работы сети сбора и наземного оборудования включают в себя минимальные и максимальные значения скоростей потока флюида на участках сети сбора, минимальные и максимальные значения давления в узлах сети, пунктах подготовки и

компримирования продукции, характеристики компрессоров по минимальным и максимальным величинам мощности, соотношению давлений и расходов, а также целевое значение давления в конечной точке (на терминале).

Следует отметить, что корректное определение ограничений в модели не только позволяет получить прогнозные технологические показатели разработки, согласованные с реальными техническими, технологическими и экономическими условиями работы месторождения, но и оптимизировать весь процесс разработки, минимизируя различного рода технологические потери в работе пласта и наземной сети.

Комплексная геолого-технологическая модель Заполярного НГКМ включает в себя модель сеноманской и туронской газовых залежей, модели сеноманских и туронских скважин, единую для двух пластов модель системы сбора. Кроме того, в комплексную модель интегрированы модели трёх газовых промыслов, включающих в себя модели сепарационных установок, цехов осушки газа, а также модели промысловых ДКС с учетом фактического и прогнозного оснащения. Также стоит отметить, что комплексная ПДГТМ Заполярного НГКМ включает в себя модель межпромыслового газопровода, ЦДКС, а также модель трубопровода для подключения к конечной магистральной точке – КС Пуртазовская. На рисунке 9 приведено наглядное представление результата «комплексирования» моделей сеноманской и туронской газовых залежей в единую модель.

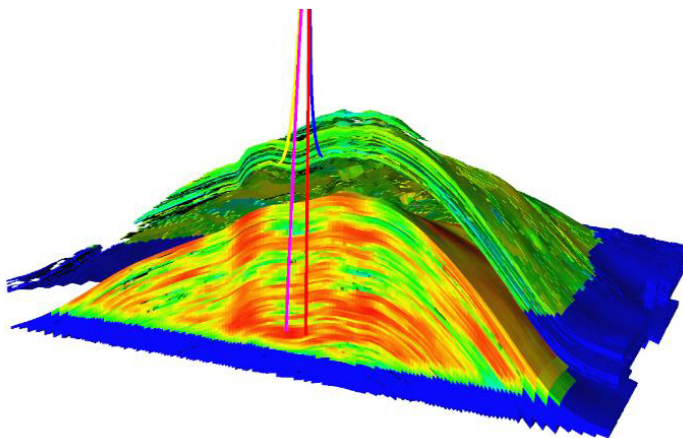


Рисунок 9 – Наглядное представление объединения сеноманской и туронской залежей Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения в единую модель

При выполнении долгосрочных прогнозных расчетов были предусмотрены технологические решения по разработке сеноманской и туронской газовых залежей. Данные решения учитывают предшествующую историю, сложившуюся динамику годовых отборов и сформированную модель фильтрационных процессов, как в газовой залежи, так и в окружающем водоносном бассейне. В газонасыщенной части динамика фильтрационных процессов определяется сложившимся темпом годовых отборов и массообменным процессом между зонами размещения эксплуатационных скважин, и периферийными частями залежи.

## **2.2. Прогнозирование режимов работы дожимных компрессорных станций**

### **2.2.1. Математическая модель расчетов показателей работы дожимной компрессорной станции**

Основные показатели, определяющие эффективность работы нагнетателя, в зависимости от режима его работы — это газодинамические характеристики. Степень сжатия одного ГПА принимается по газодинамическим характеристикам в зависимости от производительности, требуемой мощности и других параметров. В качестве основного показателя режима работы используется объемная производительность ЦБН и частота его вращения. В качестве показателя экономичности для нагнетателя ГПА рассматривается политропный коэффициент полезного действия. Применение в качестве критерия эффективности политропного КПД применительно к компрессорам без охлаждения позволяет получить более достоверные и однозначные результаты, чем использование адиабатного КПД. Также базовыми параметрами, характеризующими работу ЦБН, являются степень повышения давлений  $\pi$  и внутренняя мощность нагнетателя. Расчет основных показателей энергоэффективности производится в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-113-2007 [21].

Внутренняя мощность ЦБН является зависимостью от частоты вращения и объемного расхода и в общем случае выглядит так (5):

$$\pi, \eta_{\pi}, N = f(n, V), \quad (5)$$

где  $\pi$  – степень сжатия, д. ед;

$\eta_{\pi}$  – политропный КПД, д. ед;

$N$  – внутренняя мощность, Вт;

$n$  – частота оборотов рабочего колеса, мин<sup>-1</sup>;

$V$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/сут.

Зависимость (5) является размерной (нормальной) газодинамической характеристикой нагнетателя. Именно на основе этой зависимости моделируются режимы работы каждой ступени нагнетателей.

Внутренняя мощность ЦБН вычисляется согласно методическим указаниям ПР 51-31323949-43-99 [22]:

$$N = \frac{k}{k-1} z_{\text{ср}} R (T_{2\text{н}} - T_{1\text{н}}) G_{\text{н}} = 4 \frac{k}{k-1} z_{\text{ср}} R (T_{2\text{н}} - T_{1\text{н}}) q_{\text{н}}, \quad (6)$$

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

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

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

$G_{\text{н}}$  – массовая производительность ЦБН, кг/с, определяемая по результатам измерений;

$q_{\text{н}}$  – коммерческая производительность ЦБН, млн м<sup>3</sup>/сут;

$R$  – газовая постоянная, Дж/(моль · К),

Газодинамические характеристики нагнетателя получают, как правило, опытным путем. При эксплуатации ДКС на газопроводе условия ее работы, включая и свойства газа, с течением времени изменяются в довольно широких пределах. В связи с этим для оценки эксплуатационных свойств нагнетателей требуется большое число размерных характеристик. Чтобы избежать этого, на практике широко применяются приведенные (универсальные) характеристики (рисунок 10).

В процессе натурных испытаний ГПА редко удается снять газодинамические характеристики при постоянных значениях  $p_{\text{к}}$ ,  $T_{\text{к}}$  и  $\pi$ , а также получить экспериментальные зависимости типа (5) во всем диапазоне изменения

частот вращения. Ввиду этого, а также высокой стоимости натурных испытаний для повышения надёжности и достоверности результатов испытаний используется аппарат теории подобия.

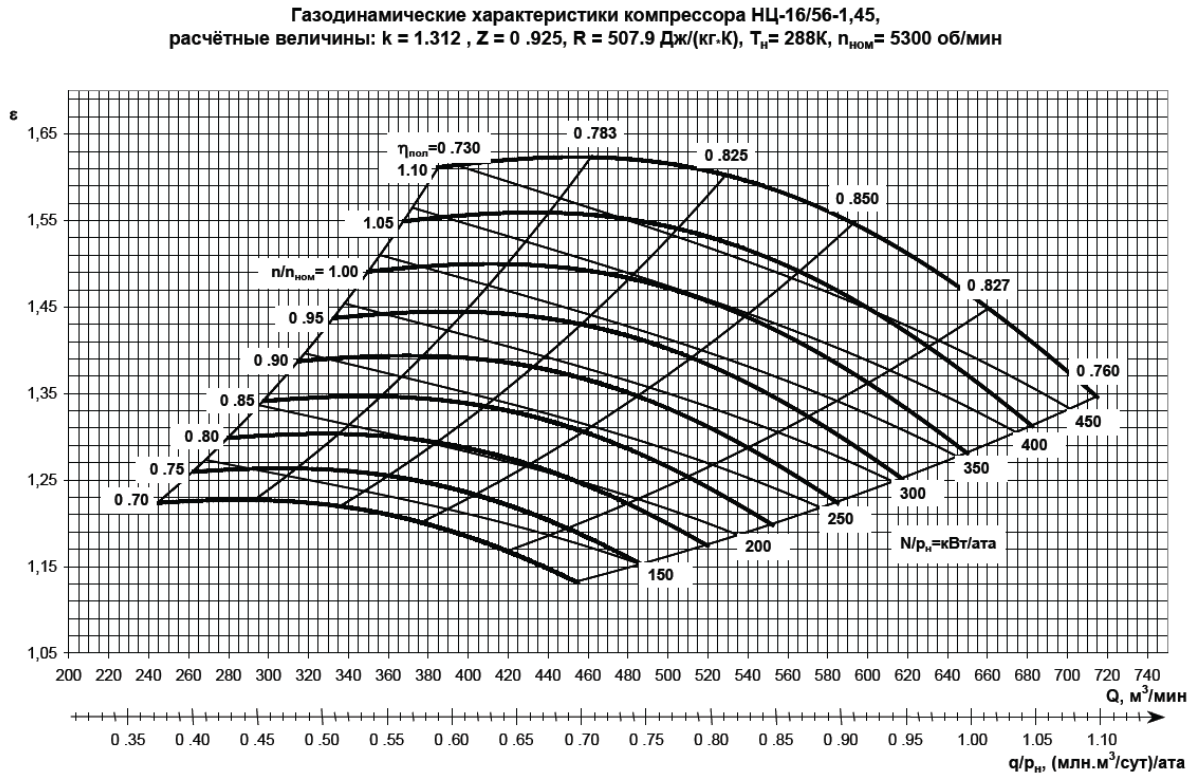


Рисунок 10 – Зависимость приведенного политропного КПД и степени сжатия от коммерческого расхода ЦБН

Согласно теории турбомашин, на процесс сжатия и потребляемую нагнетателем мощность  $N$ , Вт влияет ряд факторов: кроме геометрии проточной части и частоты вращения оказывают влияние также свойства газа, определяемые газовой постоянной  $R$ , его плотностью  $\rho_n$ , показателем адиабаты  $K$ , вязкостью  $\mu$  и т.д. Данная зависимость представлена выражением (7)

$$\pi, \eta, N = f(D, n, V, R, \rho, K, \mu) \quad (7)$$

где  $D$  – диаметр рабочего колеса, м,

$n$  – частота вращения рабочего колеса,  $\text{мин}^{-1}$ ,

$V$  – объемный расход,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,

$\rho$  – плотность,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,

$R$  – газовая постоянная, Дж/(моль · К),

$\mu$  – вязкость, Па·с,



$\pi$  – степень сжатия, д. ед,

$\eta$  – политропный КПД, д. ед.

Используя основную теорему размерностей,  $\pi$ – теорему, это уравнение можно преобразовать к виду (8)

$$\pi, \eta, N = f(\Phi, M, Re, K) \quad (8)$$

где  $\Phi$  – коэффициент расхода, д. ед,

$M$  – условное число Маха, д. ед,

$Re$  – условное число Рейнольдса, д. ед,

$K$  – показатель адиабаты, д. ед.

Если в процессе работы нагнетателя при изменении  $n$ ,  $V$ ,  $R$ ,  $\rho$  т.е. при изменении режимов работы, указанные ранее критерии остаются неизменными, то процессы сжатия в нагнетателе при этих режимах работы будут подобны, причем будут неизменными не только степень сжатия, КПД и мощность, но и другие безразмерные соотношения, образованные из размерных величин подобных режимов. К ним относятся отношения давлений и температур, коэффициенты напора и др. Именно на основе безразмерных критериев подобия получены зависимости результатов испытаний на различных режимах для коэффициента напора и политропного КПД в виде функции коэффициента расхода (9)

$$\eta_{\pi}, \psi_{\pi} = f(\Phi), \quad (9)$$

где  $\Phi$  – коэффициент расхода,

$\psi_{\pi}$  – коэффициент напора

$\eta_{\pi}$  – политропный КПД, %

Политропный КПД ЦБН (10) также может быть вычислен согласно методическим указаниям ПР 51-31323949-43-99 [22]:

$$\eta_{\pi} = \frac{k-1}{k} \cdot \frac{1}{m_T}, \quad (10)$$

где  $m_T$  - температурный показатель политропы, который вычисляется по формуле

$$m_T = \frac{\lg \frac{T_{2H}}{T_{1H}}}{\lg \frac{P_{2H}}{P_{1H}}}.$$

Большинство технических газов при давлении до 1.2 МПа можно считать идеальными, т.е. для них справедливо уравнения Менделеева-Клапейрона (11).

$$\frac{p}{\rho} = RT \quad (11)$$

где  $p$  — давление, Па,

$\rho$  — плотность газа, кг/м<sup>3</sup>,

$R$  — газовая постоянная, Дж/(моль · К),

$T$  — температура газа, К.

При больших величинах давления газы следует считать реальными, а отклонения от уравнения состояния учитывать специальными функциями сжимаемости  $Z$  ( $P$ ,  $T$ ). По уравнению состояния газовой смеси определяется работа сжатия (12)

$$H_{\Pi} = \frac{k}{k-1} Z_H T_H R \left( \pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right), \quad (12)$$

где  $H_{\Pi}$  — работа сжатия, Дж;

$k$  — показатель политропы, д.ед.;

$Z$  — коэффициент сверхсжимаемости, д.ед.;

$T$  — температура, К;

$R$  — газовая постоянная, Дж/(моль · К)

$\pi$  — степень сжатия, д. ед.

По вычисленным значениям работы сжатия и окружной скорости определяется коэффициент политропного напора  $\psi_{\Pi}$  (13)

$$\psi_{\Pi} = \frac{H_{\Pi}}{u^2}, \quad (13)$$

где  $H_{\Pi}$  — работа сжатия, Дж;

$u$  — окружная скорость рабочего колеса, м/с,

Условный коэффициент расхода (14) рассчитывается по измеренной производительности по условиям всасывания

$$\Phi = \frac{4V_{\text{вх}}}{\pi D^2 u}; \quad (14)$$

где  $V_{\text{вх}}$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/с;

$u$  – окружная скорость рабочего колеса, м/с;

$D$  – диаметр рабочего колеса, м;

Окружная скорость определяется как (15)

$$u = \frac{\pi D n}{60} \quad (15)$$

где  $D$  – диаметр рабочего колеса, м;

$n$  – частота вращения рабочего колеса, мин<sup>-1</sup>;

$u$  – окружная скорость рабочего колеса, м/с.

По полученным экспериментальным значениям коэффициента напора и политропного КПД (10) строится графическая зависимость – безразмерная характеристика нагнетателя (рисунок 11), которая аппроксимируется методом наименьших квадратов полиномом  $n$ -степени (степень выбирается индивидуально, рекомендуется квадратичная зависимость). Кривую аппроксимации необходимо ограничить линией режима помпажа (при малых объемных расходах) и линией ввода в турбулентный режим (так как при больших объемных расходах в лопатках рабочего колеса начинаются завихрения).

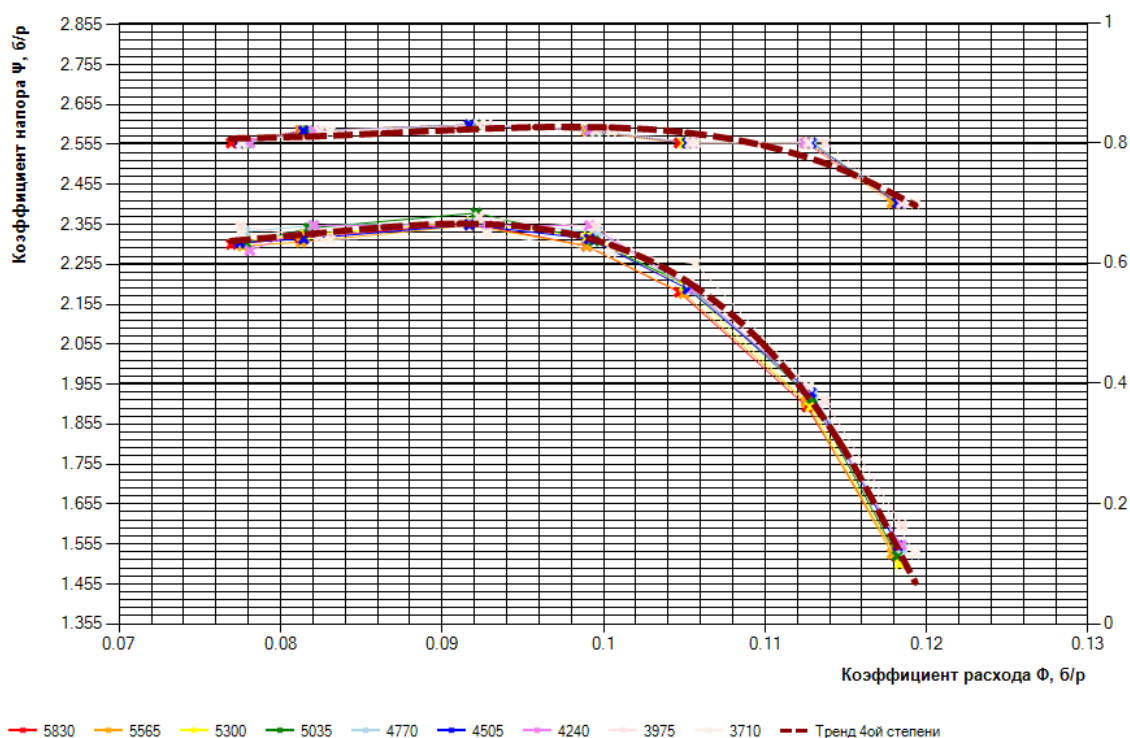


Рисунок 11 – Пример «обезразмеривания» газодинамической характеристики

Построение данной зависимости позволяет оценить степень разброса экспериментальных значений, выявить «выпавшие» точки. Полученная экспериментальная безразмерная характеристика нагнетателя (неохлаждённой секции компрессора) в дальнейшем используется для определения внешних (приведенных) характеристик нагнетателя при различных условиях его работы. Расчет и построение приведенных характеристик проводится следующим образом. По безразмерной характеристике определяется ряд значений  $\eta$ ,  $\psi$ . Для рассчитываемых частот вращения определяются соответствующие окружные скорости. Значения степени сжатия  $\pi$  для данной окружной скорости определяются на основании расчета работы сжатия. В каждой из принятых точек диапазона  $\Phi$  рассчитываем работу сжатия по уравнению (12). По полученным значениям работы сжатия пересчитываются значения степени сжатия при соответствующих значениях коэффициентов расхода, а приведенная производительность определяется из соотношения (14).

### **2.2.2. Выбор схем оснащения дожимных компрессорных станций**

Дожимной комплекс сеноманских УКПГ Заполярного НГКМ на данный момент включает в себя две ДКС, одна из которых по состоянию на 01.01.2019 находилась на стадии завершения пуско-наладочных работ.

Компрессорная станция на УКПГ состоит из одного компрессорного цеха. В технологической схеме подготовки газа к транспорту ДКС подключена перед входом в УКПГ.

ДКС УКПГ оснащена агрегатами единичной мощностью 16 МВт с газотурбинным приводом ПС-90ГП-2 и центробежным компрессором ЦБК425/76 с системой электромагнитного подвеса «S2M». На ДКС установлено 6 газоперекачивающих агрегатов. ГПА оснащены компрессорами с длиной корпуса до 3150 мм, позволяющими устанавливать в них СПЧ с номинальным отношением давлений до 3,0 и давлением на выходе ЦБК до 7,45 МПа. Технологическая обвязка со стороны нагнетания ЦБК рассчитана на температуру 150 °С.

Сроки ввода ДКС (2 очередь) на УКПГ и количество газоперекачивающих агрегатов определялись согласно прогнозу ввода производственных мощностей ООО «Газпром добыча Ямбург».

В расчетах учтена работа трех цехов ЦДКС. Расчеты выполнены на условиях минимально допустимого рабочего давления на входе в ЦДКС 4,2 МПа. Также стоит отметить, что при расчетах было предусмотрено ограничение добычи газа на период после плановой добычи с целью недопущения превышения значений скоростей потока газа по участкам газосборной сети выше 20 м/с и, соответственно, исключения необходимости строительства лупингов.

На основе данных технологических показателей разработки были рассчитаны режимы работы на промысловых ДКС. Степень сжатия одного ГПА принималась по газодинамическим характеристикам в зависимости от производительности, требуемой мощности и других ограничений по методике, описанной в разделе 1. При расчетах учитывались проектные уровни добычи газа

из туронской залежи Заполярного НГКМ с началом периода ОНР в 2021 году согласно актуальному прогнозу ввода мощностей ООО «Газпром добыча Ямбург».

Учитывая трудоемкость расчетов для построения приведенных характеристик, их целесообразно проводить с помощью прикладных программных продуктов, по алгоритму, который, позволяет произвести расчеты всех необходимых характеристик для моделирования режимов работы ДКС и для получения количественных данных.

Для определения оптимального режима работы ДКС была сформулирована транспортная задача с условием минимума количества ГПА и топливного газа. Для решения задачи предложен алгоритм формирования возможных режимов работы всего спектра с заданной мерой дискретности, и дальнейший поиск оптимального решения, согласно работе [19]. Блок-схема данного алгоритма указана на рисунке 12.

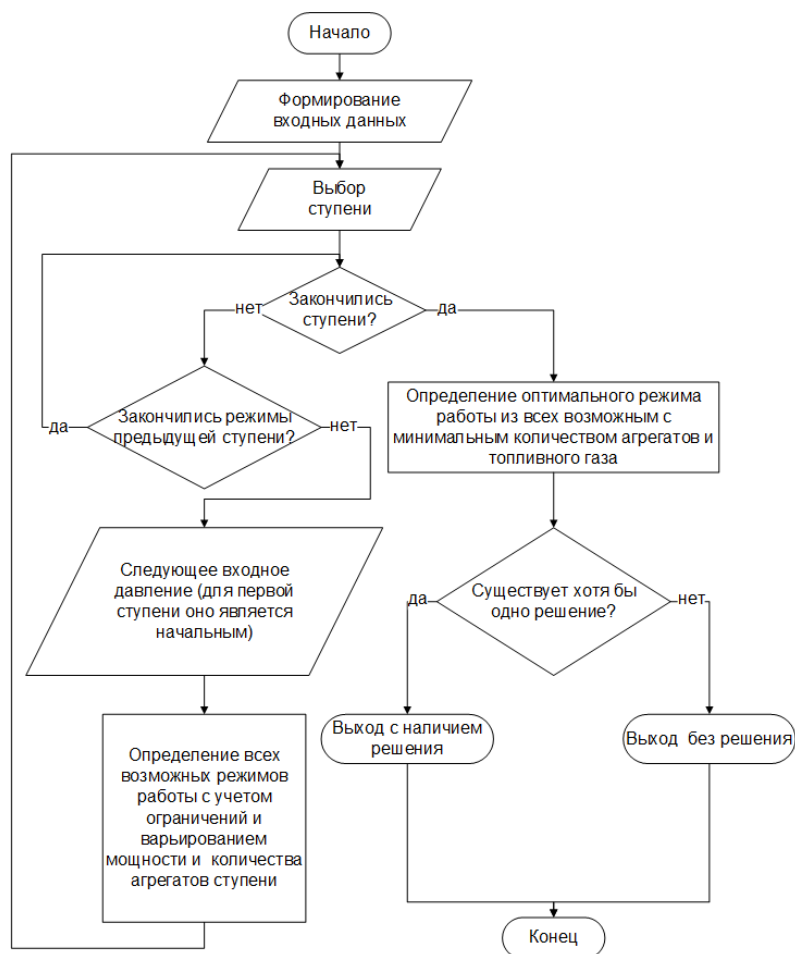


Рисунок 12 – Блок-схема основного алгоритма

На рисунке 13 представлена существующая схема оснащения ДКС в одну ступень сжатия.

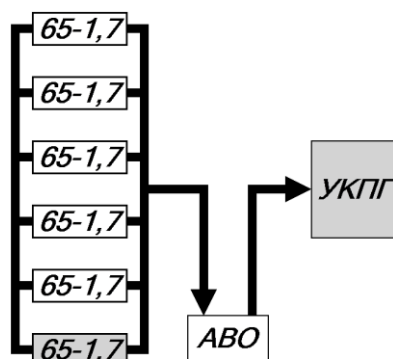


Рисунок 13 – Схема оснащения ДКС в одну ступень сжатия

Для перевода существующей ДКС на схему двухступенчатого сжатия потребуется проведение следующих двух мероприятий:

- ввод четырех ГПА второй очереди строительства с СПЧ 45-1,7;
- строительство дополнительной ступени АВО газа перед первой очередью.

Схема оснащения ДКС после проведения предлагаемой реконструкции представлена на рисунке 14.

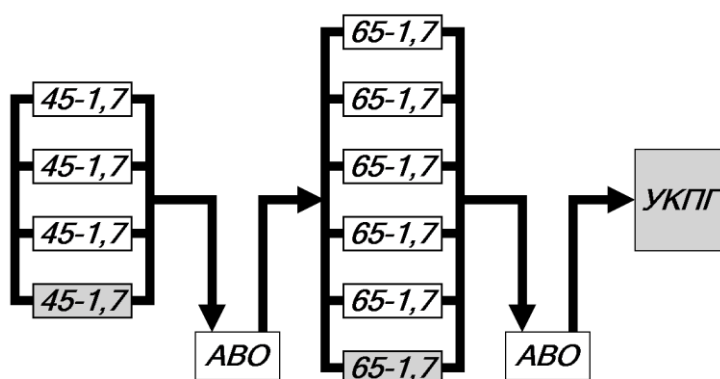


Рисунок 14 – Схема оснащения ДКС в две ступени сжатия

В дальнейшем, для поддержания необходимого выходного давления потребуется наращивать общестанционную степень сжатия. Для этого потребуется реализация следующих мероприятий:

- замена четырех СПЧ 45-1,7 на СПЧ 21-3,0 на первой ступени сжатия;

- замена шести СПЧ 65-1,7 на СПЧ 45-3,0 на второй ступени сжатия.

Схема оснащения ДКС после проведения предлагаемой реконструкции представлена на рисунке 15.

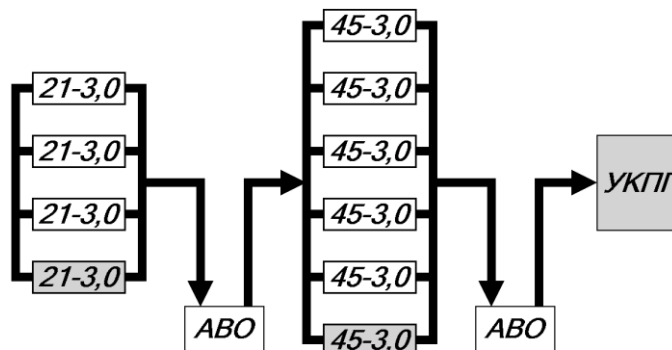


Рисунок 15 – Схема двухступенчатого оснащения ДКС после замен СПЧ

В таблице 2 представлены сводные данные по срокам и объёмам строительства и реконструкции ДКС.

Таблица 2 – План график ввода мощностей и реконструкции ДКС

Схема работы ДКС	Тип СПЧ	Период эксплуатации	Степень сжатия	Количество ГПА (раб), ед.		ГПА
				1 ступень	2 ступень	Всего
4+2	ГПА 16/65-1,7	4 кв. 2020 г. - 3 кв. 2021 г.	1	4	-	6
3+1	ГПА 16/45-1,7	4 кв. 2021 г. - 3 кв. 2024 г.	1	3	-	10
4+2	ГПА 16/65-1,7		2	-	4	
3+1	ГПА 16/21-3,0	4 кв. 2024 г. - 4 кв. 2038 г.	1	3	-	10
4+2	ГПА 16/45-3,0		2	-	4	

В таблицах 3 – 5 представлены результаты расчета прогнозных режимов работы ДКС по варианту 1. На рисунках 16 – 18 показаны соответствующие рабочие точки перспективных режимов работы сеноманской ДКС.



Таблица 3 – Режимы работы ДКС в одну ступень сжатия

Дата	$Q_{\text{вх}},$ млн. м <sup>3</sup> /сут	в т.ч. газ ТНГКМ, млн. м <sup>3</sup> /сут	$P_{\text{вх}},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./ мин.	Степень сжатия, д. ед.	$P_{\text{вых}},$ МПа	$T_{\text{вых}},$ °С
4 кв. 2020	93,98	4,36	2,94	5	16495	5602	1,76	5,16	64
1 кв. 2021	105,34	17,43	3,45	5	16492	5291	1,49	5,14	59
2 кв. 2021	101,74	17,43	3,32	5	14498	5127	1,53	5,09	54
3 кв. 2021	99,24	17,43	3,20	5	14493	5194	1,58	5,06	55

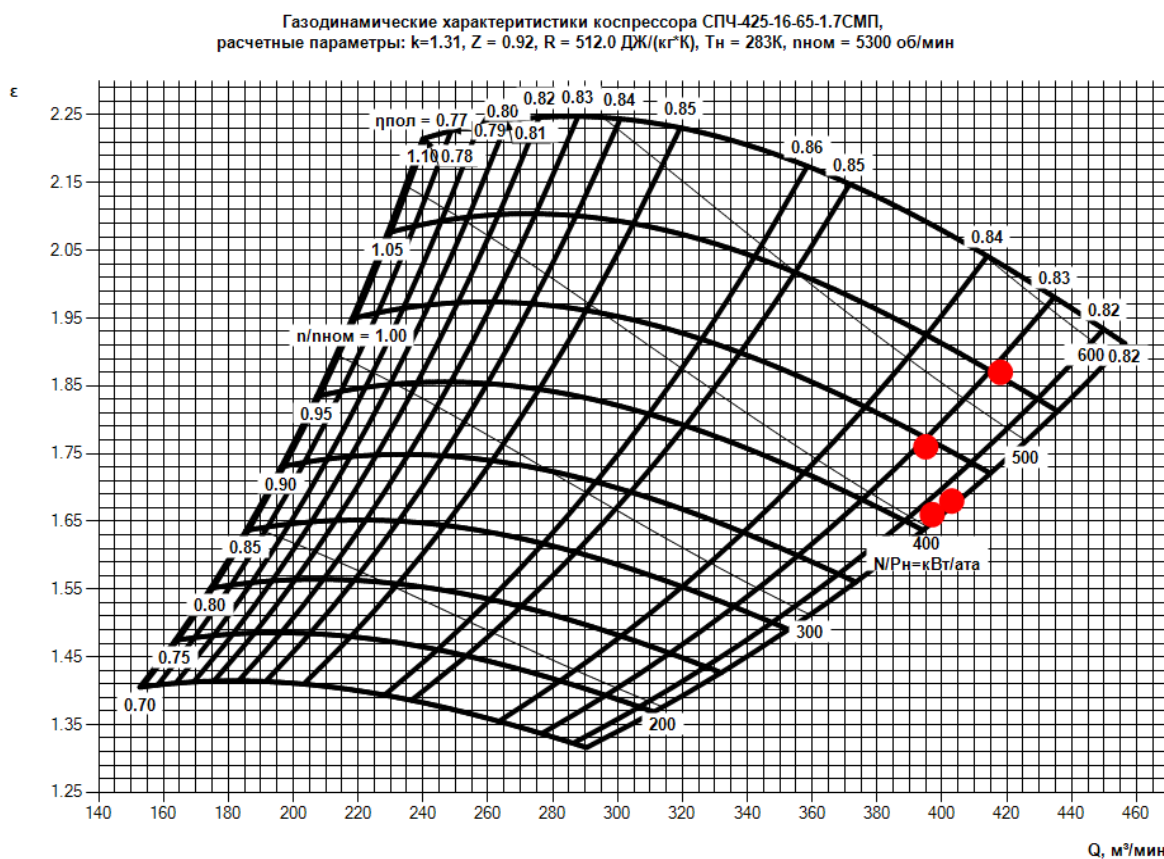
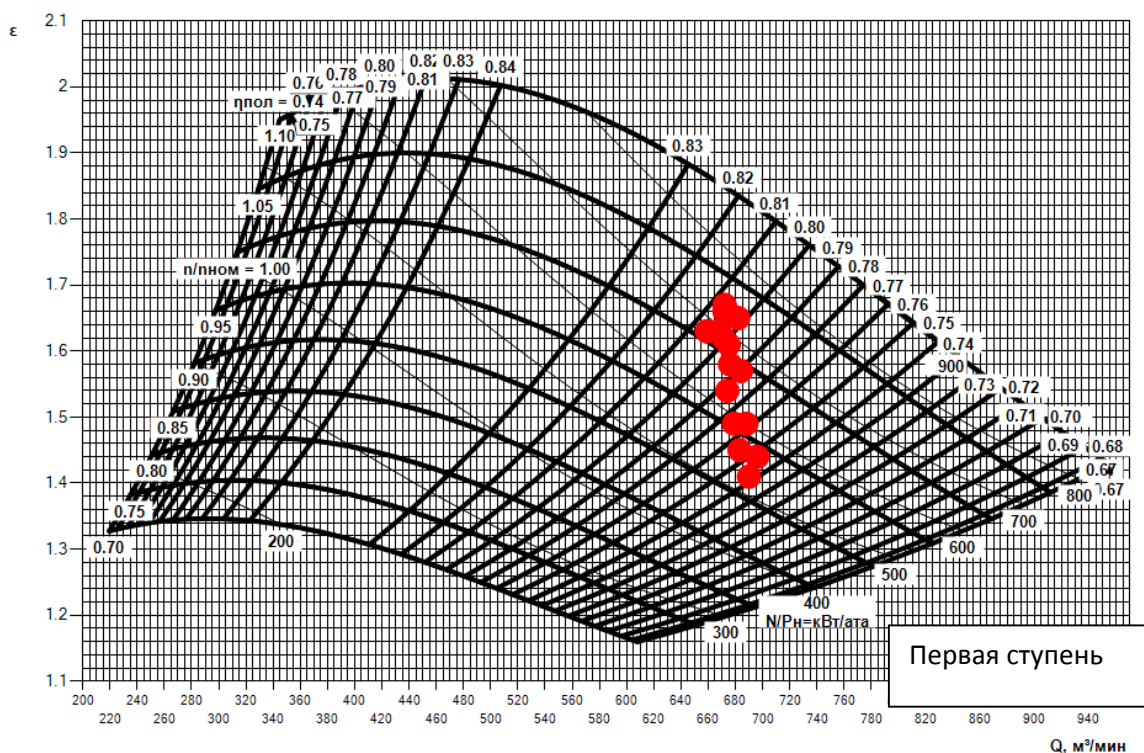


Рисунок 16 – Рабочие точки на ГДХ СПЧ 65-1,7 в одноступенчатой компоновке

Таблица 4 – Режимы работы ДКС по варианту 1 в две ступени сжатия

Дата	$Q_{\text{вх}},$ млн. м³/сут	$P_{\text{вх}},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./ мин.	Е	$P_{\text{вых}},$ МПа	$T_{\text{вых}},$ °С	$Q_{\text{вх}},$ млн. м³/сут	$P_{\text{вх}},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./ мин.	ε	$P_{\text{вых}},$ МПа	$T_{\text{вых}},$ °С
	ГПА 16/45-1,7								ГПА 16/65-1,7							
4 кв. 2021	79,61	2,68	3	15229	4973	1,50	4,01	45	79,61	3,95	4	13686	4872	1,37	5,42	68
1 кв. 2022	74,11	2,67	3	15849	5074	1,58	4,21	49	74,11	4,15	4	9727	4266	1,29	5,35	58
2 кв. 2022	71,37	2,58	3	12104	4670	1,43	3,69	41	71,37	3,63	4	11766	4771	1,46	5,31	66
3 кв. 2022	68,92	2,48	3	12352	4771	1,46	3,62	43	68,92	3,56	4	10839	4670	1,48	5,28	64
4 кв. 2022	66,67	2,38	3	11847	4771	1,45	3,46	42	66,67	3,40	4	10975	4771	1,54	5,25	65
1 кв. 2023	64,30	2,29	3	12803	4973	1,52	3,49	46	64,30	3,43	4	9716	4569	1,52	5,22	62
2 кв. 2023	62,06	2,21	3	13052	5074	1,56	3,44	48	62,06	3,38	4	9502	4569	1,53	5,18	63
3 кв. 2023	59,64	2,14	3	12602	5074	1,56	3,34	48	59,64	3,28	4	9693	4670	1,57	5,15	65
4 кв. 2023	57,55	2,06	3	14938	5478	1,72	3,54	57	57,55	3,48	3	16084	5377	1,47	5,13	77
1 кв. 2024	55,45	1,99	3	13702	5377	1,68	3,34	55	55,45	3,28	3	15999	5478	1,55	5,10	78
2 кв. 2024	53,35	1,93	3	13244	5377	1,68	3,24	55	53,35	3,18	4	9011	4670	1,59	5,07	66
3 кв. 2024	51,19	1,87	3	12781	5377	1,68	3,15	55	51,19	3,09	3	14216	5377	1,63	5,05	76
4 кв. 2024	49,21	1,81	3	12332	5377	1,68	3,05	55	49,21	2,99	3	13715	5377	1,68	5,02	76
1 кв. 2025	43,63	1,75	3	11512	5377	1,72	3,01	58	43,63	2,95	3	11147	5074	1,69	5,00	72
2 кв. 2025	42,19	1,70	3	11153	5377	1,72	2,93	58	42,19	2,87	3	11345	5175	1,73	4,97	74
3 кв. 2025	40,69	1,65	3	10787	5377	1,72	2,84	58	40,69	2,78	3	11510	5276	1,78	4,95	77
4 кв. 2025	39,08	1,61	3	9953	5276	1,69	2,72	56	39,08	2,66	3	12085	5478	1,85	4,93	81
1 кв. 2026	39,12	1,56	3	10763	5478	1,76	2,74	60	39,12	2,68	3	12134	5478	1,83	4,91	82
2 кв. 2026	38,84	1,51	3	10532	5478	1,74	2,63	59	38,84	2,57	3	12399	5579	1,90	4,89	83

Газодинамические характеристики компрессора ГПА-ц3-16С-45-1.7(ККМ),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.94$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 283$ К,  $n_{ном} = 5300$  об/мин



Газодинамические характеристики компрессора СПЧ-425-16-65-1.7СМП,  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.93$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 298$ К,  $n_{ном} = 5300$  об/мин

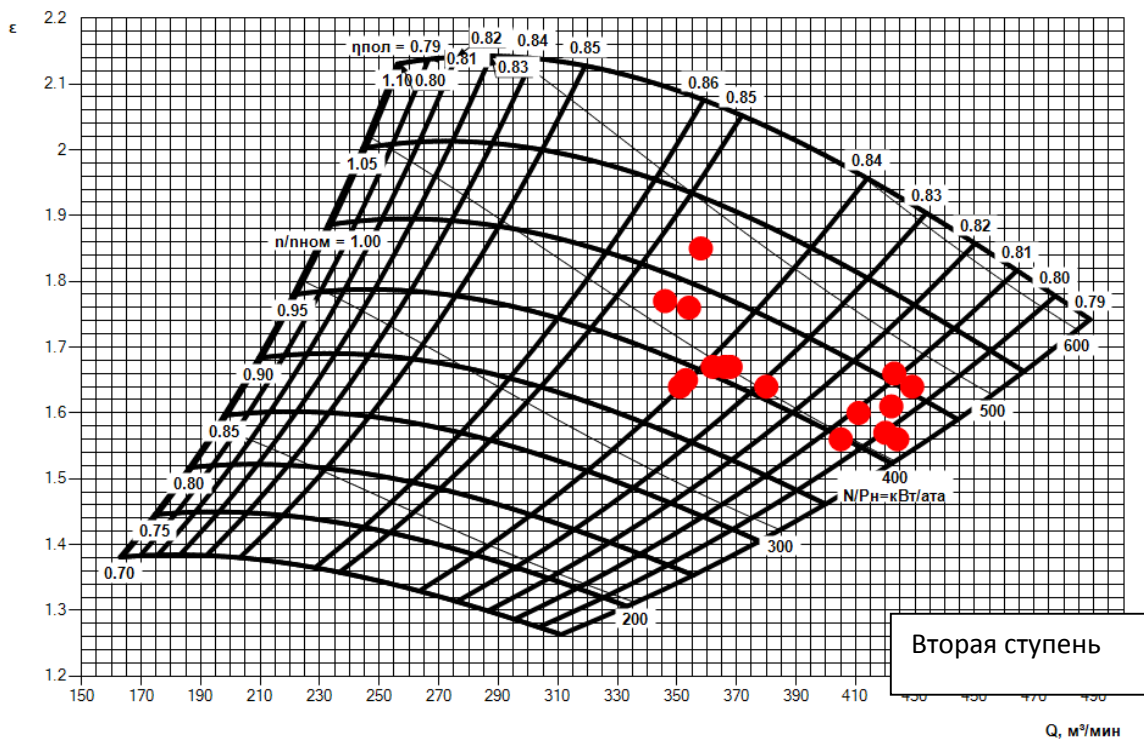


Рисунок 17 – Рабочие точки на ГДХ СПЧ 45-1,7 и СПЧ 65-1,7 в  
двухступенчатой компоновке

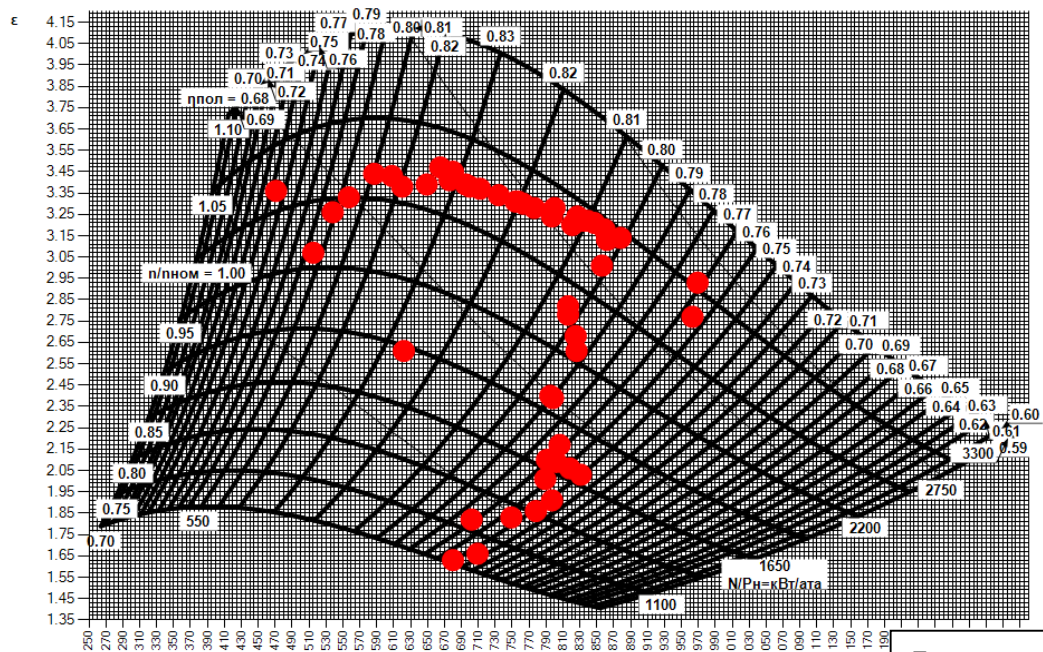
Таблица 5 – Режимы работы ДКС по варианту 2 в две ступени сжатия после замены СПЧ

Дата	Q <sub>вх</sub> , млн. м³/сут	P <sub>вх</sub> , МПа	Кол. раб. ГПА	N <sub>1</sub> , кВт	п, об./	Е	P <sub>вых</sub> , МПа	Т <sub>вых</sub> ,	Q <sub>вх</sub> , млн. м³/сут	в т.ч. газ ГНГКМ, млн. м³/сут	P <sub>вх</sub> , МПа	Кол. раб. ГПА	N <sub>1</sub> , кВт	п, об./	ε	P <sub>вых</sub> , МПа	Т <sub>вых</sub> ,
					мин.			°C						мин.			°C
		СПЧ 16/21-3,0								СПЧ 16/45-3,0							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4 кв. 2025	47,25	1,56	3	12110	3610	1,63	2,55	56	64,67	17,42	2,49	5	15200	4216	1,92	4,79	98
1 кв. 2026	46,99	1,49	3	12615	3711	1,66	2,47	59	64,42	17,43	2,41	5	15806	4317	1,98	4,78	101
2 кв. 2026	45,58	1,46	3	14091	3913	1,82	2,65	66	63,00	17,42	2,59	5	13713	4014	1,83	4,74	92
3 кв. 2026	45,85	1,38	3	14610	4014	1,83	2,52	68	63,27	17,42	2,46	5	15043	4216	1,93	4,76	98
4 кв. 2026	45,89	1,33	3	15242	4115	1,86	2,47	70	63,31	17,42	2,41	5	15825	4317	1,98	4,76	102
1 кв. 2027	45,56	1,29	3	15885	4216	1,91	2,47	73	62,71	17,15	2,41	5	15780	4317	1,96	4,72	103
2 кв. 2027	44,90	1,24	3	17399	4418	2,06	2,55	80	62,05	17,15	2,49	5	14184	4115	1,88	4,68	95
3 кв. 2027	43,30	1,18	3	16639	4418	2,03	2,40	79	60,44	17,14	2,34	5	14279	4216	1,94	4,55	98
4 кв. 2027	40,81	1,16	3	16045	4418	2,10	2,43	81	57,95	17,14	2,37	5	12497	4014	1,86	4,40	91
1 кв. 2028	39,29	1,11	3	15390	4418	2,09	2,31	81	55,77	16,48	2,25	5	13681	4216	2,04	4,58	100
2 кв. 2028	37,56	1,08	3	14001	4317	2,01	2,17	77	54,04	16,48	2,11	5	14685	4418	2,16	4,56	108
3 кв. 2028	36,23	1,04	3	14296	4418	2,10	2,19	81	52,71	16,48	2,13	5	14619	4418	2,14	4,56	110
4 кв. 2028	34,99	1,00	3	16223	4721	2,40	2,40	94	51,47	16,48	2,34	4	16393	4418	1,94	4,55	104
1 кв. 2029	33,68	0,96	3	15591	4721	2,39	2,30	93	49,16	15,48	2,24	4	15648	4418	2,03	4,55	103
2 кв. 2029	32,57	0,92	3	13472	4519	2,17	2,00	84	48,05	15,48	1,94	5	14090	4519	2,34	4,54	115
3 кв. 2029	31,20	0,89	3	14438	4721	2,39	2,13	93	46,68	15,48	2,07	5	12791	4317	2,19	4,54	109
4 кв. 2029	30,07	0,84	3	16469	5080	2,78	2,33	109	45,55	15,48	2,27	4	14614	4300	2,00	4,53	104
1 кв. 2030	28,96	0,81	3	16092	5110	2,82	2,28	110	41,02	12,06	2,22	4	12385	4120	2,04	4,52	99
2 кв. 2030	27,84	0,77	3	14320	4960	2,61	2,01	102	39,91	12,07	1,95	4	14289	4510	2,32	4,52	113
3 кв. 2030	26,71	0,74	3	14153	5020	2,68	1,99	105	38,78	12,07	1,93	4	14262	4540	2,34	4,51	115
4 кв. 2030	25,68	0,94	3	13094	4720	2,61	2,46	102	37,75	12,07	2,40	4	9829	3760	1,88	4,51	89
1 кв. 2031	24,81	0,67	3	15780	5440	3,21	2,15	125	32,80	7,99	2,09	3	15438	4510	2,16	4,51	112
2 кв. 2031	23,92	0,64	3	14360	5320	3,01	1,93	118	31,91	7,99	1,87	4	11946	4450	2,41	4,50	116
3 кв. 2031	22,87	0,61	3	14466	5440	3,18	1,94	124	30,86	7,99	1,88	4	11496	4420	2,39	4,50	116

Продолжение таблицы 5

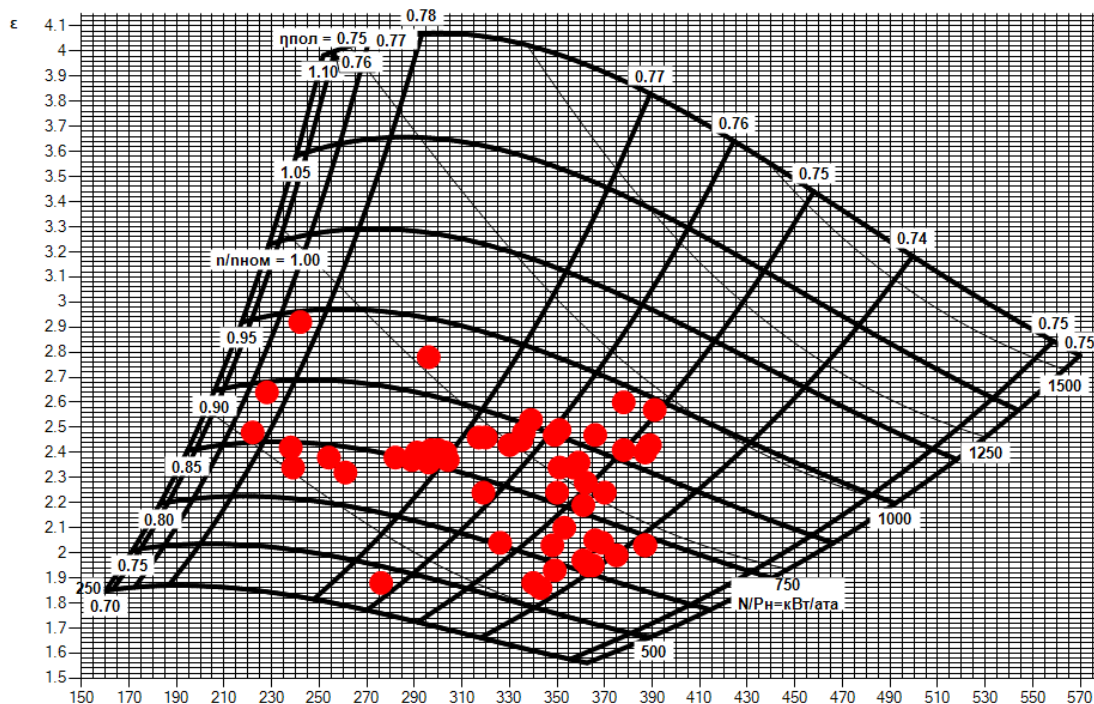
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4 кв. 2031	21,96	0,60	3	14023	5440	3,22	1,93	125	29,94	7,98	1,87	3	15415	4690	2,41	4,50	120
1 кв. 2032	20,91	0,58	3	13430	5440	3,24	1,88	125	26,79	5,88	1,82	3	13961	4630	2,47	4,49	121
2 кв. 2032	19,87	0,57	3	12928	5440	3,28	1,87	127	25,75	5,88	1,81	3	13410	4600	2,48	4,49	120
3 кв. 2032	18,80	0,57	3	12325	5410	3,31	1,88	128	24,68	5,88	1,82	3	12684	4540	2,46	4,48	119
4 кв. 2032	17,70	0,57	3	11858	5410	3,37	1,92	131	23,57	5,87	1,86	3	11797	4450	2,41	4,48	117
1 кв. 2033	16,90	0,57	3	11654	5440	3,45	1,97	134	20,94	4,04	1,91	2	16412	4750	2,35	4,48	121
2 кв. 2033	16,06	0,57	2	14445	5440	2,93	1,67	118	20,10	4,04	1,61	3	11997	4810	2,78	4,48	134
3 кв. 2033	15,12	0,57	3	10534	5380	3,43	1,95	136	19,17	4,05	1,89	2	14298	4570	2,37	4,47	116
4 кв. 2033	14,28	0,57	2	13352	5410	3,13	1,78	122	18,33	4,05	1,72	2	15371	4840	2,60	4,47	128
1 кв. 2034	13,60	0,57	2	12966	5410	3,20	1,83	124	16,87	3,27	1,77	2	13545	4660	2,53	4,47	123
2 кв. 2034	12,86	0,57	2	12526	5410	3,28	1,87	127	16,14	3,28	1,81	2	12481	4540	2,46	4,45	119
3 кв. 2034	12,16	0,57	2	12089	5410	3,34	1,90	129	15,43	3,27	1,84	2	11612	4450	2,42	4,45	117
4 кв. 2034	11,59	0,57	2	11720	5410	3,38	1,93	131	14,87	3,28	1,87	2	10991	4390	2,38	4,45	115
1 кв. 2035	11,02	0,57	2	11483	5440	3,47	1,98	135	14,13	3,11	1,92	2	10138	4300	2,32	4,45	113
2 кв. 2035	10,28	0,57	2	10540	5350	3,38	1,92	134	13,38	3,10	1,86	2	9939	4360	2,39	4,45	116
3 кв. 2035	9,73	0,57	2	10278	5380	3,44	1,96	138	12,83	3,10	1,90	2	9341	4300	2,34	4,45	114
4 кв. 2035	9,23	0,57	2	9527	5290	3,33	1,90	135	12,34	3,11	1,84	2	9396	4390	2,42	4,45	118
1 кв. 2036	8,91	0,57	2	9050	5230	3,26	1,86	133	11,23	2,32	1,80	2	8877	4450	2,47	4,45	122
2 кв. 2036	8,54	0,57	2	8215	5080	3,07	1,75	126	10,86	2,32	1,69	2	9305	4630	2,63	4,45	130
3 кв. 2036	7,98	0,57	1	13618	5320	2,77	1,58	112	10,30	2,32	1,52	2	9884	4900	2,93	4,45	143
4 кв. 2036	7,81	0,57	2	8532	5320	3,36	1,92	143	10,13	2,32	1,86	1	15665	4720	2,39	4,45	120
1 кв. 2037	7,27	0,57	1	13676	5440	3,14	1,79	123	9,52	2,25	1,73	1	15902	4870	2,57	4,45	127
2 кв. 2037	6,92	0,57	1	13279	5440	3,22	1,84	125	9,16	2,24	1,78	1	14430	4690	2,50	4,45	121
3 кв. 2037	6,60	0,57	1	12731	5410	3,24	1,85	126	8,84	2,24	1,79	1	14000	4660	2,49	4,45	122
4 кв. 2037	6,25	0,57	1	12304	5410	3,31	1,89	128	8,49	2,24	1,83	1	12951	4540	2,43	4,45	118
1 кв. 2038	6,32	0,57	1	12391	5410	3,30	1,88	128	8,58	2,26	1,82	1	13221	4570	2,45	4,45	119
2 кв. 2038	5,76	0,57	1	11673	5410	3,39	1,93	132	8,02	2,26	1,87	1	11811	4420	2,38	4,45	115
3 кв. 2038	5,60	0,57	1	11459	5410	3,41	1,94	133	7,86	2,26	1,88	1	11485	4390	2,37	4,45	114
4 кв. 2038	5,38	0,57	1	11013	5380	3,39	1,93	133	7,64	2,26	1,87	1	11231	4390	2,38	4,45	115

Газодинамические характеристики компрессора 295ГЦ2-800 7-21 (Комс. Баз),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.98$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 283$ К,  $n_{ном} = 5200$  об/мин



Первая ступень

Газодинамические характеристики компрессора СПЧ-16С 45-3,0 (Комс. Баз),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.97$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 298$ К,  $n_{ном} = 5200$  об/мин



Вторая ступень

Рисунок 18 – Рабочие точки на ГДХ СПЧ 21-3,0 и СПЧ 45-3,0 в  
двухступенчатой компоновке

Анализ выполненных расчетов позволяет сделать следующие выводы:

1. В период с 1 квартала 2020 г. по 3 квартал 2029 г. для компримирования требуемых объемов собственного газа Заполярного НГКМ и стороннего газа ТНГКМ необходима эксплуатация первой очереди ДКС УКПГ по схеме 5+1, то есть без обеспечения требуемого нормативного резерва ГПА согласно [19].

2. Эксплуатация ДКС по схеме с нормативным соотношением рабочих и резервных ГПА прогнозируется с 4 квартала 2029 г.

По результатам стоит отметить, что, исходя из фактического и прогнозного оснащения ДКС УКПГ, а также с учетом обеспечения объёмов добычи собственного газа Заполярного НГКМ, возможность подачи газа Тазовского НГКМ без технического перевооружения и модернизации наземного оборудования появится лишь в конце 2029 г.

### **2.3. Расчёт антипомпажного и цехового регулирования работы оборудования**

Для дальнейшей оценки возможности подачи газа Тазовского НГКМ на УКПГ Заполярного НГКМ необходимо оценить эффективность эксплуатации ДКС без подключения дополнительных объемов газа и с полной и частичной подачей попутного нефтяного газа. Для этих целей были выполнены расчёты режимов работы ДКС с учётом подачи только собственных объемов газа сеноманской и туронской залежей (вариант 1), с подачей дополнительных объемов газа (вариант2), (вариант 3).

#### **2.3.1. Расчет режимов работы дожимной компрессорной станции в одну ступень сжатия**

В таблицах 6 – 8 представлены режимы работы ДКС по варианту 1, с учетом подачи газа только собственной добычи. На рисунках 19 – 21 показаны соответствующие рабочие точки перспективных режимов работы сеноманской ДКС в данных условиях.



Таблица 6 – Режимы работы ДКС по варианту 1 в одну ступень сжатия

Дата	$Q_{\text{вх}}$ , млн. м <sup>3</sup> /сут	$P_{\text{вх}}$ , МПа	Кол. Раб. ГПА	$N_1$ , кВт	$n$ , об./мин.	Е	$P_{\text{вых}}$ , МПа	$T_{\text{вых}}$ , °С
4 кв. 2020	83,43	3,24	4	16492	5399	1,70	5,50	59
1 кв. 2021	81,64	3,13	4	16497	5466	1,75	5,49	60
2 кв. 2021	72,29	3,19	4	14497	5248	1,68	5,37	60
3 кв. 2021	64,45	3,27	4	11084	4792	1,61	5,28	53

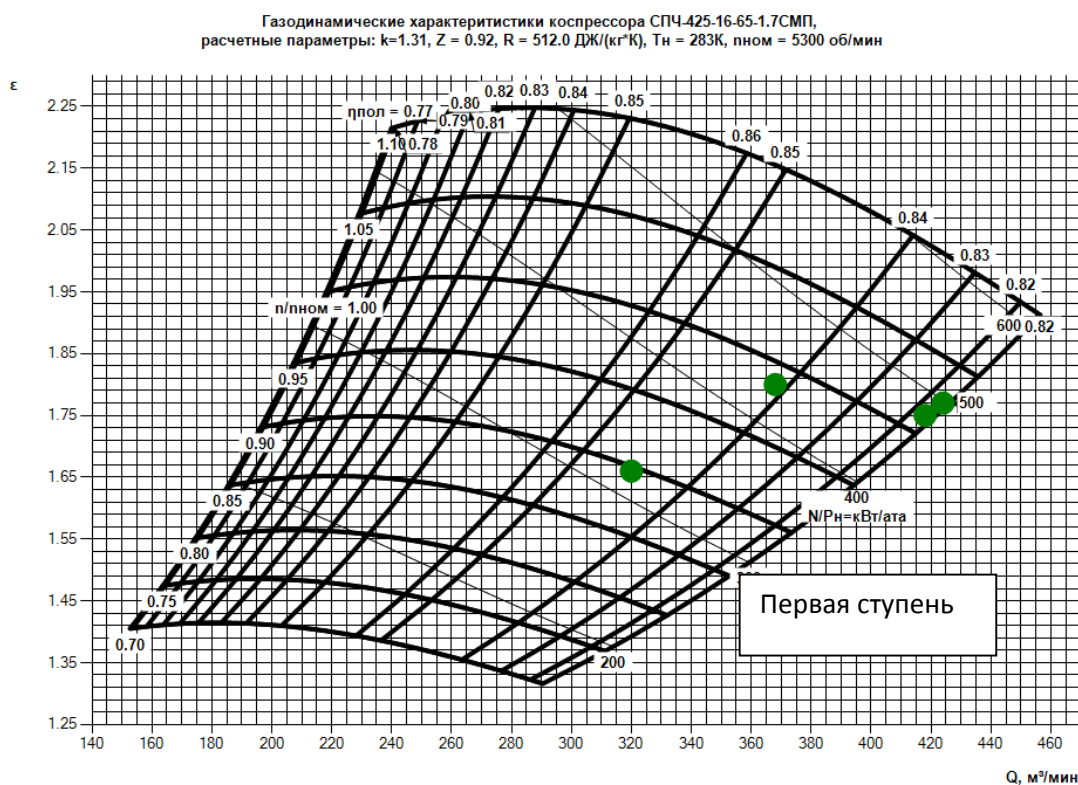


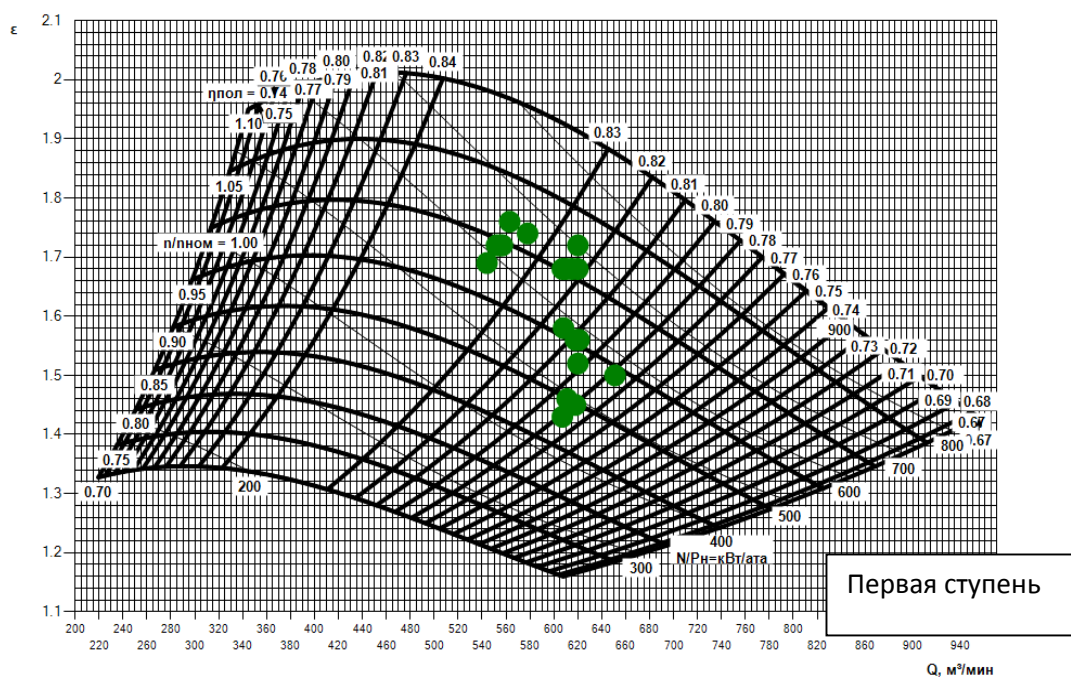
Рисунок 19 – Рабочие точки по варианту 1 на ГДХ СПЧ 65-1,7 в  
одноступенчатой компоновке



Таблица 7 – Режимы работы ДКС по варианту 1 в две ступени сжатия

Дата	$Q_{\text{вх}}, \text{млн. м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	Кол. раб. ГПА	$N_1, \text{кВт}$	$n, \text{об./мин.}$	Е	$P_{\text{вых}}, \text{МПа}$	$T_{\text{вых}}, ^\circ\text{C}$	$Q_{\text{вх}}, \text{млн. м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	Кол. раб. ГПА	$N_1, \text{кВт}$	$n, \text{об./мин.}$	$\varepsilon$	$P_{\text{вых}}, \text{МПа}$	$T_{\text{вых}}, ^\circ\text{C}$
	ГПА 16/45-1,7								ГПА 16/65-1,7							
4 кв. 2021	79,61	2,68	3	15229	4973	1,50	4,01	45	79,61	3,95	4	13686	4872	1,37	5,42	68
1 кв. 2022	74,11	2,67	3	15849	5074	1,58	4,21	49	74,11	4,15	4	9727	4266	1,29	5,35	58
2 кв. 2022	71,37	2,58	3	12104	4670	1,43	3,69	41	71,37	3,63	4	11766	4771	1,46	5,31	66
3 кв. 2022	68,92	2,48	3	12352	4771	1,46	3,62	43	68,92	3,56	4	10839	4670	1,48	5,28	64
4 кв. 2022	66,67	2,38	3	11847	4771	1,45	3,46	42	66,67	3,40	4	10975	4771	1,54	5,25	65
1 кв. 2023	64,30	2,29	3	12803	4973	1,52	3,49	46	64,30	3,43	4	9716	4569	1,52	5,22	62
2 кв. 2023	62,06	2,21	3	13052	5074	1,56	3,44	48	62,06	3,38	4	9502	4569	1,53	5,18	63
3 кв. 2023	59,64	2,14	3	12602	5074	1,56	3,34	48	59,64	3,28	4	9693	4670	1,57	5,15	65
4 кв. 2023	57,55	2,06	3	14938	5478	1,72	3,54	57	57,55	3,48	3	16084	5377	1,47	5,13	77
1 кв. 2024	55,45	1,99	3	13702	5377	1,68	3,34	55	55,45	3,28	3	15999	5478	1,55	5,10	78
2 кв. 2024	53,35	1,93	3	13244	5377	1,68	3,24	55	53,35	3,18	4	9011	4670	1,59	5,07	66
3 кв. 2024	51,19	1,87	3	12781	5377	1,68	3,15	55	51,19	3,09	3	14216	5377	1,63	5,05	76
4 кв. 2024	49,21	1,81	3	12332	5377	1,68	3,05	55	49,21	2,99	3	13715	5377	1,68	5,02	76
1 кв. 2025	43,63	1,75	3	11512	5377	1,72	3,01	58	43,63	2,95	3	11147	5074	1,69	5,00	72
2 кв. 2025	42,19	1,70	3	11153	5377	1,72	2,93	58	42,19	2,87	3	11345	5175	1,73	4,97	74
3 кв. 2025	40,69	1,65	3	10787	5377	1,72	2,84	58	40,69	2,78	3	11510	5276	1,78	4,95	77
4 кв. 2025	39,08	1,61	3	9953	5276	1,69	2,72	56	39,08	2,66	3	12085	5478	1,85	4,93	81
1 кв. 2026	39,12	1,56	3	10763	5478	1,76	2,74	60	39,12	2,68	3	12134	5478	1,83	4,91	82
2 кв. 2026	38,84	1,51	3	10532	5478	1,74	2,63	59	38,84	2,57	3	12399	5579	1,90	4,89	83

Газодинамические характеристики компрессора ГПА-ц3-16С-45-1.7(ККМ),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z=0.94$ ,  $R=512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n=283$ К,  $n_{ном}=5300$  об/мин



Газодинамические характеристики компрессора СПЧ-425-16-65-1.7СМП,  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z=0.93$ ,  $R=512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n=298$ К,  $n_{ном}=5300$  об/мин

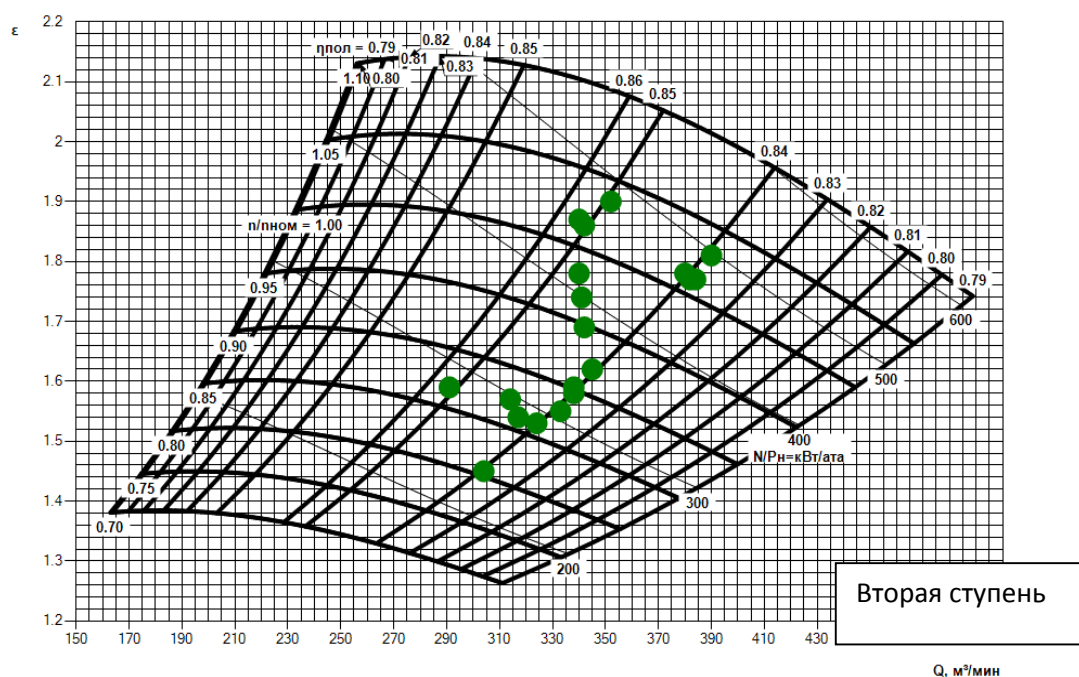


Рисунок 20 – Рабочие точки по варианту 1 на ГДХ СПЧ 45-1,7 и СПЧ 65-1,7 в двухступенчатой компоновке

Таблица 8 – Режимы работы ДКС по варианту 1 в две ступени сжатия после замены СПЧ

Дата	$Q_{\text{вх}}, \text{млн. м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	Кол. раб. ГПА	$N_1, \text{кВт}$	$n, \text{об./мин.}$	$\varepsilon$	$P_{\text{вых}}, \text{МПа}$	$T_{\text{вых}}, ^\circ\text{C}$	$Q_{\text{вх}}, \text{млн. м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	Кол. раб. ГПА	$N_1, \text{кВт}$	$n, \text{об./мин.}$	$\varepsilon$	$P_{\text{вых}}, \text{МПа}$	$T_{\text{вых}}, ^\circ\text{C}$
	ГПА 16/21-3,0								ГПА 16/45-3,0							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
3 кв. 2026	38,68	1,46	3	10577	3610	1,73	2,52	59	38,68	2,46	4	11074	3913	1,99	4,89	95
4 кв. 2026	38,99	1,40	3	11152	3711	1,76	2,46	61	38,99	2,40	4	11723	4014	2,03	4,88	99
1 кв. 2027	38,81	1,35	3	11681	3812	1,81	2,44	64	38,81	2,38	4	11644	4014	2,05	4,87	99
2 кв. 2027	38,27	1,30	3	12145	3913	1,86	2,42	67	38,27	2,36	4	11502	4014	2,06	4,86	99
3 кв. 2027	36,52	1,26	3	10942	3812	1,80	2,27	64	36,52	2,21	4	12208	4216	2,19	4,85	107
4 кв. 2027	34,91	1,22	3	11922	4014	1,95	2,38	71	34,91	2,32	3	15113	4317	2,09	4,84	105
1 кв. 2028	33,40	1,18	3	11453	4014	1,96	2,31	72	33,40	2,25	3	14577	4317	2,15	4,83	105
2 кв. 2028	31,78	1,14	3	11635	4115	2,05	2,33	76	31,78	2,27	3	13516	4216	2,12	4,82	103
3 кв. 2028	30,28	1,10	3	12484	4317	2,22	2,45	84	30,28	2,39	3	11949	4014	2,01	4,81	98
4 кв. 2028	28,72	1,06	3	11256	4216	2,14	2,27	80	28,72	2,21	3	12616	4216	2,17	4,80	106
1 кв. 2029	27,31	1,02	3	12009	4418	2,33	2,37	89	27,31	2,31	3	11049	4014	2,08	4,80	99
2 кв. 2029	26,46	0,99	3	11020	4317	2,24	2,21	85	26,46	2,15	3	11829	4216	2,23	4,79	107
3 кв. 2029	25,64	0,95	3	13137	4721	2,62	2,49	102	25,64	2,43	3	9512	3812	1,97	4,78	93
4 кв. 2029	24,93	0,92	3	12752	4721	2,62	2,41	102	24,93	2,35	3	9785	3913	2,03	4,78	97
1 кв. 2030	24,29	0,88	3	11130	4519	2,40	2,11	92	24,29	2,05	3	11560	4317	2,32	4,76	112
2 кв. 2030	23,71	0,85	3	13240	4923	2,83	2,40	111	23,71	2,34	3	9394	3913	2,03	4,76	98
3 кв. 2030	23,12	0,81	3	14071	5125	3,06	2,48	120	23,12	2,42	2	13636	4115	1,96	4,75	97
4 кв. 2030	22,54	0,78	3	13657	5125	3,05	2,38	119	22,54	2,32	2	14009	4216	2,05	4,75	101
1 кв. 2031	21,96	0,76	3	12697	5024	2,92	2,22	114	21,96	2,16	2	14974	4418	2,19	4,74	109
2 кв. 2031	21,50	0,73	3	14164	5327	3,31	2,41	129	21,50	2,35	2	13041	4115	2,01	4,73	99
3 кв. 2031	21,04	0,71	3	13223	5226	3,16	2,24	123	21,04	2,18	2	13975	4317	2,17	4,73	106
4 кв. 2031	20,42	0,69	3	13426	5327	3,30	2,28	129	20,42	2,22	2	13092	4216	2,13	4,72	104
1 кв. 2032	19,18	0,68	2	16377	5327	2,78	1,89	113	19,18	1,83	2	16068	4822	2,58	4,72	128

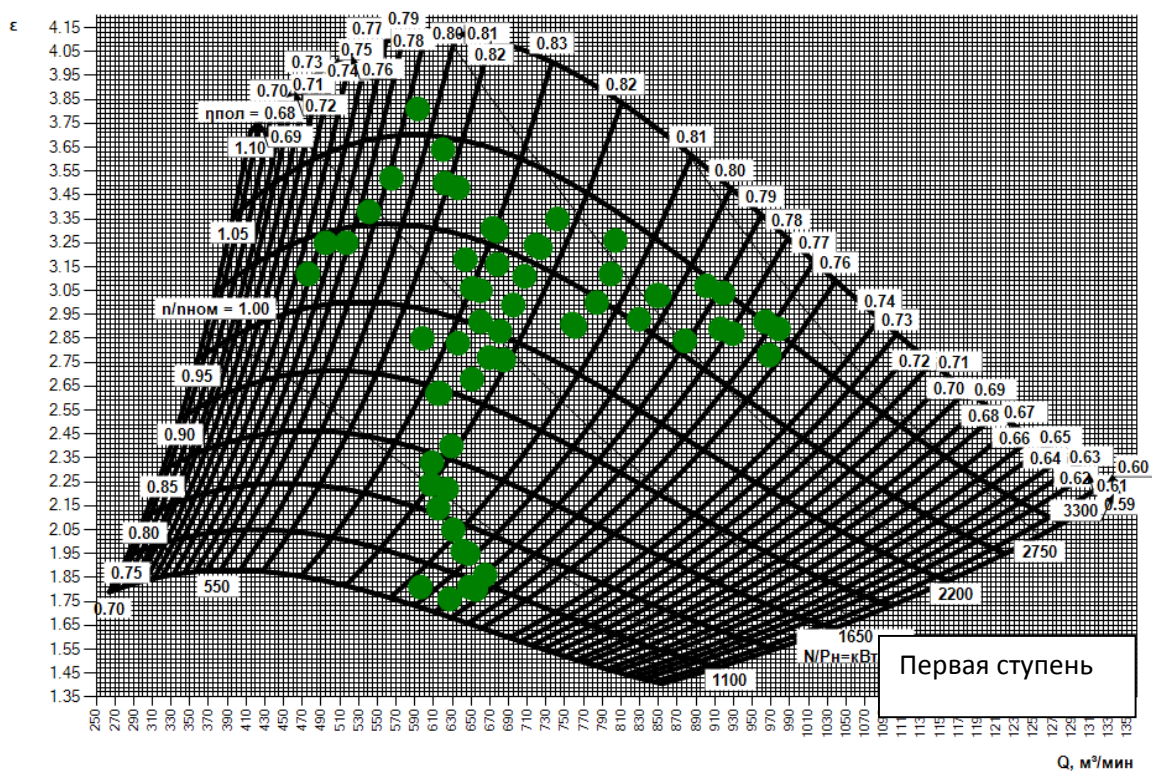
Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2 кв. 2032	18,22	0,67	3	12866	5428	3,50	2,34	138	18,22	2,28	2	11005	4014	2,07	4,71	99
3 кв. 2032	17,24	0,66	3	9830	4923	2,85	1,88	113	17,24	1,82	2	14322	4721	2,59	4,71	127
4 кв. 2032	16,85	0,63	2	15455	5428	3,04	1,91	120	16,85	1,85	2	13497	4620	2,54	4,70	123
1 кв. 2033	16,48	0,61	2	14365	5327	2,87	1,75	115	16,48	1,69	2	14942	4923	2,78	4,70	136
2 кв. 2033	16,09	0,58	3	11283	5428	3,48	2,02	137	16,09	1,96	2	11975	4418	2,40	4,70	116
3 кв. 2033	15,71	0,56	3	10048	5226	3,18	1,78	125	15,71	1,72	2	13855	4822	2,73	4,70	133
4 кв. 2033	15,34	0,54	2	13661	5428	2,89	1,56	117	15,34	1,50	2	15715	5226	3,13	4,69	150
1 кв. 2034	14,84	0,53	2	13310	5428	2,92	1,55	118	14,84	1,49	2	15322	5226	3,15	4,69	150
2 кв. 2034	13,87	0,53	2	12831	5428	3,07	1,63	121	13,87	1,57	2	13497	5024	2,98	4,68	144
3 кв. 2034	13,05	0,53	2	11835	5327	3,03	1,61	118	13,05	1,55	2	12815	5024	3,02	4,68	145
4 кв. 2034	12,30	0,53	2	11420	5327	3,12	1,65	121	12,30	1,59	2	11727	4923	2,94	4,68	142
1 кв. 2035	11,66	0,53	2	10078	5125	2,91	1,54	113	11,66	1,48	2	12083	5125	3,16	4,68	150
2 кв. 2035	11,07	0,53	2	10689	5327	3,24	1,71	126	11,07	1,65	2	10286	4822	2,84	4,68	139
3 кв. 2035	10,54	0,53	2	8599	4923	2,76	1,46	107	10,54	1,40	2	11922	5327	3,34	4,68	150
4 кв. 2035	10,02	0,53	2	7928	4822	2,68	1,42	104	10,02	1,36	2	11359	5327	3,44	4,68	150
1 кв. 2036	9,54	0,53	2	10558	5529	3,64	1,93	144	9,54	1,87	1	15376	4721	2,50	4,68	124
2 кв. 2036	9,12	0,53	2	10664	5559	3,81	2,02	152	9,12	1,96	1	13771	4519	2,39	4,68	117
3 кв. 2036	8,70	0,53	2	9485	5428	3,52	1,86	142	8,70	1,80	1	14362	4721	2,60	4,68	126
4 кв. 2036	8,32	0,53	2	8800	5327	3,38	1,79	138	8,32	1,73	1	14450	4822	2,71	4,68	131
1 кв. 2037	7,95	0,53	2	8151	5226	3,25	1,72	134	7,95	1,66	1	14502	4923	2,82	4,68	137
2 кв. 2037	7,62	0,53	2	7901	5226	3,25	1,72	136	7,62	1,66	1	14062	4923	2,82	4,68	138
3 кв. 2037	7,32	0,53	2	7338	5125	3,12	1,65	132	7,32	1,59	1	14128	5024	2,94	4,68	143
4 кв. 2037	7,05	0,53	1	12368	5327	2,89	1,53	115	7,05	1,47	1	14711	5226	3,18	4,68	150
1 кв. 2038	6,76	0,53	1	11532	5226	2,84	1,50	112	6,76	1,44	1	14172	5226	3,25	4,68	150
1 кв. 2039	6,03	0,53	1	10779	5226	3,00	1,59	117	6,03	1,53	1	11975	5024	3,06	4,68	147
2 кв. 2039	5,86	0,53	1	10110	5125	2,90	1,54	113	5,86	1,48	1	12132	5125	3,16	4,68	150
3 кв. 2039	5,71	0,53	1	11398	5428	3,35	1,78	130	5,71	1,72	1	10155	4721	2,72	4,68	134
4 кв. 2039	5,57	0,53	1	10732	5327	3,23	1,71	125	5,57	1,65	1	10342	4822	2,84	4,68	139

Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1 кв. 2040	5,44	0,53	1	10104	5226	3,11	1,65	121	5,44	1,59	1	10533	4923	2,94	4,68	144
2 кв. 2040	5,35	0,53	1	9547	5125	2,99	1,59	117	5,35	1,53	1	10783	5024	3,06	4,68	149
3 кв. 2040	5,24	0,53	1	8989	5024	2,88	1,53	112	5,24	1,47	1	10991	5125	3,18	4,68	150
4 кв. 2040	5,15	0,53	1	8474	4923	2,77	1,47	108	5,15	1,41	1	11227	5226	3,32	4,68	150

Газодинамические характеристики компрессора 295ГЦ2-800 7-21 (Комс. Баз),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.98$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 283K$ ,  $n_{ном} = 5200$  об/мин



Газодинамические характеристики компрессора СПЧ-16С 45-3,0 (Комс. Баз),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.97$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 298K$ ,  $n_{ном} = 5200$  об/мин

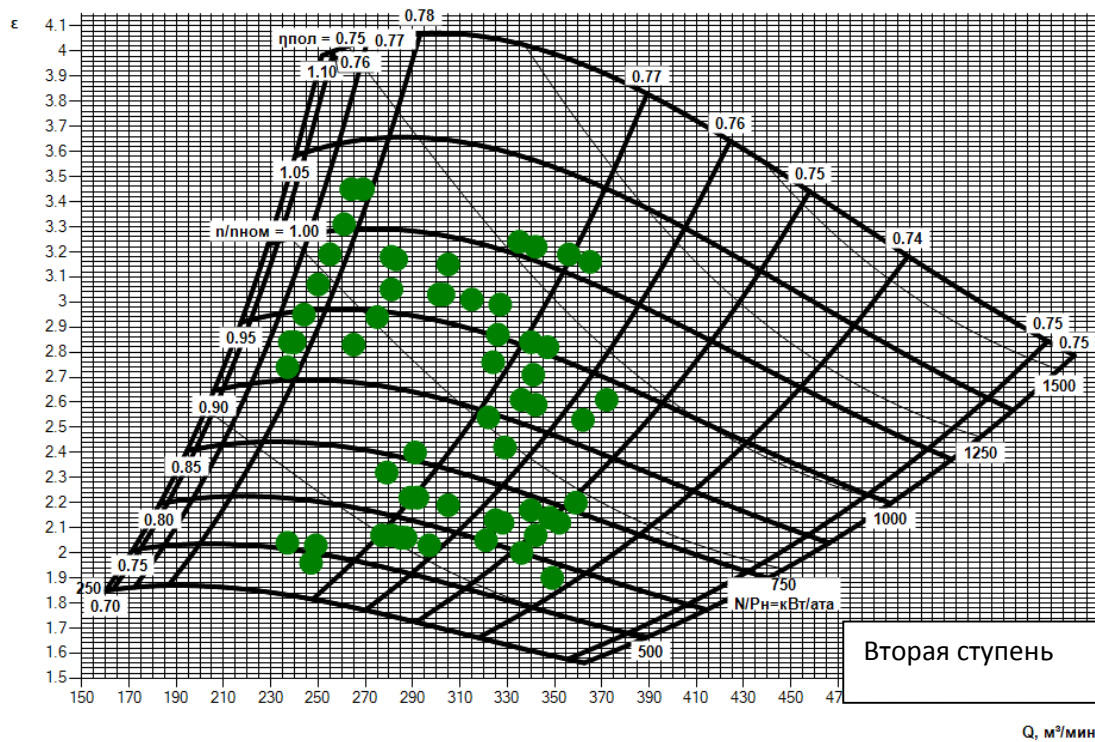


Рисунок 21 – Рабочие точки по варианту 1 на ГДХ СПЧ 21-3,0 и СПЧ 45-3,0 в  
двухступенчатой компоновке после замены СПЧ

Анализ выполненных расчётов в одну ступень сжатия (вариант 1) с подачей только собственного газа Заполярного НГКМ позволил сделать следующие выводы:

1. На протяжении всего рассмотренного периода ДКС работает по схеме оснащения 1 очереди 4+2 и 2 очереди 3+1, что соответствует действующему нормативу [23] соотношения резервных и рабочих ГПА.

2. За исключением периода с 4 квартала 2020 г. по 2 квартал 2021 г. отмечается запас мощности, который может быть использован для компримирования газа Тазовского НГКМ.

3. Большую часть времени ГПА будут эксплуатироваться в штатном режиме со значительным запасом от помпажа.

В период 2035-2038 гг. ввиду низких расходов газа часть режимов эксплуатации характеризуется небольшим запасом (от 10%) от помпажной зоны.

### **2.3.2. Расчет режимов работы дожимной компрессорной станции с учетом дополнительных объемов газа**

С учётом результатов расчёта по варианту 1 с подачей только собственного газа Заполярного НГКМ была выполнена оценка возможности приема всего объема газа Тазовского НГКМ. Для этого по варианту 2 были рассчитаны режимы работы ДКС с учётом дополнительных объемов газа (таблица 9), подаваемых на 1 очередь ДКС.

Ниже, в таблицах 10 – 12, представлены режимы работы ДКС по варианту 2. На рисунках 22 – 24 соответствующие рабочие точки перспективных режимов работы сеноманской ДКС.

Таблица 9 – Объёмы газа Тазовского НГКМ.

Год	Объёмы газа Тазовского НГКМ	
	Годовые, млн. м <sup>3</sup> /год	Среднесуточные, млн. м <sup>3</sup> /сут
2020	1511,9	4,36
2021	6047,6	17,43
2022	6047,6	17,43
2023	6047,6	17,43
2024	6047,6	17,43
2025	6047,6	17,43
2026	6047,6	17,43
2027	5950,2	17,15
2028	5719,5	16,48
2029	5371,7	15,48
2030	4187,2	12,07
2031	2772,4	7,99
2032	2038,7	5,88
2033	1404,0	4,05
2034	1135,7	3,27
2035	1076,9	3,10
2036	805,4	2,32
2037	779,4	2,25
2038	784,6	2,26
2039	771,0	2,22
2040	756,8	2,18

Таблица 10 – Режимы работы ДКС по варианту 2 в одну ступень сжатия

Дата	$Q_{вх},$ млн. м <sup>3</sup> /сут	в т.ч. газ ТНГКМ, млн. м <sup>3</sup> /сут	$P_{вх},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n, об./$ мин.	$\varepsilon$	$P_{вых},$ МПа	$T_{вых},$ °C
4 кв. 2020	87,81	4,36	3,24	5	14640	5275	1,70	5,50	62
1 кв. 2021	99,06	17,43	3,13	5	16497	5475	1,75	5,49	62
2 кв. 2021	89,72	17,43	3,19	5	14498	5254	1,68	5,37	60
3 кв. 2021	81,88	17,43	3,27	5	11641	4871	1,61	5,28	54



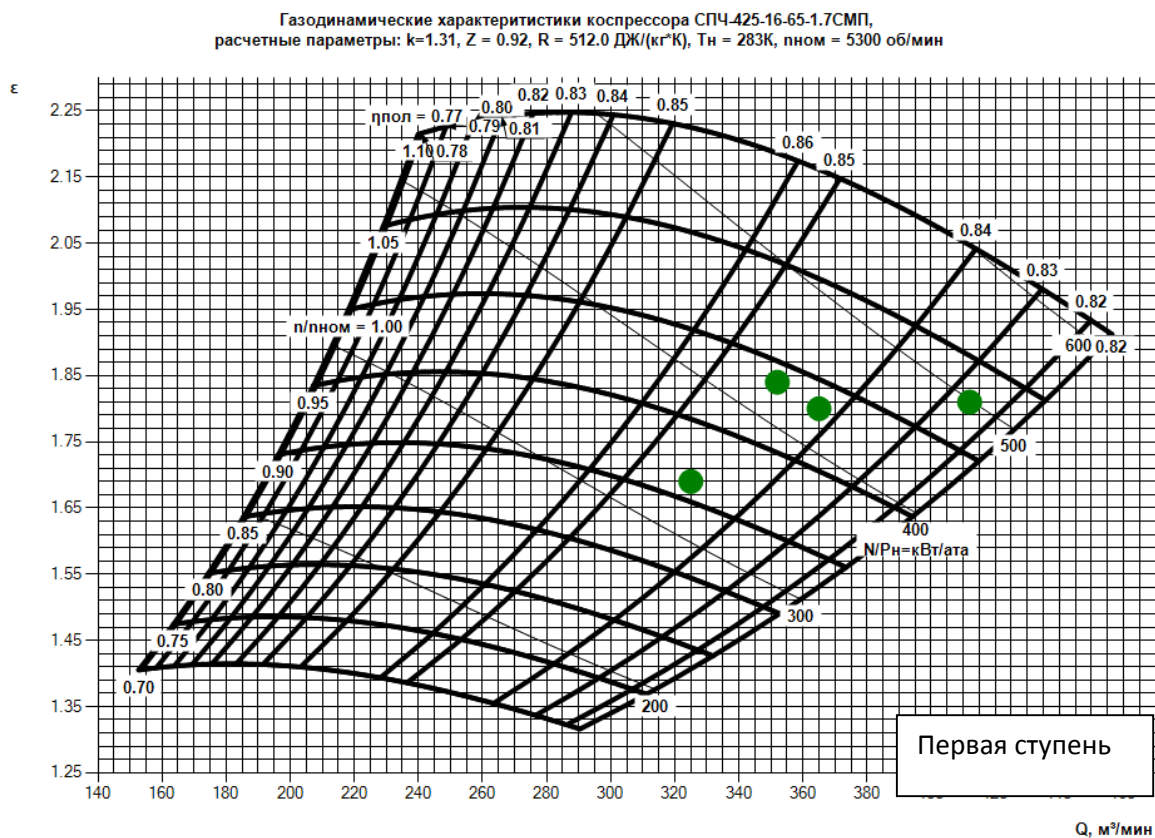
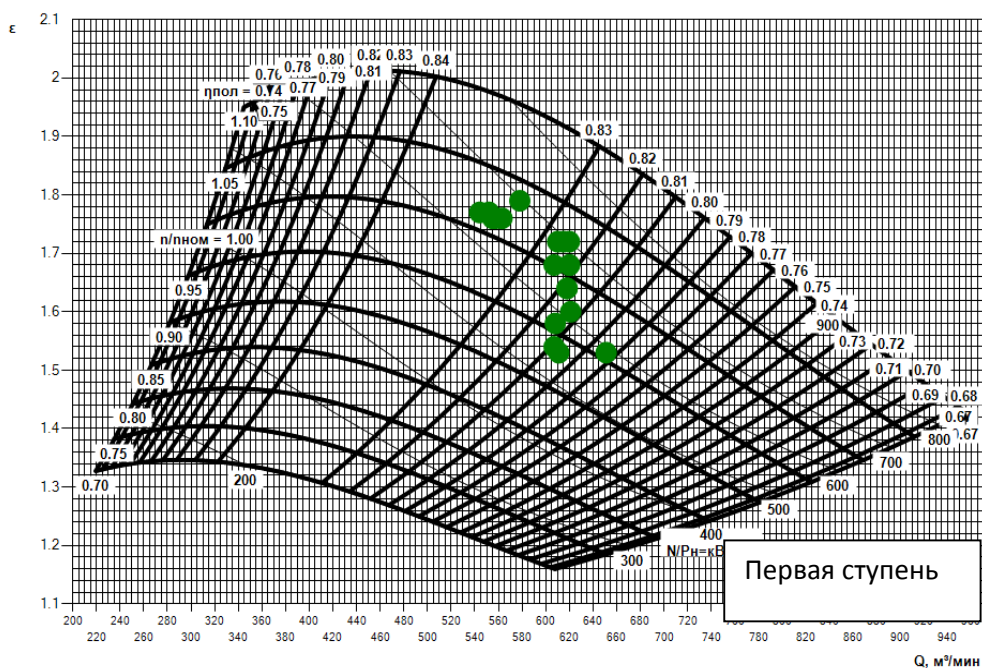


Рисунок 22 – Рабочие точки по варианту 2 на ГДХ СПЧ 65-1,7 в  
одноступенчатой компоновке

Таблица 11 – Режимы работы ДКС по варианту 2 в две ступени сжатия

Дата	Q <sub>вх</sub> , млн. м³/сут	P <sub>вх</sub> , МПа	Кол. раб. ГПА	N <sub>1</sub> , кВт	n	ε	P <sub>вых</sub> , МПа	T <sub>вых</sub> ,	Q <sub>вх</sub> , млн. м³/сут	В т.ч. газ ТНГКМ, млн. м³/сут	P <sub>вх</sub> , МПа	Кол. раб. ГПА	N <sub>1</sub> , кВт	n,	ε	P <sub>вых</sub> , МПа	T <sub>вых</sub> ,
					об/мин.			°C						об./мин.			°C
	ГПА 16/45-1,7									ГПА 16/65-1,7							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4 кв. 2021	79,61	2,68	3	16129	5074	1,53	4,11	47	97,04	17,43	4,05	4	16268	5074	1,34	5,42	67
1 кв. 2022	74,11	2,67	3	15849	5074	1,58	4,21	49	91,51	17,43	4,15	4	15675	4973	1,29	5,35	68
2 кв. 2022	71,37	2,58	3	14453	4973	1,54	3,97	47	88,77	17,43	3,91	4	13889	4872	1,36	5,31	64
3 кв. 2022	68,92	2,48	3	13882	4973	1,53	3,80	47	86,32	17,43	3,74	4	14100	4973	1,41	5,28	65
4 кв. 2022	66,67	2,38	3	15685	5276	1,64	3,91	53	84,07	17,43	3,85	4	16097	5175	1,36	5,25	72
1 кв. 2023	64,30	2,29	3	15876	5377	1,68	3,85	55	81,70	17,43	3,79	4	15756	5175	1,38	5,22	73
2 кв. 2023	62,06	2,21	3	13785	5175	1,60	3,53	50	79,46	17,43	3,47	4	13808	5074	1,49	5,18	68
3 кв. 2023	59,64	2,14	3	14030	5276	1,64	3,51	53	77,04	17,43	3,45	4	14443	5175	1,49	5,15	71
4 кв. 2023	57,55	2,06	3	14210	5377	1,68	3,45	55	74,95	17,43	3,39	4	15679	5377	1,51	5,13	76
1 кв. 2024	55,45	1,99	3	14403	5478	1,72	3,42	57	72,85	17,43	3,36	4	14659	5276	1,52	5,10	74
2 кв. 2024	53,35	1,93	3	13920	5478	1,72	3,32	57	70,75	17,43	3,26	4	14218	5276	1,56	5,07	74
3 кв. 2024	51,19	1,87	3	13430	5478	1,72	3,22	58	68,59	17,43	3,16	4	13777	5276	1,60	5,05	74
4 кв. 2024	49,21	1,81	3	12332	5377	1,68	3,05	55	66,61	17,43	2,99	4	14483	5478	1,68	5,02	78
1 кв. 2025	43,63	1,75	3	12067	5478	1,76	3,09	60	61,03	17,43	3,03	4	11549	5074	1,65	5,00	71
2 кв. 2025	42,19	1,70	3	11689	5478	1,76	3,00	60	59,59	17,43	2,94	4	11814	5175	1,69	4,97	73
3 кв. 2025	40,69	1,65	3	11303	5478	1,77	2,91	60	58,09	17,43	2,85	4	12058	5276	1,74	4,95	76
4 кв. 2025	39,08	1,61	3	10936	5478	1,77	2,85	60	56,48	17,43	2,79	4	12326	5377	1,77	4,93	78
1 кв. 2026	39,12	1,56	3	10763	5478	1,76	2,74	60	56,52	17,43	2,68	4	12642	5478	1,83	4,91	79
2 кв. 2026	38,84	1,51	3	11035	5579	1,79	2,70	61	56,24	17,43	2,64	4	13093	5565	1,85	4,89	82

Газодинамические характеристики компрессора ГПА-ц3-16С-45-1.7(ККМ),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.94$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 283K$ ,  $n_{ном} = 5300$  об/мин



Газодинамические характеристики компрессора СПЧ-425-16-65-1.7СМП,  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.93$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 298K$ ,  $n_{ном} = 5300$  об/мин

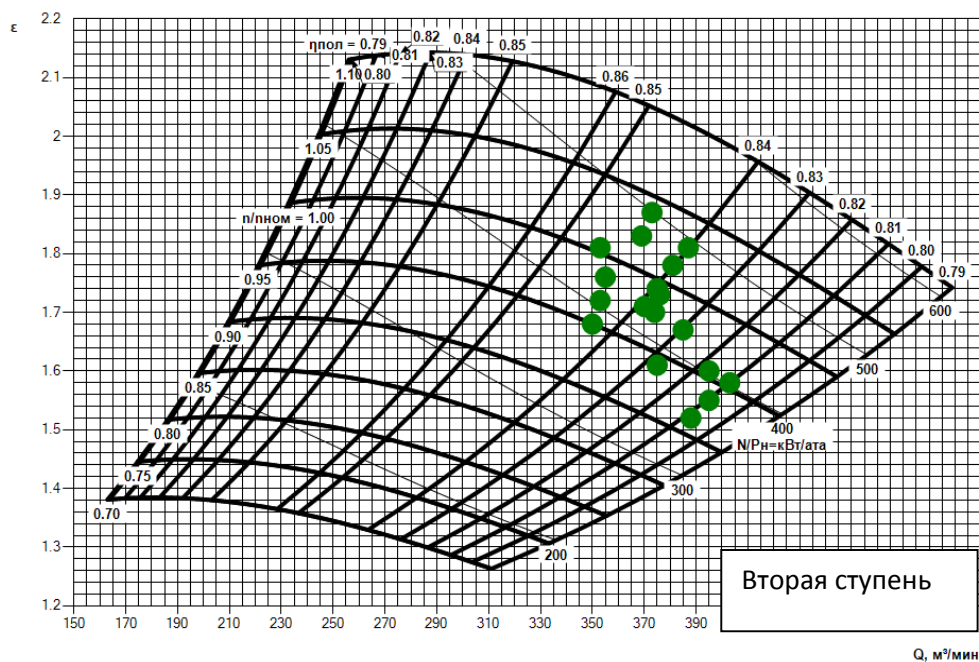


Рисунок 23 – Рабочие точки по варианту 2 на ГДХ СПЧ 45-1,7 и СПЧ 65-1,7 в двухступенчатой компоновке

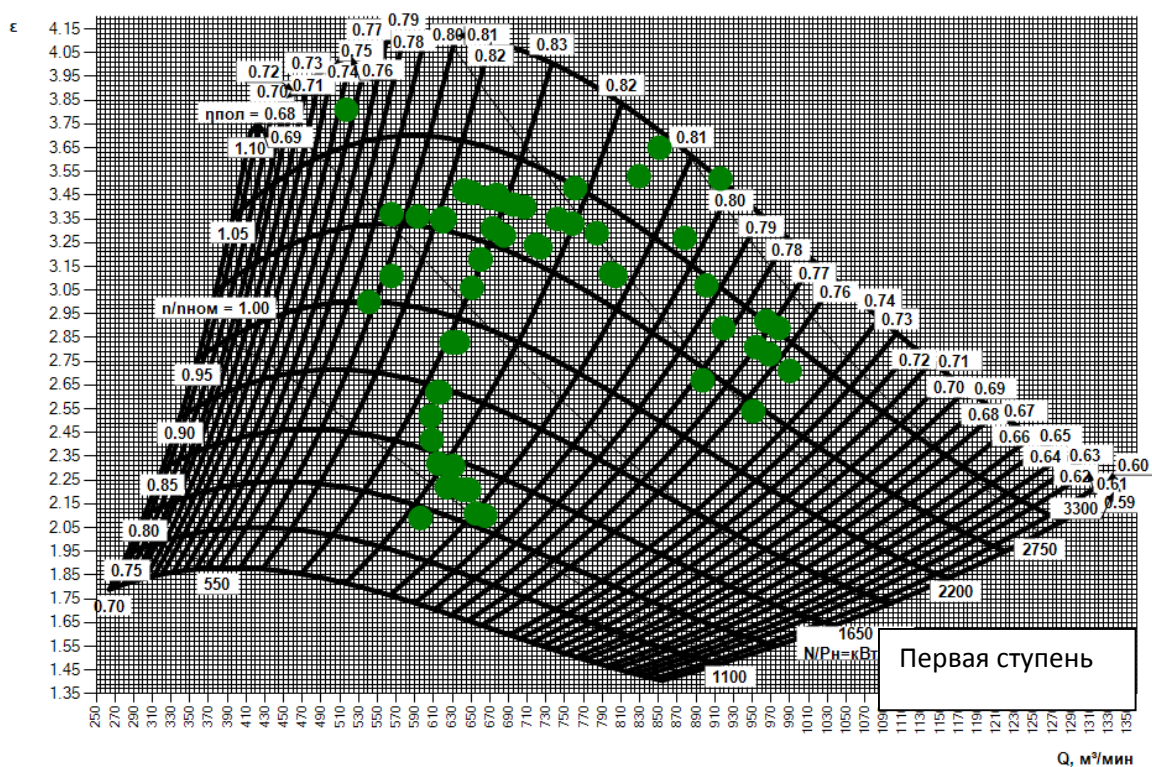
Таблица 12 – Режимы работы ДКС по варианту 2 в две ступени сжатия после замены СПЧ

Дата	$Q_{\text{вх}},$ млн. м³/сут	$P_{\text{вх}},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./	$\varepsilon$	$P_{\text{вых}},$ МПа	$T$ вых,	$Q_{\text{вх}},$ млн. м³/сут	в т.ч. газ ТНГКМ, млн. м³/сут	$P_{\text{вх}},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./	$\varepsilon$	$P_{\text{вых}},$ МПа	$T$ вых,
	мин.	°C			°C												
	мин.	°C															
ГПА 16/21-3,0									ГПА 16/45-3,0								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
3 кв. 2026	38,68	1,46	3	14480	4115	2,09	3,05	78	56,08	17,43	2,99	4	13649	3812	1,64	4,89	85
4 кв. 2026	38,99	1,40	3	16044	4317	2,23	3,13	84	56,39	17,43	3,07	4	15038	3913	1,59	4,88	91
1 кв. 2027	38,81	1,35	3	15771	4317	2,21	2,98	83	55,91	17,43	2,92	4	15500	4014	1,67	4,87	94
2 кв. 2027	38,27	1,30	3	14551	4216	2,10	2,73	79	55,37	17,43	2,67	4	15194	4115	1,82	4,86	93
3 кв. 2027	36,52	1,26	3	13968	4216	2,11	2,66	79	53,62	17,43	2,60	4	14776	4115	1,87	4,85	93
4 кв. 2027	34,91	1,22	3	14196	4317	2,21	2,69	83	52,01	17,43	2,63	4	16045	4216	1,84	4,84	101
1 кв. 2028	33,40	1,18	3	13635	4317	2,21	2,61	84	49,90	16,50	2,55	4	15486	4216	1,89	4,83	102
2 кв. 2028	31,78	1,14	3	13781	4418	2,31	2,63	88	48,28	16,50	2,57	4	13526	4014	1,88	4,82	94
3 кв. 2028	30,28	1,10	3	12484	4317	2,22	2,45	84	46,78	16,50	2,39	4	14476	4216	2,01	4,81	101
4 кв. 2028	28,72	1,06	3	12578	4418	2,32	2,46	89	45,22	16,50	2,40	4	13484	4115	2,00	4,80	98
1 кв. 2029	27,31	1,02	3	12667	4519	2,42	2,47	93	42,81	15,50	2,41	4	12393	4014	1,99	4,80	96
2 кв. 2029	26,46	0,99	3	12933	4620	2,52	2,50	98	41,96	15,50	2,44	4	12334	4014	1,96	4,79	97
3 кв. 2029	25,64	0,95	3	13137	4721	2,62	2,49	102	41,14	15,50	2,43	4	12179	4014	1,97	4,78	98
4 кв. 2029	24,93	0,92	3	12752	4721	2,62	2,41	102	40,43	15,50	2,35	4	12611	4115	2,03	4,78	102
1 кв. 2030	24,29	0,88	3	13617	4923	2,83	2,49	111	36,39	12,10	2,43	4	10574	3913	1,96	4,76	96
2 кв. 2030	23,71	0,85	3	13240	4923	2,83	2,40	111	35,81	12,10	2,34	4	10953	4014	2,03	4,76	100
3 кв. 2030	23,12	0,81	3	14071	5125	3,06	2,48	120	35,22	12,10	2,42	4	10301	3913	1,96	4,75	97
4 кв. 2030	22,54	0,78	3	14296	5226	3,18	2,48	125	34,64	12,10	2,42	3	13652	4115	1,96	4,75	98
1 кв. 2031	21,96	0,76	3	13927	5226	3,18	2,42	125	29,96	8,00	2,36	3	11810	4014	2,01	4,74	97
2 кв. 2031	21,50	0,73	3	14164	5327	3,31	2,41	129	29,50	8,00	2,35	3	11693	4014	2,01	4,73	98
3 кв. 2031	21,04	0,71	3	14451	5428	3,45	2,45	134	29,04	8,00	2,39	3	10961	3913	1,98	4,73	94
4 кв. 2031	20,42	0,69	3	14030	5428	3,45	2,38	134	28,42	8,00	2,32	3	11355	4014	2,03	4,72	98
1 кв. 2032	19,18	0,68	2	16377	5327	2,78	1,89	113	25,08	5,90	1,83	3	14047	4721	2,58	4,72	128
2 кв. 2032	18,22	0,67	3	12318	5327	3,35	2,24	132	24,12	5,90	2,18	3	10487	4115	2,16	4,71	105
3 кв. 2032	17,24	0,66	2	13884	5125	2,67	1,76	106	23,14	5,90	1,70	3	14279	4923	2,77	4,71	138
4 кв. 2032	16,85	0,63	2	14759	5327	2,89	1,82	115	22,75	5,90	1,76	3	12943	4721	2,67	4,70	129

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1 кв. 2033	16,48	0,61	3	11160	5327	3,35	2,04	132	20,48	4,00	1,98	2	15537	4620	2,37	4,70	118
2 кв. 2033	16,09	0,58	2	13841	5327	2,81	1,63	113	20,09	4,00	1,57	3	13123	5024	2,99	4,70	145
3 кв. 2033	15,71	0,56	2	14082	5428	2,92	1,64	118	19,71	4,00	1,58	3	12932	5024	2,97	4,70	146
4 кв. 2033	15,34	0,54	2	13661	5428	2,89	1,56	117	19,34	4,00	1,50	3	13176	5125	3,13	4,69	150
1 кв. 2034	14,84	0,53	3	10372	5428	3,47	1,84	136	18,14	3,30	1,78	2	15395	4822	2,63	4,69	129
2 кв. 2034	13,87	0,53	2	12831	5428	3,07	1,63	121	17,17	3,30	1,57	3	11483	5024	2,98	4,68	148
3 кв. 2034	13,05	0,53	3	9086	5327	3,37	1,79	136	16,35	3,30	1,73	2	14268	4822	2,71	4,68	132
4 кв. 2034	12,30	0,53	2	11420	5327	3,12	1,65	121	15,60	3,30	1,59	2	14794	5024	2,94	4,68	141
1 кв. 2035	11,66	0,53	2	11550	5428	3,33	1,76	129	14,96	3,30	1,70	2	13319	4822	2,75	4,68	134
2 кв. 2035	11,07	0,53	2	10689	5327	3,24	1,71	126	14,37	3,30	1,65	2	13425	4923	2,84	4,68	139
3 кв. 2035	10,54	0,53	2	10354	5327	3,28	1,74	128	13,84	3,30	1,68	2	12481	4822	2,79	4,68	135
4 кв. 2035	10,02	0,53	2	10461	5428	3,46	1,83	136	13,32	3,30	1,77	2	11661	4721	2,64	4,68	132
1 кв. 2036	9,54	0,53	2	9687	5327	3,34	1,77	132	11,86	2,32	1,71	2	10496	4721	2,74	4,68	133
2 кв. 2036	9,12	0,53	2	9392	5327	3,36	1,78	134	11,45	2,33	1,72	2	10182	4721	2,72	4,68	134
3 кв. 2036	8,70	0,53	2	8314	5125	3,11	1,65	125	11,02	2,32	1,59	2	10653	4923	2,94	4,68	144
4 кв. 2036	8,32	0,53	2	7697	5024	3,00	1,59	121	10,64	2,32	1,53	2	10731	5024	3,06	4,68	149
1 кв. 2037	7,95	0,53	2	9645	5460	3,81	2,02	150	10,20	2,25	1,96	1	16296	4721	2,39	4,68	123
2 кв. 2037	7,62	0,53	1	12855	5327	2,71	1,44	111	9,86	2,24	1,38	2	11212	5327	3,39	4,68	150
3 кв. 2037	7,32	0,53	1	11439	5125	2,54	1,35	104	9,57	2,25	1,29	2	11720	5529	3,63	4,68	150
4 кв. 2037	7,05	0,53	1	14775	5460	3,52	1,86	136	9,29	2,24	1,80	1	15706	4822	2,60	4,68	129
1 кв. 2038	6,76	0,53	1	13219	5529	3,27	1,73	127	9,02	2,26	1,67	1	16499	5024	2,80	4,68	137
2 кв. 2038	6,55	0,53	1	14133	5460	3,65	1,94	140	8,81	2,26	1,88	1	13960	4620	2,49	4,68	122
3 кв. 2038	6,38	0,53	1	13328	5460	3,53	1,87	135	8,64	2,26	1,81	1	14313	4721	2,59	4,68	126
4 кв. 2038	6,19	0,53	1	11466	5327	3,11	1,65	121	8,45	2,26	1,59	1	16307	5125	2,94	4,68	143
1 кв. 2039	6,03	0,53	1	11798	5428	3,29	1,74	127	8,25	2,22	1,68	1	14932	4923	2,79	4,68	136
2 кв. 2039	5,86	0,53	1	12104	5529	3,48	1,84	134	8,08	2,22	1,78	1	13608	4721	2,63	4,68	128
3 кв. 2039	5,71	0,53	1	11398	5428	3,35	1,78	130	7,93	2,22	1,72	1	13935	4822	2,72	4,68	133
4 кв. 2039	5,57	0,53	1	10732	5327	3,23	1,71	125	7,79	2,22	1,65	1	14264	4923	2,84	4,68	137
1 кв. 2040	5,44	0,53	1	11048	5428	3,40	1,80	132	7,62	2,18	1,74	1	13579	4822	2,69	4,68	134
2 кв. 2040	5,35	0,53	1	10928	5428	3,41	1,81	133	7,53	2,18	1,75	1	12848	4721	2,67	4,68	129
3 кв. 2040	5,24	0,53	1	10780	5428	3,43	1,82	134	7,43	2,19	1,76	1	12731	4721	2,66	4,68	130
4 кв. 2040	5,15	0,53	1	10656	5428	3,44	1,82	134	7,33	2,18	1,76	1	12606	4721	2,66	4,68	130

Газодинамические характеристики компрессора 295ГЦ2-800 7-21 (Комс. Баз),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.98$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг\*К),  $T_n = 283K$ ,  $n_{ном} = 5200$  об/мин



Газодинамические характеристики компрессора СПЧ-16С 45-3,0 (Комс. Баз),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.97$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг\*К),  $T_n = 298K$ ,  $n_{ном} = 5200$  об/мин

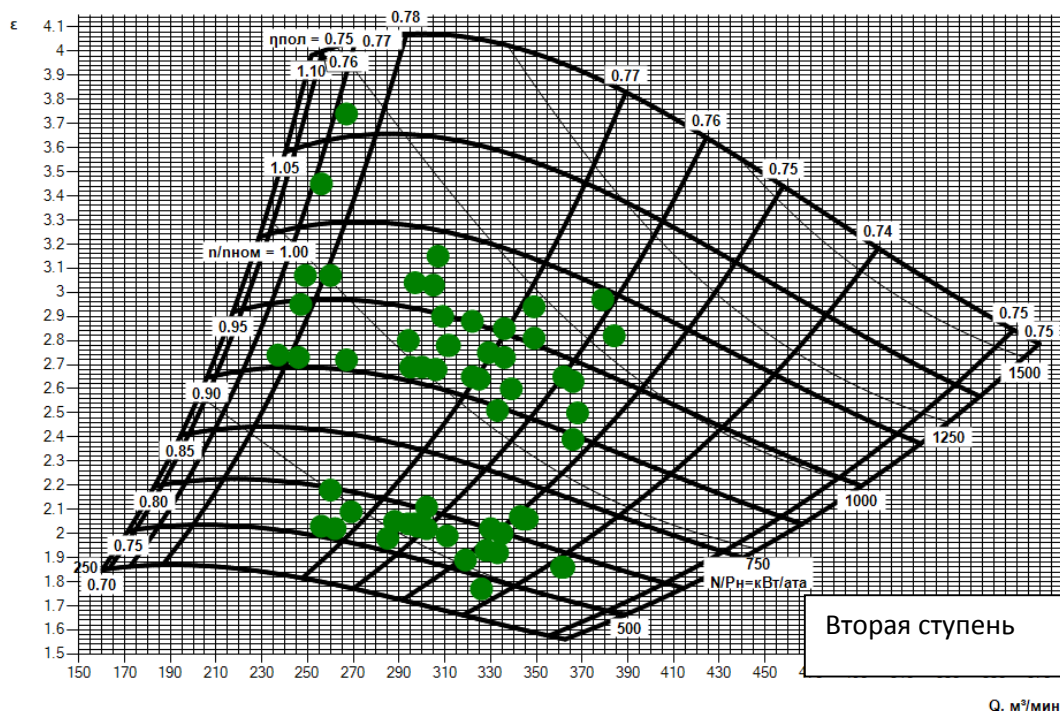


Рисунок 24 – Рабочие точки по варианту 2 на ГДХ СПЧ 21-3,0 и СПЧ 45-3,0 в  
двухступенчатой компоновке после замены СПЧ

С целью обеспечения компримирования дополнительного объема газа, в варианте 2 осуществлялось цеховое регулирования работы ДКС с перераспределением нагрузки между ступенями сжатия. В таблице 13 представлено сравнение основных показателей режимов работы первой ступени ДКС (2 очередь) по вариантам с подачей газа Тазовского НГКМ и перераспределением нагрузки между ступенями и без подачи газа Тазовского НГКМ. Как видно из таблицы, по большинству представленных режимов наблюдается увеличение нагрузки на первую ступень сжатия, которое позволит обеспечить эксплуатацию второй ступени с дополнительными объемами газа в нормальном режиме.

Таблица 13 – Сравнение режимов работы первой ступени сжатия (2 очередь) по вариантам

Год	Вариант 1, первая ступень		Вариант 2, первая ступень		Год	Вариант 1, первая ступень		Вариант 2, первая ступень	
	Р <sub>вых</sub> , МПа	ΣN <sub>1</sub> , кВт	Р <sub>вых</sub> , МПа	ΣN <sub>1</sub> , кВт		Р <sub>вых</sub> , кПа	ΣN <sub>1</sub> , кВт	Р <sub>вых</sub> , МПа	ΣN <sub>1</sub> , кВт
4 кв.2021	4,01	45687	4,11	48387	3 кв.2031	2,24	39669	2,45	43353
1 кв.2022	4,21	47547	4,21	47547	4 кв.2031	2,28	40278	2,38	42090
2 кв.2022	3,69	36312	3,97	43359	1 кв.2032	1,89	32754	1,89	32754
3 кв.2022	3,62	37056	3,80	41646	2 кв.2032	2,34	38598	2,24	36954
4 кв.2022	3,46	35541	3,91	47055	3 кв.2032	1,88	29490	1,76	27768
1 кв.2023	3,49	38409	3,85	47628	4 кв.2032	1,91	30910	1,82	29518
2 кв.2023	3,44	39156	3,53	41355	1 кв.2033	1,75	28730	2,04	33480
3 кв.2023	3,34	37806	3,51	42090	2 кв.2033	2,02	33849	1,63	27682
4 кв.2023	3,54	44814	3,45	42630	3 кв.2033	1,78	30144	1,64	28164
1 кв.2024	3,34	41106	3,42	43209	4 кв.2033	1,56	27322	1,56	27322
2 кв.2024	3,24	39732	3,32	41760	1 кв.2034	1,55	26620	1,84	31116
3 кв.2024	3,15	38343	3,22	40290	2 кв.2034	1,63	25662	1,63	25662
4 кв.2024	3,05	36996	3,05	36996	3 кв.2034	1,61	23670	1,79	27258
1 кв.2025	3,01	34536	3,09	36201	4 кв.2034	1,65	22840	1,65	22840
2 кв.2025	2,93	33459	3,00	35067	1 кв.2035	1,54	20156	1,76	23100
3 кв.2025	2,84	32361	2,91	33909	2 кв.2035	1,71	21378	1,71	21378
4 кв.2025	2,72	29859	2,85	32808	3 кв.2035	1,46	17198	1,74	20708
1 кв.2026	2,74	32289	2,74	32289	4 кв.2035	1,42	15856	1,83	20922
2 кв.2026	2,63	31596	2,70	33105	1 кв.2036	1,93	21116	1,77	19374
3 кв.2026	2,65	33936	3,05	43440	2 кв.2036	2,02	21328	1,78	18784
4 кв.2026	2,46	33456	3,13	48132	3 кв.2036	1,86	18970	1,65	16628
1 кв.2027	2,44	35043	2,98	47313	4 кв.2036	1,79	17600	1,59	15394
2 кв.2027	2,42	36435	2,73	43653	1 кв.2037	1,72	16302	2,02	19290
3 кв.2027	2,27	32826	2,66	41904	2 кв.2037	1,72	15802	1,44	12855
4 кв.2027	2,38	35766	2,69	42588	3 кв.2037	1,65	14676	1,35	11439

Продолжение таблицы 13

1кв.2028	2,31	34359	2,61	40905	4кв.2037	1,53	12368	1,86	14775
2кв.2028	2,33	34905	2,63	41343	1кв.2038	1,50	11532	1,73	13219
3кв.2028	2,45	37452	2,45	37452	2кв.2038	1,60	11862	1,94	14133
4кв.2028	2,27	33768	2,46	37734	3кв.2038	1,55	11153	1,87	13328
1кв.2029	2,37	36027	2,47	38001	4кв.2038	1,73	11991	1,65	11466
2кв.2029	2,21	33060	2,50	38799	1кв.2039	1,59	10779	1,74	11798
3кв.2029	2,49	39411	2,49	39411	2кв.2039	1,54	10110	1,84	12104
4кв.2029	2,41	38256	2,41	38256	3кв.2039	1,78	11398	1,78	11398
1кв.2030	2,11	33390	2,49	40851	4кв.2039	1,71	10732	1,71	10732
2кв.2030	2,40	39720	2,40	39720	1кв.2040	1,65	10104	1,80	11048
3кв.2030	2,48	42213	2,48	42213	2кв.2040	1,59	9547	1,81	10928
4кв.2030	2,38	40971	2,48	42888	3кв.2040	1,53	8989	1,82	10780
1кв.2031	2,22	38091	2,42	41781	4кв.2040	1,47	8474	1,82	10656
2кв.2031	2,41	42492	2,41	42492	-	-	-	-	-

### 2.3.3. Расчет оптимизационного варианта режимов работы дожимной компрессорной станции

Анализ данных, представленных на рисунках 21-24 и в таблицах 11-13, позволил сделать следующие выводы:

1. Прием газа Тазовского НГКМ на УКПГ возможен без установки дополнительных ГПА, но с нарушением норматива [19] по количеству резервных агрегатов.
2. Для приема всего объема Тазовского газа, указанного в таблице 9, потребуется работа ДКС (1 очереди) с 4 квартала 2020 г. по 3 квартал 2021 г. по схеме 5+1, что является нарушением действующего регламента и не может рекомендоваться.
3. Отмечаются режимы работы ДКС (1 очередь) с положением рабочих точек на газодинамической характеристике за границей линии помпажа 70%, что обуславливает режимы эксплуатации ГПА с пониженным КПД. Эксплуатация ДКС в таком режиме может привести к повышенному расходу топливного газа, а также к дополнительной нагрузке на лопатки и вибрации на узлах агрегатов.
4. Большую часть рассмотренного периода ГПА будут эксплуатироваться в штатном режиме со значительным запасом от помпажа.



5. Подача дополнительных объемов газа позволила сократить число режимов работы ГПА с незначительным запасом от помпажной зоны в поздние периоды.

Прием стороннего газа не оказал влияния на сроки реконструкции ДКС с заменой СПЧ.

Для обеспечения нормативного количества резервных ГПА, был сформирован оптимизационный вариант 3 со снижением объемов Тазовского газа в период с 4 квартала 2020 г. по 3 квартал 2021 г.

Ниже представлена таблица 14 с режимами работы ДКС-3С по варианту 3, а также рисунок 25 с положением рабочей точки относительно ГДХ. На последующий период, рекомендуемый вариант 3 аналогичен варианту 2.

Таблица 14 – Режимы работы ДКС по варианту 3 в одну ступень сжатия

Дата	$Q_{вх},$ м <sup>3</sup> /сут	В т.ч. газ ТНГКМ, млн. м <sup>3</sup> /сут	$P_{вх},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./ мин.	$\varepsilon$	$P_{вых},$ МПа	$T_{вых},$ °С
4 кв. 2020	83,43	0,00	3,24	4	16492	5399	1,75	5,68	59
1 кв. 2021	81,64	0,00	3,13	4	16497	5466	1,77	5,54	60
2 кв. 2021	76,29	4,00	3,19	4	14500	5213	1,68	5,37	57
3 кв. 2021	80,90	16,45	3,27	4	14521	5157	1,61	5,28	55

Как видно из таблицы 14 мощность, требуемая для компримирования не превышает 16500 кВт и 14500 кВт в зимние и летние периоды соответственно. Представленные расходы соответствуют максимальной загрузке с учётом существующих ограничений, характеризующихся газодинамической характеристикой.

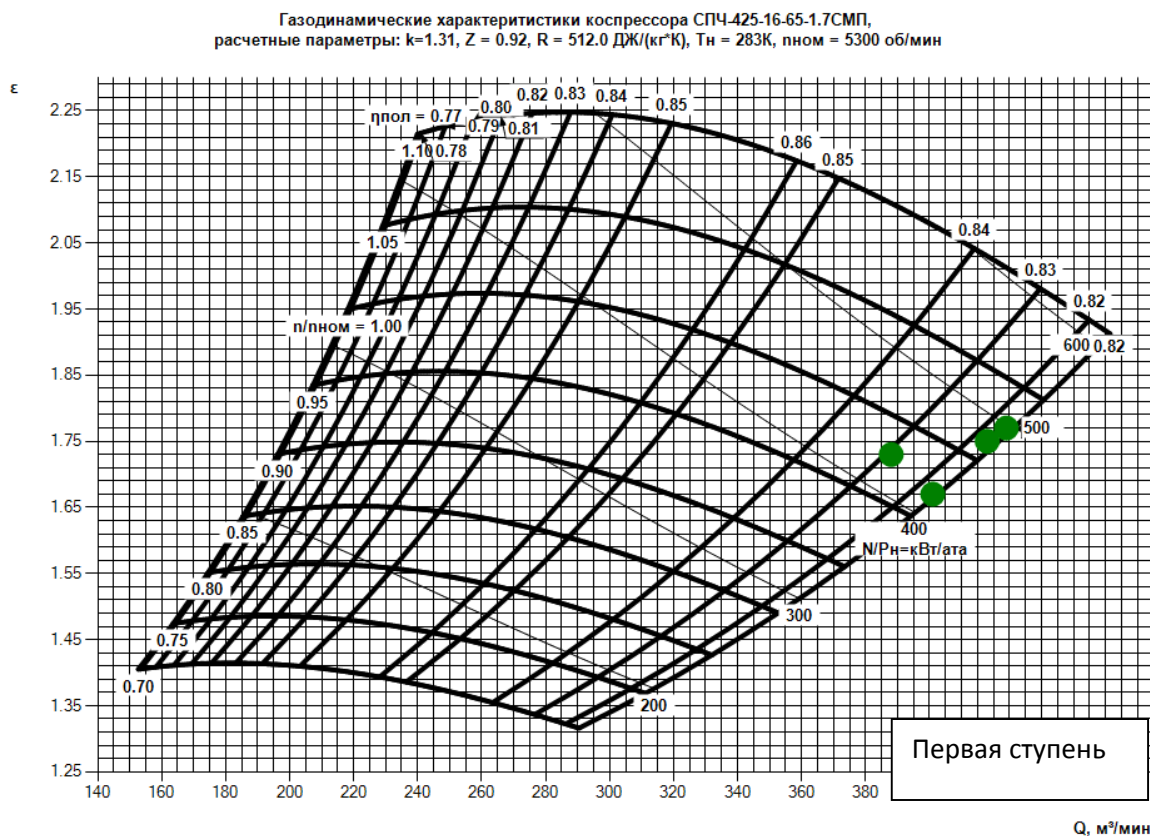


Рисунок 25 – Рабочие точки по варианту 3 на ГДХ СПЧ 65-1,7 в  
одноступенчатой компоновке

#### 2.3.4. Расчет режимов работы дожимной компрессорной станции при пиковых нагрузках

Заполярье месторождение является объектом-регулятором добычи газа ПАО «Газпром», обеспечивающим значительную часть добычи Общества, в том числе в периоды пиковых нагрузок. В связи с этим важно оценить влияние приема стороннего газа на возможности обеспечить прогнозируемые уровни собственной добычи газа без ввода дополнительных мощностей. Для этой цели были рассчитаны перспективные режимы работы ДКС с максимальными отборами собственного газа и подачей газа Тазовского НГКМ в осенне-зимние периоды 2020-2022 гг. В краткосрочные периоды пиковых нагрузок имеется возможность задействования одного ГПА из резерва и работа 1 очереди по схеме 5+1 (рисунок 26).

Ниже, в таблицах 3.10-3.11 представлены режимы работы ДКС в периоды пиковых нагрузок, на рисунках 26-27 – соответствующие рабочие точки перспективных режимов работы сеноманской ДКС.

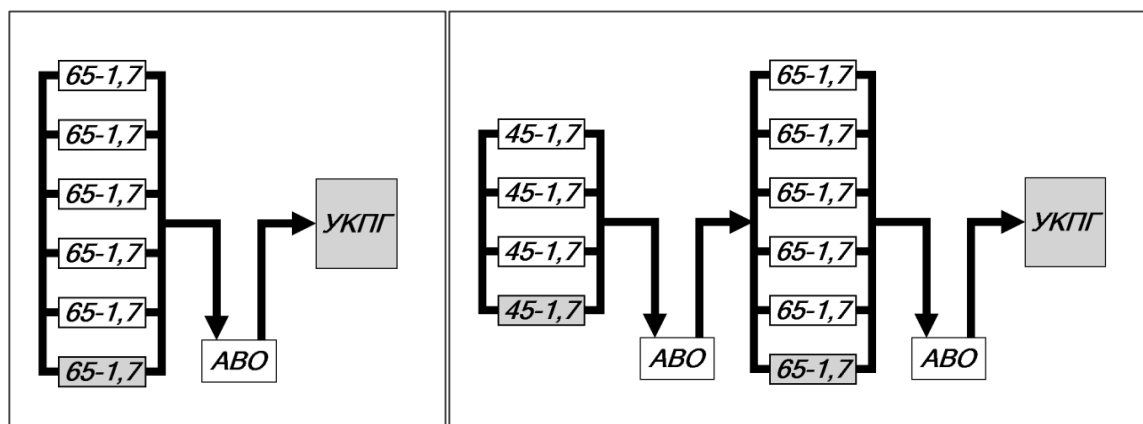


Рисунок 26 – Схемы оснащения ДКС в периоды пиковых нагрузок

Таблица 15 – Режимы работы ДКС в период пиковой нагрузки в одноступенчатой компоновке.

Дата	$Q_{\text{вх}}$ , млн. м³/сут	в т.ч. газ ТНГКМ, млн. м³/сут	$P_{\text{вх}}$ , МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1$ , кВт	$n$ , об./ мин.	$\varepsilon$	$P_{\text{вых}}$ , МПа	$T_{\text{вых}}$ , °C
<b>СПЧ 16/65-1,7</b>									
4 кв. 2020	95,24	4,4	3,08	5	16497	5520	1,80	5,55	64
1 кв. 2021	94,88	6,9	2,99	5	16498	5568	1,84	5,50	64
4 кв. 2021	93,55	17,4	2,86	5	16543	5656	1,87	5,35	65

Таблица 16 – Режимы работы ДКС в период пиковой нагрузки в двухступенчатой компоновке.

Дата	$Q_{\text{вх}}$ , млн. м³/сут	в т.ч. газ ТНГКМ, млн. м³/сут	$P_{\text{вх}}$ , МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1$ , кВт	$n$ , об./ мин.	$\varepsilon$	$P_{\text{вых}}$ , МПа	$T_{\text{вых}}$ , °C
<b>1 ступень СПЧ 16/45-1,7</b>									
1 кв. 2022	84,14	-	2,37	3	16114	5276	1,43	3,39	45
4 кв. 2022	74,67	-	2,16	3	16332	5478	1,54	3,33	50
<b>2 ступень СПЧ 16/65-1,7</b>									
1 кв. 2022	101,54	17,40	3,33	5	15737	5377	1,62	5,39	73
4 кв. 2022	92,07	17,40	3,27	5	15975	5478	1,61	5,28	78

Газодинамические характеристики компрессора СПЧ.425-16-65-1.7СМП,  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.92$ ,  $R = 512.0 \text{ Дж/(кг}^\circ\text{К)}$ ,  $T_n = 283\text{К}$ ,  $n_{ном} = 5300 \text{ об/мин}$

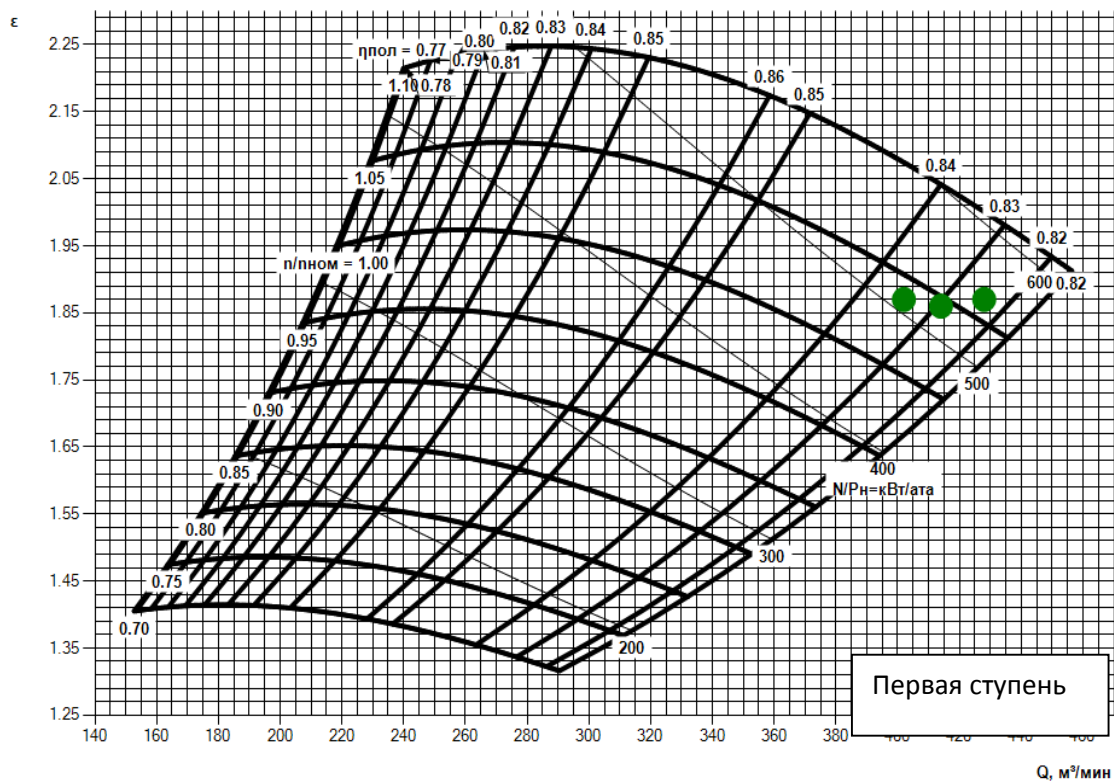
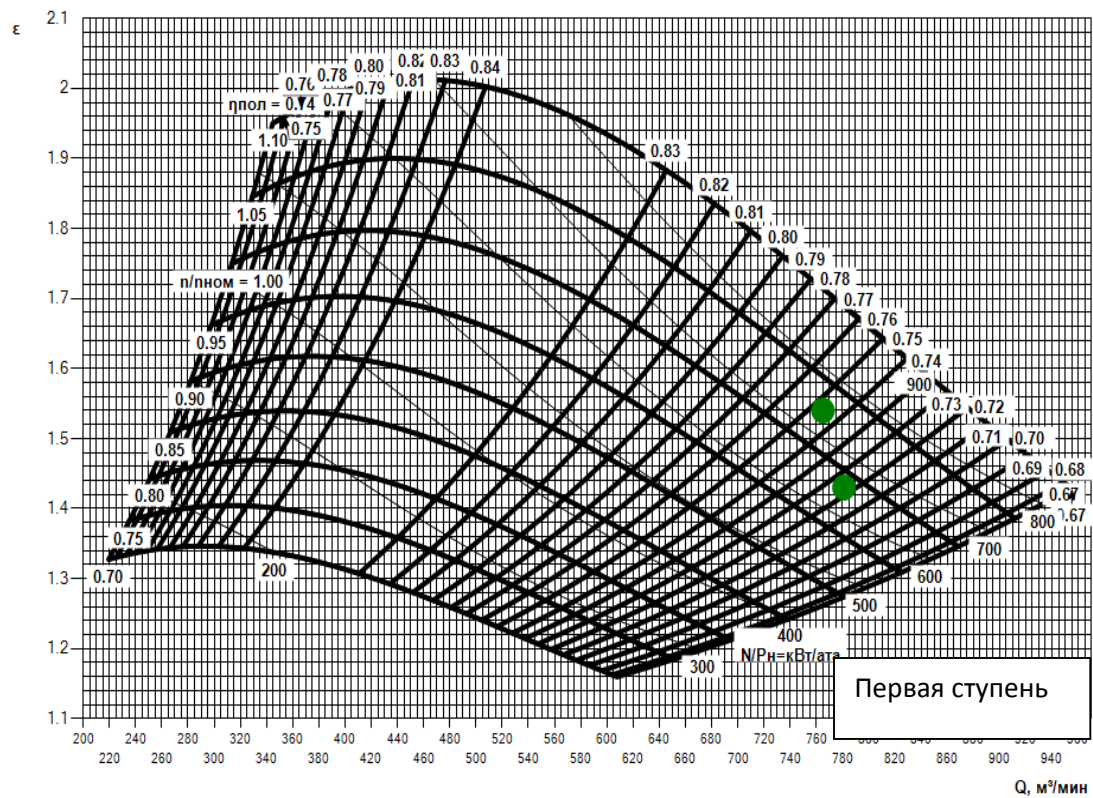


Рисунок 27 – Рабочие точки на ГДХ СПЧ 65-1,7 в период пиковой нагрузки в одноступенчатой компоновке

Газодинамические характеристики компрессора ГПА-ц3-16С-45-1.7(ККМ),  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.94$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 283$ К,  $n_{ном} = 5300$  об/мин



Газодинамические характеристики компрессора СПЧ-425-16-65-1.7СМП,  
расчетные параметры:  $k=1.31$ ,  $Z = 0.93$ ,  $R = 512.0$  Дж/(кг·К),  $T_n = 298$ К,  $n_{ном} = 5300$  об/мин

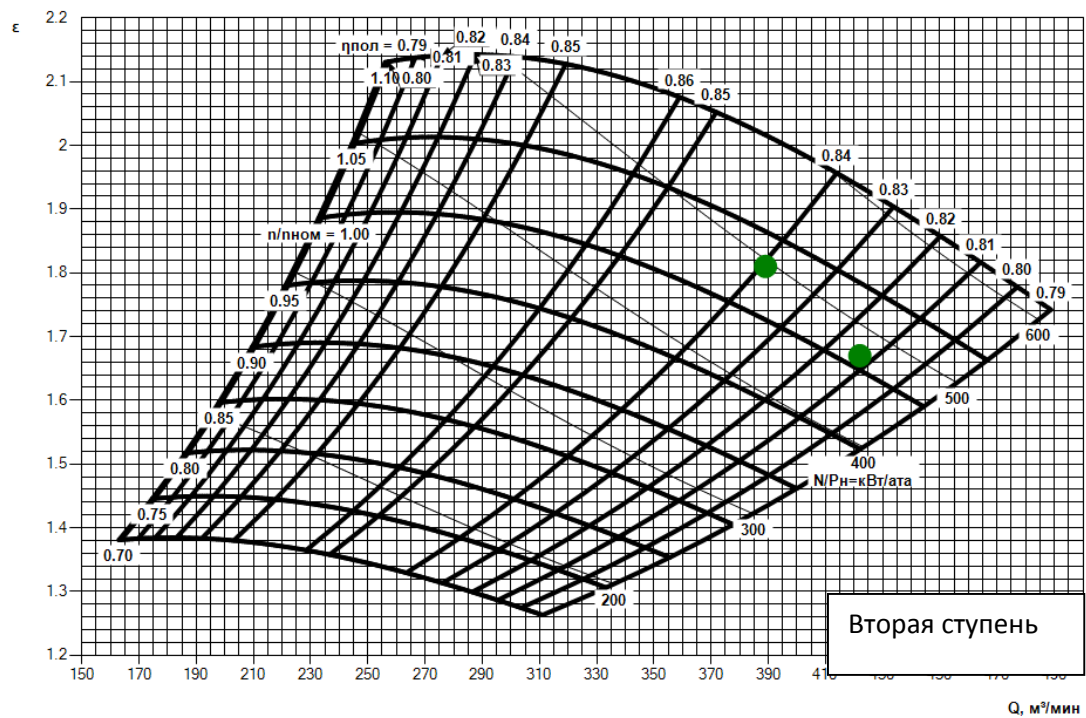


Рисунок 28 – Рабочие точки в период пиковой нагрузки на ГДХ СПЧ 45-1,7 и  
СПЧ 65-1,7 в двухступенчатой компоновке

Анализ результатов расчётов пиковых режимов работы ДКС с подачей стороннего газа позволяет сделать следующие выводы:

1. Все рассмотренные режимы работы 1 очереди характеризуются работой второй ступени сжатия по схеме 5+1, которая может задействоваться в краткосрочные пиковые периоды для обеспечения максимальной добычи газа.

2. Подача Тазовского газа в периоды пиковых нагрузок допустима в объемах, представленных в таблицах 15-16. При этом важно отметить, что в 4 квартале 2020 г. и 1 квартале 2021 г. отсутствует возможность приема стороннего газа в нормальном режиме работы с соблюдением нормативной схемы (4+2). Соответственно прием газа Тазовского НГКМ может осуществляться только в пиковые режимы 4 квартала 2020 г. и 1 квартала 2021 г.

Таким образом, по результатам расчётов перспективных режимов работы ДКС Заполярного НГКМ установлено, что с учётом уточненных объёмов добычи собственного газа и перераспределения нагрузки между ступенями сжатия, существует технологическая возможность приема газа Тазовского месторождения на вход 1 очереди ДКС в полном объеме с 2022 года (таблица 17). В 2021 году для обеспечения норматива по количеству резервных ГПА без сокращения собственной добычи газа Заполярного НГКМ потребуется снижение поставок стороннего газа до 3,4 млрд. м<sup>3</sup>/год при плане ООО «Газпромнефть-Ямал» 6,0 млрд. м<sup>3</sup>/год. В 2020 году прием газа Тазовского НГКМ при соблюдении принятых условий невозможен (по плану 1,5 млрд. м<sup>3</sup>).

Таблица 17 – Результаты оценки возможных объемов подачи Тазовского НГКМ на УКПГ Заполярного НГКМ

Год	Годовые объемы газа Тазовского НГКМ, млн. м <sup>3</sup> /сут 347 раб. дней в год	
	Заявленные	Допустимые
2020	1511,9	83,6*
2021	6047,6	3438,0*
2022	6047,6	6047,6
2023	6047,6	6047,6
2024	6047,6	6047,6
2025	6047,6	6047,6
2026	6047,6	6047,6
2027	5950,2	5950,2
2028	5719,5	5719,5
2029	5371,7	5371,7
2030	4187,2	4187,2
2031	2772,4	2772,4
2032	2038,7	2038,7
2033	1404,0	1404,0
2034	1135,7	1135,7
2035	1076,9	1076,9
2036	805,4	805,4
2037	779,4	779,4
2038	784,6	784,6
2039	771,0	771,0
2040	756,8	756,8

\* - с учётом подачи газа Тазовского НГКМ только в периоды пиковых нагрузок (20 сут.) в 4 квартале 2020 г. и 1 квартале 2021 г.

### **2.3.5. Анализ результатов расчета режимов работы дожимной компрессорной станции**

С целью выработки окончательной оценки возможности подачи стороннего газа были проведены детальные расчёты прогнозных режимов работы ДКС по трём вариантам, предусматривающим актуальную динамику добычи собственного газа Заполярного НГКМ и различающимся объемами подаваемого стороннего газа.

Вариант 1 предусматривает подачу только собственных объемов газа сеноманской и туронской залежей Заполярного НГКМ, учитывает фактическое оснащение ДКС и утвержденные планы ООО «Газпром добыча Ямбург» по развитию дожимного комплекса. Анализ выполненных расчётов по данному варианту позволил сделать следующие выводы:

1. на протяжении всего рассмотренного периода ДКС работает по схеме оснащения 1 очереди 4+2 и 2 очереди 3+1, что соответствует действующему нормативу [19] соотношения резервных и рабочих ГПА;
2. за исключением периода с 4 квартала 2020 г. по 2 квартал 2021 г. отмечается запас мощности, который может быть использован для компримирования газа Тазовского НГКМ.

Вариант 2 в отличие от варианта 1 предполагает подачу газа Тазовского НГКМ на 1 очередь ДКС. С целью обеспечения компримирования дополнительного объема газа, в варианте 2 осуществлялось цеховое регулирования работы ДКС с перераспределением нагрузки между ступенями сжатия. Анализ выполненных расчётов по данному варианту позволил сделать следующие выводы:

1. прием газа Тазовского НГКМ на УКПГ возможен без установки дополнительных ГПА, но с нарушением норматива [19] по количеству резервных агрегатов;
2. для приема всего объема Тазовского газа, потребуется работа ДКС (1 очереди) с 4 квартала 2020 г. по 3 квартал 2021 г. по схеме 5+1, что является нарушением действующего регламента и не может рекомендоваться;
3. отмечаются режимы работы ДКС (1 очередь) с положением рабочих точек на газодинамической характеристике за границей линии 70%, что обуславливает режимы эксплуатации ГПА с пониженным КПД. Эксплуатация ДКС в таком режиме может привести к повышенному расходу топливного газа, а также к дополнительной нагрузке на лопатки и вибрации на узлах агрегатов;



4. прием стороннего газа не оказал влияния на сроки реконструкции ДКС с заменой СПЧ.

Для обеспечения нормативного количества резервных ГПА, был сформирован оптимизационный вариант 3, который отличается от варианта 2 снижением объемов Тазовского газа от 100% до 6% в период с 4 квартала 2020 г. по 3 квартал 2021 г.

В связи с тем, что Заполярное месторождение является объектом-регулятором добычи газа ПАО «Газпром», обеспечивающим значительную часть добычи Общества, были проведены расчёты прогнозных режимов работы ДКС с максимальными отборами собственного газа и подачей газа Тазовского НГКМ в осенне-зимние периоды 2020-2022 гг. с возможностью краткосрочного задействования одного ГПА из резерва и работа 1 очереди по схеме 5+1. Анализ результатов расчётов пиковых режимов работы ДКС-3С с подачей стороннего газа позволяет сделать следующие выводы:

1. все рассмотренные режимы работы 1 очереди характеризуются работой второй ступени сжатия по схеме 5+1, которая может задействоваться в краткосрочные пиковые периоды для обеспечения максимальной добычи газа;

требуется снижение объёмов подачи Тазовского газа в периоды пиковых нагрузок. При этом важно отметить, что в 4 квартале 2020 г. и 1 квартале 2021 г. отсутствует возможность приема стороннего газа в нормальном режиме работы с соблюдением нормативной схемы (4+2). Соответственно прием газа Тазовского НГКМ может осуществляться только в пиковые режимы 4 квартала 2020 г. и 1 квартала 2021 г.

### **3 МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА АНТИПОМПАЖНОЙ ЗАЩИТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

#### **3.1. Описание регулирующего антипомпажного клапана**

Для повышения давления газа используются компрессорные станции. Каждый компрессор оборудован антипомпажным регулирующим клапаном, который предотвращает повреждение компрессора вследствие помпажа.

Иногда поток газа в компрессоре снижается настолько, что его сжатие становится физически невозможным. Такие условия принято называть помпажем. Чтобы избежать этого на газопроводах устанавливаются особые системы контроля. Контрольный клапан, который служит для защиты компрессора, называется антипомпажным регулирующим клапаном. При нормальной работе компрессора регулирующий клапан закрыт, но, как только возникает опасность помпажа, он немедленно открывается, соединяя входное и выходное отверстия компрессора.

Тот же контрольный клапан может использоваться для рециркуляции во время запуска компрессора. Клапан открывается всякий раз, когда возникает необходимость рециркуляции потока. В случае открытия регулирующего клапана считается, что рассеянная им энергия равна расчетной мощности компрессора.

Чтобы предотвратить повреждение компрессора компания Mokveld предоставляет высоконадежные быстродействующие контрольные клапаны. Оснащение контрольного клапана сконструировано таким образом, что в чрезвычайной ситуации он открывается менее чем за две секунды.

Контрольные клапаны Mokveld отличаются высокой точностью и позволяют избежать перерегулирования. Кроме того, они срабатывают так быстро, что не допускают помпажа компрессора. Конструкция регулирующего клапана осевого типа Mokveld, обеспечивающая равновесие давлений, делает клапан нечувствительным к резким перепадам давления и потока среды [24].

Регулирующие клапаны осевого типа фирмы «Mokveld» имеют конструкцию с большей жесткостью, не требующую частого обслуживания и спроектированную с целью получения высокой эффективности в широком диапазоне областей применения регулирующей арматуры. Спрямленная осесимметричная проточная часть устраняет вихревые течения и неоправданные изменения направления потока среды в клапане. Конструкция осевого типа обеспечивает большую пропускную способность при том же диаметре, чем любая обычная конструкция.

Клапаны осевого типа с подтвержденными на практике высокими эксплуатационными характеристиками помогут сократить затраты на дорогостоящее техническое обслуживание, а также потери производственного времени. Эта продукция гарантирует безопасную и надежную работу установки.

Регулирующие клапаны осевого типа фирмы «Mokveld» отличаются следующими основными особенностями:

1. *Точность регулирования.* Конструкция отсечного клапана фирмы Mokveld включает разгруженный поршень, на котором нет перепада давлений. Это достигается подачей давления в трубопроводе на обе стороны поршня и штока поршня, в результате чего перепада давлений на поршне нет, и действующие на него силы уравниваются. Всё это значительно снижает требуемое усилие привода и уменьшает износ подвижных частей. Поскольку трим разгружен по давлению, а профиль скоростей равномерен по всему проходному сечению клапана, возможно высокоточное регулирование (также при минимальной степени открытия).
2. *Осевое течение.* Оптимизированный путь потока через расширенный корпус с полноходным отверстием позволяет исключить турбулентность, что предотвращает эрозию и вибрацию.

3. *Низкий уровень шума.* Осевое течение среды снижает турбулентность в корпусе клапана. Давление редуцируется только на триме. Динамический шум от корпуса снижен до минимума.
4. *Высокая пропускная способность.* Пропускная способность клапана осевого типа очень высокая по сравнению с обычными седельными клапанами.
5. *Широкий диапазон регулирования.* Большая пропускная способность в сочетании с высокой точностью регулирования позволяют использовать один клапан в широком диапазоне рабочих режимов.

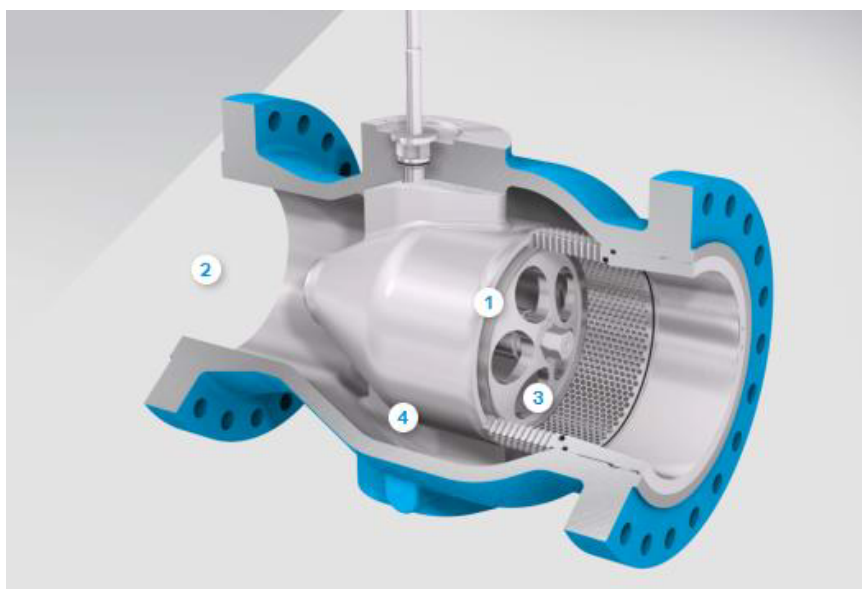


Рисунок 29 – Регулирующий клапан осевого типа фирмы Mokveld [25]

В конструкции клапана осевого типа фирмы «Mokveld» поток движется в спрямленном кольцевом пространстве и равномерно распределяется по сепаратору. Осевой поток формируется в прямолинейном симметричном проточном контуре между внутренним и наружным корпусами клапана. В результате этого снижаются местные скорости течения, турбулентность и механическое воздействие потоков среды и твердых частиц. Это основа надежной работы клапана, поскольку устраняются вибрация, эрозия элементов конструкции, несимметричные течения и изменения направления течения потока газа.

Благодаря минимальному уровню турбулентности и изменений вектора скорости среды преобразование энергии в самом корпусе клапана не происходит. Давление редуцируется только на триме, конструкция которого именно для этого и предназначена.

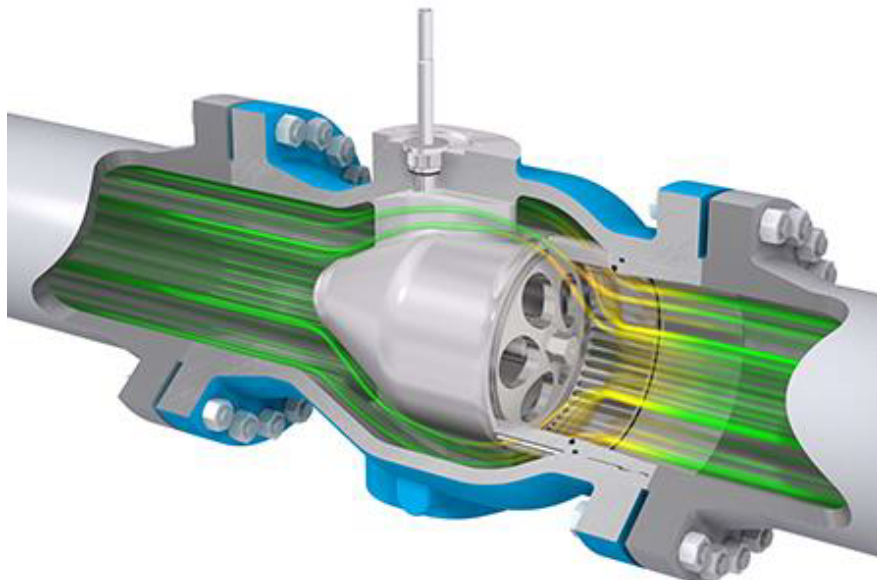


Рисунок 30 – Спрямолинейное осесимметричное течение среды [26]

### **3.2. Конструкция регулирующего антипомпажного клапана**

Клапан фирмы «Mokveld Valves» состоит из следующих узлов: узла клапана, силового пневмопривода клапана, приборной части (комплекта приборов), обеспечивающей работу клапана в автоматическом режиме и гидравлической системы дублирующего ручного управления клапаном (рисунок 31).

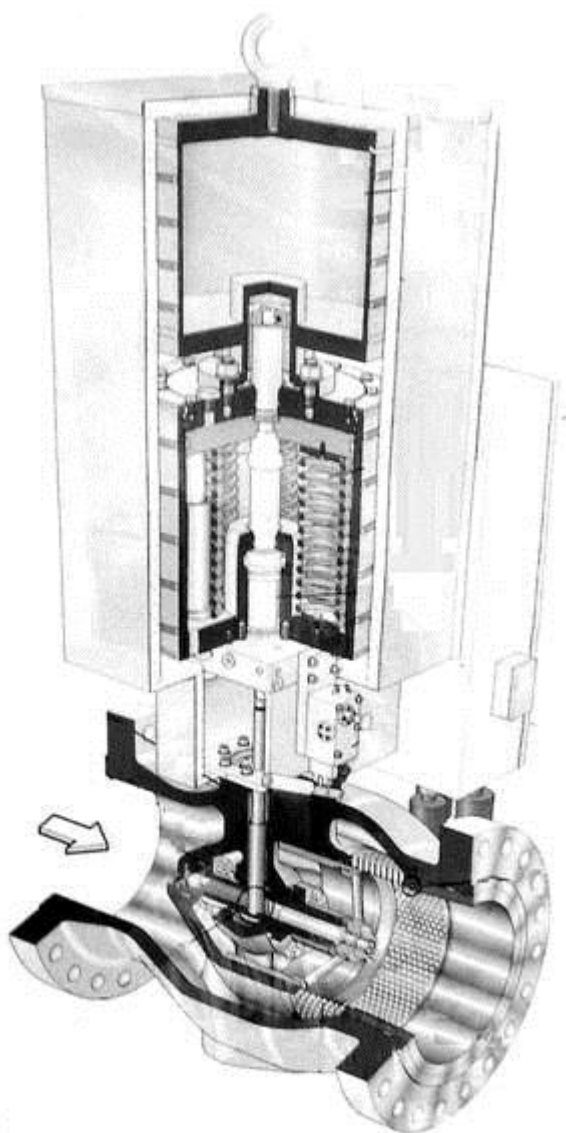


Рисунок 31 – Антипомпажный клапан фирмы «Mokveld Valves»

**Узел клапана** представляет собой устройство поршневого типа (рисунок 32). Основными элементами узла клапана являются: наружный корпус 1, внутренний корпус 2, поршень 3, шток поршня 4, шпиндель клапана 5 и сепаратор 6 с выполненными в нем радиальными отверстиями. Наружный и внутренний корпус представляют собой одну цельную отливку. Поршень перемещается вдоль продольной оси клапана. Конфигурация корпуса обеспечивает высокую пропускную способность при минимальных гидравлических потерях.

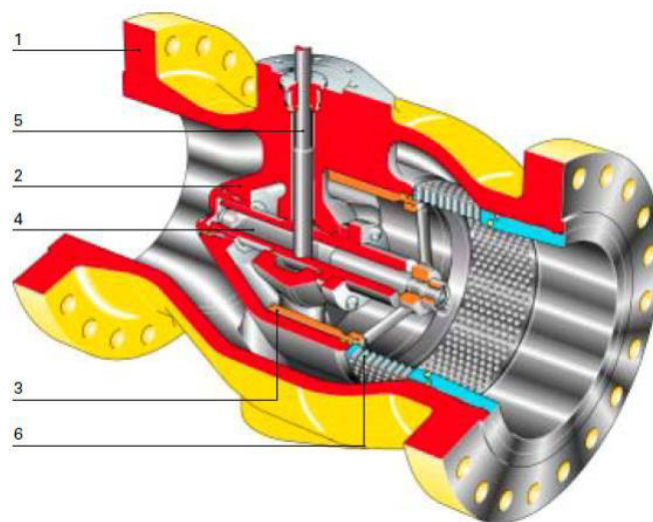


Рисунок 32 – Узел клапана в открытом положении

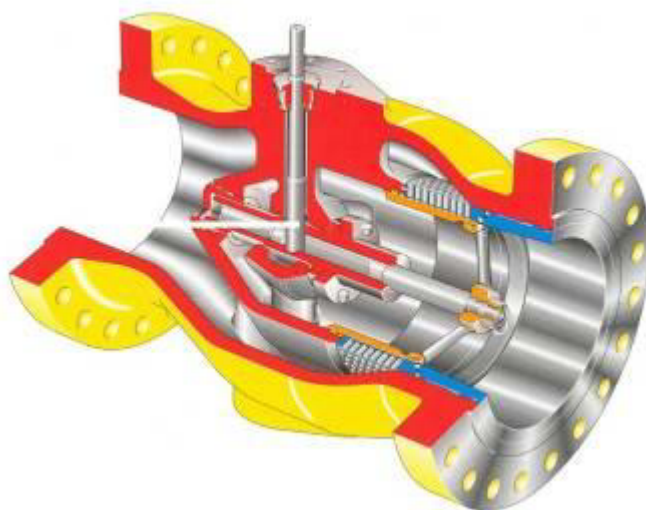


Рисунок 33 – Узел клапана в закрытом положении

Поршень движется поступательно вдоль оси сепаратора (рисунок 34-35). Дросселирование потока происходит между кромкой поршня и отверстиями сепаратора. Движение поршня изменяет площадь сечения отверстий сепаратора. Поток всегда идет с наружной стороны сепаратора таким образом, что зона, в которой скорость среды максимальна, всегда находится в нем. При закрытии клапана главное уплотнение активируется за счет перепада давления на поршне. Это давление разжимает кольцо уплотнения и таким образом полностью отсекает поток.

Как уже говорилось ранее, поршень клапана уравнивается по давлению. Такая конструкция позволяет даже для клапанов большого размера

при большом действующем перепаде давлений прикладывать незначительное усилие для его привода, а также обеспечивает высокую скорость срабатывания клапана. Достижимо время контролируемого рабочего хода менее 2 секунд, что важно для такой области применения, как антипомпажное регулирование компрессоров.

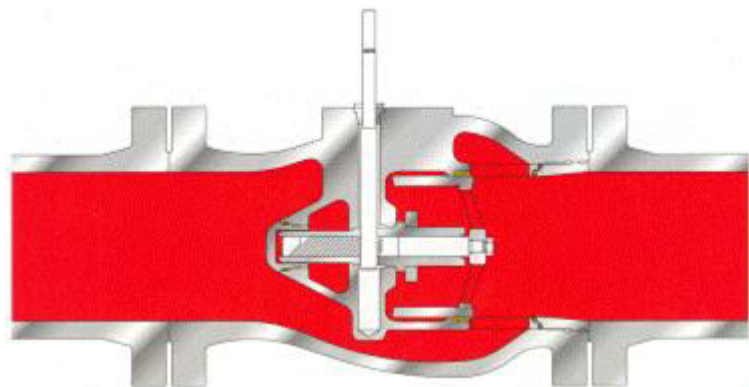


Рисунок 34 – Клапан в открытом положении

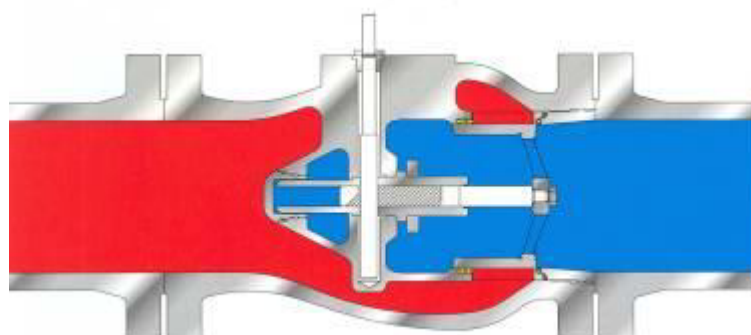


Рисунок 35 – Клапан в закрытом положении

Поршень перемещается при помощи реечной передачи, размещенной под углом 90° и состоящей из взаимоскользящих зубчатых реек с наклонными зубьями, выполненных на штоках поршня и сепаратора (рисунок 36). Минимальный зазор в зубчатой передаче исключает люфт между штоками поршня и клапана. Зубчатые рейки изолированы от внешней и перекачиваемой сред двойными уплотнениями на штоках. Полость, в которой работает передача, заполнена смазкой в связи, с чем отпадает необходимость частого технического обслуживания.



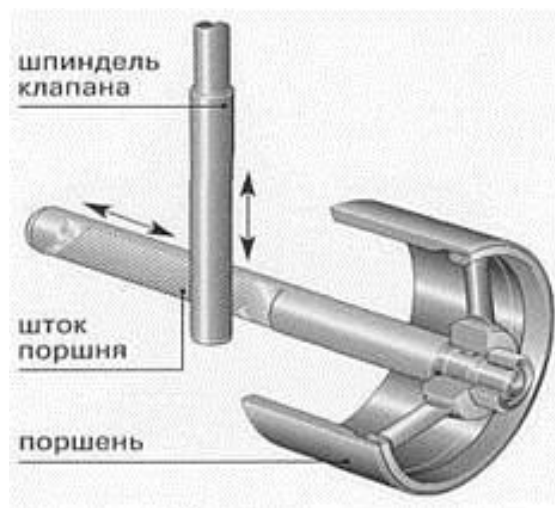


Рисунок 36 – Узел реечной передачи

**Привод клапана** осуществляется при помощи силового пневмоцилиндра одностороннего действия, который устанавливается непосредственно на фланце корпуса узла клапана. Шпиндель узла клапана соединяется со штоком пневмопривода соединительной муфтой, которая расположена в нижней части пневмопривода. При подаче давления в полость над поршнем штока пневмопривода через соединительную муфту передает поступательное движение на шпиндель и далее посредством зубчатой реечной передачи на поршень узла клапана. Возвратное поступательное движение обеспечивается силой упругости пружин [27].

### 3.3. Система управления регулирующим антипомпажным клапаном

Регулирующий клапан «Mokveld», используемый в качестве исполнительного органа в системе антипомпажного регулирования газоперекачивающих агрегатов или компрессорных цехов, представляет собой сам клапан 1 (рисунок 37), пневмопривод 3 с гидродублирующей системой 5 и приборную часть (комплект приборов), обеспечивающую работу клапана в автоматическом режиме.

Привод устанавливается непосредственно на корпусе клапана. Шток клапана соединен со штоком приводного механизма с помощью муфты. Соединительная муфта находится в нижней части опорной плиты корпуса

привода. Опорная плита является также основанием для установки большинства вспомогательных устройств системы управления приводом клапана.

Для работы антипомпажного клапана на приборную часть подается природный газ давлением 45–75 бар, который очищается от мехпримесей в фильтре высокого давления 22, понижается до давления 10 бар в редукторе высокого давления 21 и направляется в ресивер 4 (ёмкость), расположенный в верхней части цилиндра пневмопривода 3. Электроподогрев 20 предотвращает попадание в питающий газ капельной влаги и гидратов.

Из ресивера газ выходит в трех направлениях. Первое – на предохранительный клапан 16, срабатывающий при повышении давления в ресивере свыше 12 бар и сбрасывающий излишнее давление через свечу в атмосферу. Второе идет на два редуктора с фильтрами 17 и 18. Редуктор 17 понижает давление до 1,4 бар и подает газ на электропневмопреобразователь 10, который, получая электрический сигнал от 4 до 20 мА, преобразует его в пневматический и подает в качестве управляющего на позиционер 11, который, в свою очередь, подает управляющий сигнал на блокирующий клапан 15. Редуктор 18 понижает давление до 3,5 бар и подает его в качестве рабочего на позиционер 11. Третье идет на блокирующий клапан 15, который перепускает большой объем газа на поршень пневмопривода 3 в зависимости от пневмосигнала с позиционера 11. Блокирующий клапан 15 через регулируемый дроссель осуществляет подачу необходимого количества газа к пневмоприводу 3 и предназначен для преобразования низкорасходного управляющего сигнала, поступающего от позиционера 11 в более высокорасходный скоростной сигнал.

Дроссель служит для регулировки времени открытия и закрытия клапана и настраивается на заводе-изготовителе.

Электропневмопреобразователь 10 питается по параллельной импульсной линии. На этой линии установлен свой редуктор с фильтром 17,

настроенный на давление 1,4 бар. Электропневмопреобразователь 10 получает электрический сигнал от противопомажного регулятора и преобразует его в пневматический импульс, который приводит к изменению управляющего сигнала, поступающего от позиционера 11.

Позиционер 11 представляет собой универсальное клапанное устройство с рычажным элементом обратной связи. Обеспечивает с высокой точностью подачу управляющего пневматического сигнала через блокирующий клапан 15 для приведения в действие поршня привода 3 клапана 1 до положения заданным ему управляющим прибором – электропневмопреобразователем 10. Позиционер 11 также удерживает заданную клапану 1 позицию за счет получения от него информации с помощью обратной рычажной связи. Таким образом, заданное положение клапана 1 удерживается независимо от сил, которые пытаются изменить его положение. Питание позиционера 11 осуществляется по линии от ресивера через редуктор с фильтром 18, настроенный на давление 3,5 бар.

При получении управляющего электрического сигнала 20 мА срабатывает электропневмопреобразователь 10 и подает пневмосигнал на позиционер 11, который усиливает его и подает на блокирующий клапан 15. Последний перепускает газ из ресивера на пневмопоршень привода 3, заставляя его под действием давления газа опускаться вниз и через систему реечного механизма шток привода – шток клапана 4 перемещать поршень клапана, перекрывая поток перекачиваемой среды.

При снижении управляющего электрического сигнала до 4 мА уменьшается пневмосигнал и блокирующий клапан 15 изменяет поток газа из ресивера на привод 3. Поршень последнего под действием силы давления газа в подпоршневой полости пневмопривода 3 поднимается вверх, сбрасывая газ из поршневой полости в атмосферу через блокирующий клапан 15.

При получении электрического сигнала в пределах от 4 до 20 мА открытие клапана пропорционально величине сигнала.

Контроль крайних положений АПК осуществляется двумя конечными выключателями 9, которые передают свои сигналы регуляторам системы ССС и штатной системе управления ГПА.

На случай аварийной ситуации (отключение подачи газа или электросигнала), система регулирования снабжена дублирующим устройством гидросистемой с ручным насосом 5.

Защита элементов системы управления от обледенения при низких температурах окружающего воздуха осуществляется ленточными нагревательными элементами 19 и 20 с автоматическим ограничителем теплопроводности. Нагревательный элемент с температурно-зависимым электрическим сопротивлением регулирует и ограничивает выход тепла обогревающей ленты в соответствии с окружающей температурой. Если окружающая температура повышается, то выход тепла от ленты уменьшается.

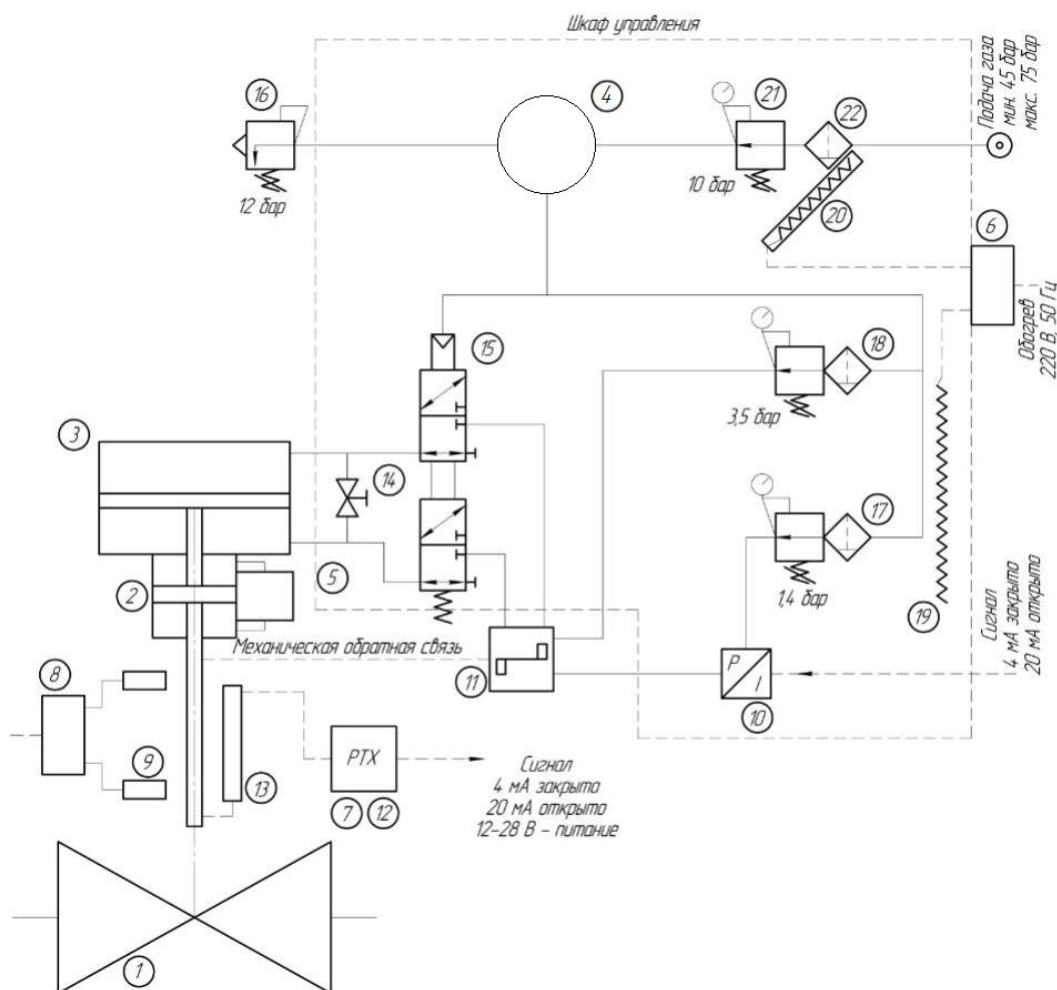


Рисунок 37 – Пневмосхема управления регулирующим клапаном «Mokveld»

В случае неисправности пневмопривода, либо недостаточном давлении газа, возможно ручное управление клапаном при помощи *дублирующей системы гидроуправления*.

Гидросистема включает в себя силовой гидроцилиндр, размещенный на штоке пневмопривода, и гидравлический блок со встроенным ручным насосом и гидроаккумулятором. Гидравлический блок монтируется на установочной плите корпуса пневмопривода [28].

Регулирующие клапаны – важнейший элемент схемы управления газодобычей. Сбои или остановки в работе регулирующих клапанов могут иметь серьезные последствия для работы всей установки, а также для окружающей среды и ваших производственных показателей. Использование регулирующих клапанов осевого типа Mokveld, на безупречную работу которых можно положиться, поможет сократить производственные простои и расходы на дорогостоящее обслуживание [24].

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Захаров Кирилл Сергеевич

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

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

1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с государственными сметными нормативами
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Расчет сметной стоимости выполняемых работ

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Сметная стоимость работ на установку антипомпажного регулирующего клапана MOKVELD 16" RZD-R ANSI 600
2. Графики сравнения двух клапанов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.05.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		07.05.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Захаров Кирилл Сергеевич		07.05.2020

Сметная стоимость работ на демонтаж регулирующего клапана седельного типа и установку антипомпажного регулирующего клапана MOKVELD 16" RZD-R ANSI 600 в трубопровод газовой магистрали дожимной компрессорной станции.

Государственные элементные сметные нормы. Сборник 25.

Магистральные и промысловые трубопроводы (труба с условным проходом 400мм и толщиной стенки 12мм).

Таблица 18 - Сметная стоимость работ на демонтаж регулирующего клапана седельного типа и установку антипомпажного регулирующего клапана MOKVELD 16" RZD-R ANSI 600

95

## Продолжение таблицы 18

11	01.7.11.07-0181	Электроды с основным покрытием Ø 2,5мм Э42А	т	0,0012	152,4			152,4
12	01.7.11.07-0183	Электроды с основным покрытием Ø 3мм Э50А	т	0,01	1270			1270
13	01.2.03.02-0012	Грунтовка ГТ-760ИН	т	0,0008	64			64
14	14.4.02.09-0302	Краска БТ-177 серебристая	т	0,00022	24,2			24,2
<p>25-05-021-04 Контроль качества сварных соединений труб условным диаметром 300-400мм импульсными рентгеновскими аппаратами</p> <p>Измеритель: стык.</p> <p>Состав работ:</p> <p>01. Внешний осмотр сварного соединения и очистка поверхности сварного шва</p> <p>02. Установка (переустановка) аппарата в рабочее положение, экспонирование стыка</p> <p>03. Переход и перенос оборудования к следующему стыку</p>								
15		Затраты труда рабочих Средний разряд	Чел.-ч	0,8 4		320		320
16		Затраты труда машинистов	Чел.-ч	0,41		164		164
16		Машины и механизмы:						
17	91.17.02-002	Аппараты рентгено-дефектоскопические с толщиной просвечиваемой стали до 25мм	Маш.-ч	0,38				
18	91.17.02-051	Лаборатории для контроля сварных соединений высокопроходимые, передвижные	Маш.-ч	0,41				
19		Материалы:						
20	01.7.07.24	Пленка радиографическая рулонная	м	1,44	752			752
Итого:					1157320,88	12244		1169564,88

**Вывод по разделу:** в данном разделе посчитаны затраты на замену и установку антипомпажного регулирующего клапана MOKVELD 16" RZD-R ANSI 600, а также затраты на последующий контроль качества сварных соединений труб после монтажа клапана, для того чтобы исключить возможные нежелательные утечки перекачиваемого газа.

Несмотря на значительную стоимость клапана, установка его обеспечит более устойчивую и безотказную работу дожимной компрессорной станции, так как клапан фирмы Моквелд имеет ряд преимуществ перед регулирующими клапанами седельного типа (рисунок 38).



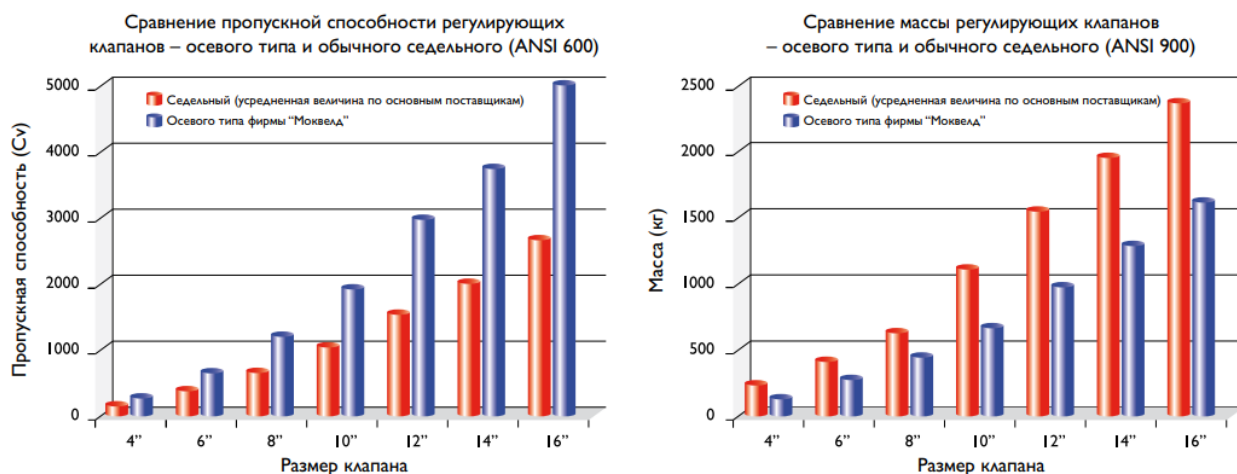


Рисунок 38 – Сравнение пропускной способности и массы осевого и седельного клапанов

### *Высокая пропускная способность*

Благодаря своей конструкции, регулирующие клапаны осевого типа имеют значительно большую пропускную способность, чем обычные седельные, что позволяет применять клапаны меньшего размера. Большую пропускную способность можно также использовать для минимизации перепада давлений на клапане или других целей, например, получения специальных характеристик регулирования, снижения уровня шума, борьбы с кавитацией или расширения диапазона регулирования с учетом будущих изменений параметров технологического процесса.

### *Компактная легкая конструкция*

Клапан осевого типа имеет очень жесткую конструкцию, что в сочетании с относительно небольшими размерами приводов обеспечивает малую массу и компактность. Эти преимущества возрастают с увеличением размера и класса давления клапана, что представляет особый интерес при установке на морских платформах. Клапан требует малой площади для его установки, что позволяет снизить не только риски, связанные с транспортировкой, но и затраты на монтаж и обслуживание.

Клапаны фирмы «Mokveld» постоянно соответствуют изменяющимся потребностям нефтяной и газовой промышленности. Регулирующие клапаны осевого типа с подтвержденными на практике высокими эксплуатационными

характеристиками помогут сократить затраты на дорогостоящее техническое обслуживание, а также потери производственного времени. Эта продукция гарантирует безопасную и надежную работу установки.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Захаров Кирилл Сергеевич

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

**Технологические особенности процесса антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объектом исследования является центробежный компрессор. Модернизация системы компрессорной станции клапаном «Mokveld» для предотвращения помпажа. Рабочей зоной является дожимная компрессорная станция</i></p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой кодекс РФ;</li> <li>– ст. 92 ТК РФ,</li> <li>– ст. 117 ТК РФ,</li> <li>– ст. 147 ТК РФ.</li> <li>– Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;</li> <li>– ФНП N 101.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1. К вредным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума на рабочем месте:</li> <li>– ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования</li> <li>– ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования.</li> <li>– повышенный уровень вибрации:</li> <li>– ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.</li> </ul> <p>2. К опасным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная температура маслосистемы:</li> <li>– ГОСТ 12.2.062 Оборудование производственное. Ограждения защитные.</li> <li>– пожароопасность:</li> <li>– Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о</li> </ul>

	<p><i>требования пожарной безопасности.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– наличие вращающихся механизмов:</li> <li>– СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны (населения):</li> <li>– ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений</li> <li>– защита санитарной зоны:</li> <li>– ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны</li> <li>– СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– пожар:</li> <li>– ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования,</li> <li>– разлив:</li> <li>– ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику:</b>	29.02.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Захаров Кирилл Сергеевич		29.02.2020

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Выпускная квалификационная работа посвящена исследованию помпажных явлений в центробежных компрессорах газоперекачивающих агрегатов, которые используются для компримирования газа. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при работе с центробежным компрессором, входящим в состав ГПА ДКС. В качестве персонала рассматривается машинист технологических компрессоров.

Рабочим местом машиниста является машинный зал газоперекачивающего агрегата.

В обязанности машиниста входит обслуживание щитов управления агрегатного уровня, отдельных технологических компрессоров. Запуск и остановка газоперекачивающих агрегатов, регулирование технологического режима их работы, контроль за работой технологического оборудования. Ремонт компрессоров и их приводов, узлов газовых коммуникаций, аппаратов и вспомогательного оборудования цехов, выявление и устранение неисправностей в работе газоперекачивающих агрегатов. Ведение ремонтных журналов.

Основной целью раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

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

Дожимная компрессорная станция (ДКС) является объектом повышенной опасности для всего персонала. Она также является объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, прошедшие обучение и имеющие допуск к работе оборудования, транспорта. Такие специалисты должны знать, как действовать в нештатных ситуациях и в случаях аварий. Правила безопасного ведения работ регламентируются ФНП N 101 от 12.03.2013 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", который разработан в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 года N 401 "О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору".

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке. Лица женского пола могут привлекаться к проведению отдельных газоопасных работ, предусмотренных технологическими регламентами и инструкциями и допускаемых законодательством о труде женщин. К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда; руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию газового хозяйства и ведение технического надзора, а также

лиц, допускаемых к выполнению газоопасных работ, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию. Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

Вывод: в данном разделе проведен анализ вредных факторов таких как повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации. Выявлены опасные факторы производства: повышенная температура маслосистемы, пожаровзрывоопасность, наличие вращающихся механизмов.

## 5.2. Производственная безопасность

Таблица 19 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенная температура маслосистемы			+	ГОСТ 12.2.062 Оборудование производственное. Ограждения защитные.

Продолжение таблицы 19

Пожароопасность			+	Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
Наличие вращающихся механизмов		+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
Повышенный уровень шума на рабочем месте		+	+	ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования.
Повышенный уровень вибрации			+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.

**Опасные и вредные производственные факторы**

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 могут быть выделены следующие опасные и вредные факторы производственной среды на ДКС при работе с центробежным компрессором:

*Опасные производственные факторы:*

- наличие вращающихся и грузоподъёмных механизмов;
- природный газ, как вещество, образующее в смеси с воздухом взрывоопасную смесь; природный газ, как удушающее вещество;
- высокие температуры и давление рабочего тела, масла, газа при работе оборудования;

*Вредные производственные факторы:*



- шум и вибрация;
- наличие электроустановок;

Воздействие на окружающую среду оказывает выхлопной газ, а также природный газ при не герметичности оборудования, трубопроводов, в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

### **Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.**

На дожимной компрессорной станции основным рабочим органом является привод и центробежный компрессор. На данных агрегатах имеются вращающиеся механизмы. Размещение оборудования, расположение рабочих мест, ширина проездов и проходов предусмотрены в соответствии с нормами технологического проектирования (СН 433-71, ВНТП 01-81) и обеспечивают свободный доступ к оборудованию, безопасное ведение работ (ширина проходов между технологическим оборудованием составляет не менее 0,5 метра). Также в качестве средств защиты необходимо использовать защитные экраны, закрывающие непосредственно рабочие части агрегата по ГОСТ 12.2.062-81.

Причиной пожара может стать утечка газа, дизельного топлива, которые используются в качестве топлива в приводе. В качестве меры профилактики должны использоваться системы контроля загазованности. На компрессорной станции должна предусматриваться система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Также должен быть противопожарный трубопровод с установленными гидрантами. Обязательно наличие огнетушителей на территории компрессорной станции.

Маслосистема представляет собой совокупность трубопроводов, окутывающих центробежный компрессор. Контакт с системой при

работающем агрегате может привести к ожогам различной степени, в зависимости от времени контакта и температуры. В качестве средства защиты необходимо использовать термостойкие перчатки.

Внедрение клапана осевого типа фирмы «Mokveld» требует установку дополнительных датчиков для контроля работы клапана и всей системы в целом. Потребление электроэнергии невелико, следовательно, установка дополнительной молниезащиты и защиты от статического электричества не требуется. Питающее напряжение, необходимое для работы датчиков, мало и в случае возникновения искр является недостаточным для возгорания маслосистемы. Таким образом, дополнительное электрооборудование не является возможной причиной пожара.

#### **Анализ выявленных вредных факторов производственной среды**

Клапан осевого типа фирмы «Mokveld» обеспечивает полную герметичность, следовательно, утечки газа возможны через фланцевые соединения, участки трубопроводов. Особенностью природного газа, такого как метан, является отсутствие цвета и запаха. Для обнаружения утечки необходимо производить одоризацию газа – добавление специальных веществ со специфическим «запахом газа». Предусмотрен периодический контроль качества воздуха на рабочих площадках с отбором проб и их анализом в испытательной лаборатории месторождения.

В зависимости от длительного и интенсивного воздействия шума происходит снижение чувствительности органов слуха, которое выражается временным смещением порога слышимости, исчезающим после прекращения воздействия шума. При большой интенсивности и длительности шума происходят такие необратимые потери слуха, как тугоухость, которая характеризуется постоянной изменой порога слышимости.

Повышенный шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает нарушение сна, раздражение, агрессивность, утомление, способствует психическим заболеваниям.

Также шум влияет на производительность труда. Увеличение уровня шума на 1-2 дБ приводит к снижению производительности труда на 1%.

Пагубное воздействие оказывает даже шум, не ощущаемый ухом человека (находящийся за пределами чувствительности его слухового аппарата): инфразвуки, к примеру, вызывают чувство тревоги, боли в ушах и позвоночнике, а при длительном воздействии сказываются на нарушении периферического кровообращения.

Октавные уровни звукового давления в соответствии с дополнением 4 к СНиП 1.02.01-85 и на рабочих площадках не должны превышать 80 дБ. Однако при работе уровень шума на ДКС может достигать 120 дБ.

Для снижения вредного воздействия шума на организм человека необходимо применение коллективных и индивидуальных средств защиты.

Для локализации источников шума установки предусмотрено расположение оборудования на отдельных технологических площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 внутреннюю часть стен блока, где находится ЦК, следует покрыть шумопоглощающей изоляцией. Также возможно применение звукоизолирующего кожуха непосредственно для центробежного компрессора. В качестве средств индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 у персонала должны быть противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи, либо противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход и прилегающие к нему.

Воздействие вибрации на организм человека может привести к появлению вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата.

Воздействие локальной вибрации на организм человека приводит к головным болям, тошноте; оказывает воздействие на процесс кровообращения и нервные окончания. По ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты

от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь.

### **5.3. Экологическая безопасность**

#### *Защита селитебной зоны*

При строительстве дожимных компрессорных станций, в которых в качестве привода центробежных компрессоров используются газотурбинные установки, газопоршневые, дизельные двигатели, учитываются нормы санитарно-защитной зоны согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Для снижения неблагоприятного воздействия на организм человека и на окружающую среду для станции данная зона составляет 500м. С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми приводами, размещение приводов осуществляется с учетом господствующего направления ветра, чтобы уменьшить попадание веществ, загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону.

#### *Воздействие на атмосферу*

Приводом центробежного компрессора на ДКС является газотурбинная установка, использующая в качестве топлива природный газ, дизельное топливо. В общем случае продукты сгорания данного топлива могут содержать:

- продукты полного сгорания горючих компонентов топлива;
- компоненты неполного сгорания топлива.

Выхлопные газы с продуктами неполного сгорания загрязняют атмосферу. Частицы, содержащиеся в выхлопном газе, наносят вред здоровью человека, попадая в органы дыхания.

Для снижения концентрации вредных веществ выхлопных газов необходима более тщательная подготовка топливного газа, для снижения содержания механических примесей, т.е. его дополнительное очищение.

Антипомпажный клапан обеспечивает газодинамическую устойчивость работы компрессора, не допуская явление помпажа. Это означает, что на единицу сожженного топлива приводом нагнетателя, он совершает большую полезную работу. Это приводит к снижению выброса вредных веществ в атмосферу.

#### *Воздействие на гидросферу*

Возможным воздействием является разлив смазочно-охлаждающих жидкостей, а также отработанного масла поршневого компрессора и двигателя, в случае несоблюдения правил замены жидкостей и их транспортировки.

#### *Воздействие на литосферу*

Работа центробежного компрессора и его привода подразумевает осуществление регулярного технического обслуживания. Замена отработавших материалов и узлов приводит к образованию твердых отходов производства (металлолом, фторопласт, прочий бытовой и технический мусор). Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов.

### **Решения по обеспечению экологической безопасности**

При выполнении работ по наливу, сливу, зачистке транспортных средств и хранилищ следует соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, разработанные для каждого предприятия с учетом специфики производства. Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-15.

При работе с отработанными нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются

установки герметичного налива и слива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

Режим слива и налива нефтепродуктов, конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортирования должны удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93.

Устройства полигонов твердых бытовых отходов должны организовываться в соответствии с СанПиНом 2.1.7.1038-01.

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

Нефтегазодобывающие, газотранспортные предприятия являются источником техногенных чрезвычайных ситуаций, однако на территориях их расположения могут возникать и чрезвычайные явления природного происхождения. Основным документом, регламентирующим пожарную безопасность в РФ, являются Правила противопожарного режима.

Для координации пожарно-профилактической работы на объектах предприятия издается приказ, которым определяются мероприятия по предупреждению и подготовке к тушению природных пожаров; перечень техники, выделяемой для тушения пожаров; разрабатывается порядок взаимодействия с подразделениями пожарной охраны.

Вопросы пожарной безопасности в ООО «Газпром добыча Ямбург» рассматриваются на ежемесячных селекторных совещаниях по охране труда, промышленной и пожарной безопасности под руководством главного инженера. В соответствии с требованиями приказа МЧС РФ от 12 декабря 2007 г. № 645 «Об утверждении Норм пожарной безопасности «Обучение мерам пожарной безопасности работников организаций» проводится работа по обучению персонала мерам пожарной безопасности:

- обучение по программам пожарно-технического минимума;
- проведение инструктажа по пожарной безопасности работникам сторонних организаций, привлекаемых для работы на объектах организации;
- проведение противопожарных инструктажей для работников.

В подразделениях предприятия регулярно проводятся теоретические и практические занятия (тренировки) с добровольными пожарными дружинами, а также практические тренировки по эвакуации людей в случае возникновения пожара на объектах с массовым пребыванием людей.

Защита объектов от пожаров и их пожарно-профилактическое обслуживание осуществляется по договору с отрядом Федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы по Ямало-Ненецкому автономному округу, федеральным казенным учреждением.

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, возникновение которых вероятно при работе ДКС, а также способы их предотвращения, и устранения сведены в таблицу 2.

При всех возникших чрезвычайных ситуациях персонал ДКС, не участвующий в ликвидации последствий, следует эвакуировать. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала ДКС действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Во время чрезвычайных ситуаций на ДКС управление объектами осуществляет комиссия, организуемая на ДКС, под управлением начальника ДКС или сменного диспетчера, или старшего по смене - сменного инженера или начальника цеха. Комиссия обеспечивает эвакуацию людей из зоны аварии, четкую работу специализированных служб ДКС, взаимодействия с подразделениями пожарной охраны, спасательными отрядами и воинскими подразделениями. При возникновении пожара производственный персонал обязан действовать согласно плану ликвидации возможных аварий.

## Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть на объекте

Таблица 20 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на ДКС

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Методы и средства предотвращения ЧС	Мероприятия по локализации
Пожар на территории ДКС	Нарушение правил противопожарного режима	Распространение пожара по всей территории, угроза взрыва оборудования, человеческие жертвы, экологическая катастрофа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- соблюдение правил противопожарного режима</li> <li>- в пожароопасный период необходимо обеспечивать противопожарные мероприятия</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- вызвать пожарную бригаду, при небольших масштабах пожара приступить к его тушению собственными силами до приезда пожарных</li> <li>- в случае воспламенения газа на коммуникациях ДКС и невозможности быстрой ликвидации возгорания – остановка ГТУ со стравливанием газа из всей обвязки ДКС</li> <li>- эвакуировать людей</li> </ul>
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание масла на горячие участки оборудования, проведение пожароопасных работ вблизи масло-объектов	Аварийная ситуация на ГПА, выход из строя системы защиты, пожар.	Контроль за плотностью разъемов маслопроводов, проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи масла на объект
Взрыв природного газа, используемого в качестве рабочего тела ГТУ	Утечка природного газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв с разрушением конструкций укрытия и агрегата, пожар	Постоянный контроль за плотностью тракта, особый контроль при проведении ремонтов, запрет пожароопасных работ при наличии газа в обвязке; планово-предупредительные обследования трубопроводов	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи топливного газа. Расчет остекления помещения нагнетателя.



Продолжение таблицы 19

Разрыв газопровода и утечка газа	Повреждение газопровода	Взрыв, пожар, прерывание транспорта газа	Контроль параметров компримируемого газа, планово-предупредительное обследование трубопроводов	Останов работы ДКС, закрытие арматуры, стравливание газа
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Механические повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация электропотребителей на ГЩУ, и кабелей генератора согласно утвержденным правилам технической эксплуатации	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети энергопотребителей
Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Сильные снегопады, сильный ветер, ураган	Поломка оборудования, взрывопожароопасная ситуация, повреждение линий связи	Прогноз погоды, оповещение персонала	Аварийный останов агрегата, разбор завалов, устранение повреждений
Скачок напряжения, короткое замыкание	Попадание молнии	Выход из строя САР, оборудования, пожар в укрытии ГПА	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов ГПА

Также возможными ЧС на объекте могут быть:

- аварийная остановка при превышении частоты вращения;
- нарушение рабочего режима маслосистемы;
- аварийная остановка при превышении уровня вибрации;
- аварийная остановка при превышении уровня шума;
- аварийная остановка при превышении допустимой температуры деталей компрессора;
- пожар при повреждении системы подачи топлива в привод.

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

Для предупреждения проявления данных чрезвычайных ситуаций необходимо соблюдать график технического обслуживания, текущего и капитального ремонта, для выполнения своевременной затяжки крепежных элементов, проверки работы деталей и механизмов, проверки и замены различных уплотнений, замены масла в маслосистеме, проверке работоспособности различных контрольных датчиков. Необходимо проверять знания и компетентность рабочего персонала, обслуживающего агрегаты на ДКС.

Основной причиной возникновения ЧС при работе ЦК является аварийная остановка при превышении допустимой температуры. В случае, когда антипомпажный клапан открыт, часть компримируемого газа направляется из нагнетательного трубопровода во всасывающий, а так как газ при сжатии нагревается, то при перепуске этого газа нагреваются все элемента компрессора.

В качестве меры защиты от перегрева необходимо обеспечить минимальное время работы клапана в открытом положении, сохранив при этом устойчивость работы. Другой мерой защиты является установка промежуточного аппарата воздушного охлаждения (АВО) между клапаном и всасывающим трубопроводом, чтобы охладить перепускаемый газ.

**Вывод по разделу:** Неправильная эксплуатация антипомпажного клапана, невыполнение требований охраны труда и промышленной безопасности могут нанести значительный вред рабочему персоналу и окружающей среде, так как работа в данной отрасли связана с высоким давлением, температурами, вероятностью падения тяжелых предметов, разгерметизацией сосудов. Поэтому при выполнении любых работ на территории ДКС необходимо соблюдать технику безопасности, в полной мере знать устройство и принцип действия оборудования, иметь средства индивидуальной и коллективной защиты. Регулярно должны проводиться учения ПЛВА (учения по предотвращению и ликвидации возможных аварий), чтобы выработать у сотрудников навыки и умения действий в нештатных ситуациях.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате проведенного исследования были выявлены природа и причины помпажных явлений в центробежном компрессоре, а также разобрана сущность антипомпажного регулирования. Чтобы избежать указанного явления, требуется на всех режимах работы компрессора обеспечить антипомпажное регулирование для поддержания стабильной работы агрегата.

Также найдено решение, позволяющее избежать возникновения помпажа. Решением является внедрение регулирующего клапана.

Преимущества установки этого клапана на пусковом контуре газоперекачивающего агрегата преобладают над значительной стоимостью в силу специфики антипомпажного регулирования. Оптимальной конструкцией регулирующего органа является осесимметричная модель, обладающая высокой пропускной способностью, что особенно важно в такой области, как антипомпажное регулирование компрессоров. Таким образом, полученная система не только выполняет антипомпажную защиту центробежного компрессора, позволяя реализовывать традиционные функции открытия-закрытия клапана в различных режимах работы газоперекачивающего агрегата, но и обеспечивает регулирование по основным параметрам нагнетателя вблизи границы его устойчивой работы, что обеспечивает наибольшую эффективность газоперекачивающего агрегата.

Представленное решение по защите и предотвращению возникновения помпажа позволит избежать пагубное воздействие данного явления, обеспечит длительный срок службы агрегата без остановки функционирования технологического процесса. Это приведет к высокой наработке на отказ, увеличению ресурса, сохранению материалов и материальных средств.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Попов М. В. Исследование помпажа в центробежных компрессорах / М. В. Попов; науч. рук. С. С. Васенин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 652-653].
2. Футин В.А. Определение переменных аэродинамических нагрузок и динамических напряжений, действующих на рабочее колесо центробежного компрессора: диссертация кандидата технических наук. Казанский государственный технический университет им. А.Н. Туполева, Казань, 2006.
3. Кислород [Текст]: Справочник / Под ред. канд. техн. наук Д. Л. Глизманенко. - Москва: Металлургия. Т. 1, ч. 1. - 1967. - 422 с.
4. Справочник машиниста насосных и компрессорных установок. Серебренников В.В., Быков В.В. – Издательство «ТЕХНИКА», Киев, 1970. - 236 с.
5. М.Б. Хадиев, Механизм помпажа в центробежных компрессорах/ М.Б. Хадиев, Н.Х. Зиннатуллин, И.М. Нафиков. – Т. 1. – 2014. – 262-266 с.
6. Е.В. Пугачёв, Исследование воздействия помпажа турбокомпрессора на энергетические характеристики приводного двигателя/ Е.В. Пугачёв, М.В. Кипервассер, А.В. Герасимчук. Сибирский государственный индустриальный университет, Новокузнецк, 2015. – 84-90 с.
7. Попов М. В. Антипомпажное регулирование производительности в центробежных компрессорах / М. В. Попов; науч. рук. Л. А. Саруев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 509-511].

8. Компрессор САС [Электронный ресурс] / Помпаж компрессоров: причины и следствия – Режим доступа: <http://www.blowers.ru/pages/services/pompaj>, свободный. – Дата обращения 05.03.2020 г.
9. Emerson exchange 365 [Электронный ресурс] / статья: Что такое помпаж компрессора? – Режим доступа: <https://emersonexchange365.com/worlds/russia/b/weblog/posts/compressor-surge>, свободный. – Дата обращения 07.03.2020 г.
10. Разработки нефтегазовая промышленность [Электронный ресурс] / Ярослав Евдокимов. Регулирование ГПА: возникающие проблемы и пути их решения, 2009 – Режим доступа: <https://docplayer.ru/45313-Regulirovanie-gpa-voznikayushchie-problemy-i-puti-ih-resheniya.html>, свободный. – Дата обращения 07.03.2020 г.
11. Compressor controls corporation [Электронный ресурс] / Совместные системы автоматического регулирования турбокомпрессорных агрегатов, 2011 – Режим доступа: [http://accontrols.ru/files/upload/page/406/Sistemy\\_avtomaticheskogo\\_regulirovaniya\\_SAR\\_turbokompressornyh\\_agregatov.pdf](http://accontrols.ru/files/upload/page/406/Sistemy_avtomaticheskogo_regulirovaniya_SAR_turbokompressornyh_agregatov.pdf), свободный. – Дата обращения 08.03.2020 г.
12. [Электронный ресурс] / Нищета В.В. Антипомпажное регулирование и защита / Нищета В.В., Овчинников В.П. Трифонов М.Г., Таргонский В.О. – журнал: Нафтогазова промисловість – Режим доступа: [http://masters.donntu.org/2008/fema/brizhitskaya/library/konf\\_7.html](http://masters.donntu.org/2008/fema/brizhitskaya/library/konf_7.html), свободный. – Дата обращения 09.03.2020 г.
13. Михайлов, Д.Я. Расчёт предпомпажных состояний газотурбинной установки / Д. Я. Михайлов. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2009. — № 2 (2). — С. 18-22. — Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/2/136/>, свободный. – Дата обращения: 09.03.2020 г.
14. Neftegaz.RU [Электронный ресурс] / новостная статья: Газпром добыча Ямбург, дочка Газпрома, ввела в эксплуатацию дожимную компрессорную

станцию (ДКС) на Заполярном месторождении; Е. Алифирова – Режим доступа:

<https://neftegaz.ru/news/dobycha/196023-na-zapolyarnom-mestorozhdenii-vvedena-v-ekspluatatsiyu-dozhimnaya-kompressornaya-stantsiya-na-senoma/>, свободный. – Дата обращения 14.03.2020 г.

15. [Электронный ресурс] / Газоперекачивающий агрегат – Режим доступа: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/gazoperekachivayushchij-agregat/>, свободный. – Дата обращения 25.04.2020г.

16. Авторский надзор за выполнением проектных решений по разработке сеноманских газовых залежей Ямбургского НГКМ и Заполярного НГКМ. Этап 2 – Анализ текущего состояния разработки сеноманской залежи Заполярного НГКМ по состоянию на 01.01.2018. технологические показатели разработки сеноманской залежи ЗНГКМ: Отчет о НИР / ТФ ООО «Газпром проектирование»; Руководитель Немков А.В. – Тюмень, 2018.

17. Технологический проект разработки Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения: Отчет о НИР / ООО «ТюменьНИИгипрогаз»; Отв. исполн. Красовский А.В. – Тюмень, 2013.

18. Дополнение к проекту разработки сеноманской газовой залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения: Отчет о НИР / ООО «ТюменьНИИгипрогаз»; Отв. исполн. Лапердин А.Н. – Тюмень, 2009.

19. Актуализация технологических показателей разработки сеноманской залежи Заполярного месторождения: Отчет о НИР / ТФ ООО «Газпром проектирование»; Руководитель Немков А.В. – Тюмень, 2018

20. Свентский С.Ю. Комплексное проектирование геолого-технологических систем добычи газа крупных месторождений: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Свентский Сергей Юрьевич; [Место защиты: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т]. - Тюмень, 2016. - 135 с.: ил.

21. СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем. – Москва, 2007

22. Методические указания ОАО "Газпром" ПР 51-31323949-43-99 Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов
23. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – Москва, 2006.
24. Mokveld [Электронный ресурс] / Надежные регулирующие антипомпажные клапаны быстрого действия – Режим доступа: <https://mokveld.com/ru/page/337>, свободный. – Дата обращения 18.04.2020 г.
25. Mokveld [Электронный ресурс] / Регулирующий клапан осевого типа – Режим доступа: <https://mokveld.com/ru/page/166>, свободный. – Дата обращения 18.04.2020 г.
26. Mokveld [Электронный ресурс] / статья: Регулирующий клапан осевого типа. Конструкция со спрямленным течением среды, отвечающая высоким требованиям – Режим доступа: <http://www.mokveldm.ru/attachments/article/10/1-2.pdf>, свободный. – Дата обращения 18.04.2020 г.
27. [Электронный ресурс] / Конструкция антипомпажного клапана – Режим доступа: <https://helpiks.org/6-83638.html>, свободный. – Дата обращения 20.04.2020 г.
28. [Электронный ресурс] / Регулирующий клапан фирмы "Mokveld Valves" – Режим доступа: <https://studepedia.org/index.php?vol=2&post=57647>, свободный. – Дата обращения 25.04.2020 г.
29. ГЭСН 81-02-25-2017. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Сборник 25. Магистральные и промышленные трубопроводы. – М.: Госстрой, 2017. – 248с.
30. ФНП N 101. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (с изменениями на 12 января 2015 года), 2013. – 112с.