

Жданова Руслана Юрьевна,
студент, кафедра транспорта и хранения нефти и газа,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Zhdanova Ruslana Yuryevna,
Student, Department of Oil and Gas Transportation and Storage,
Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО
АГРЕГАТА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «АРСКАЯ»
MODERNIZATION OF A GAS PUMPING UNIT
AT THE ARSKAYA COMPRESSOR STATION**

Аннотация. В статье представлены технические решения по модернизации газоперекачивающего агрегата компрессорной станции «Арская». Исходная компоновка на базе двигателя НК-36СТ характеризуется снижением фактического КПД, повышенными аэродинамическими потерями во всасывающем тракте, недостаточной производительностью вентиляции, ограниченными возможностями диагностики и несоответствием параметров топливного газа требованиям современного привода. Предложена замена двигателя на АЛ-41СТ-25 с комплексной реконструкцией всасывающего и выхлопного трактов, систем маслообеспечения, топливного и технологического газа, вентиляции, трансмиссии и автоматического контроля. Расчетная эффективная мощность модернизированного агрегата составляет 23,8 МВт, реальный эффективный КПД – около 35 %. Капитальные затраты без НДС оценены в 1,324 млрд руб., эксплуатационные затраты – 363,1 млн руб./год. Реализация проекта повышает энергетическую эффективность, надежность и промышленную безопасность оборудования.

Abstract. The paper presents engineering solutions for modernization of a gas pumping unit at the Arskaya compressor station. The existing configuration based on the NK-36ST engine is characterized by reduced efficiency, increased aerodynamic losses in the intake duct, insufficient enclosure ventilation, limited diagnostic capability and fuel-gas parameters inconsistent with modern drive requirements. The proposed project replaces the engine with an AL-41ST-25 unit and comprehensively upgrades the intake and exhaust ducts, lubrication, fuel-gas and process-air systems, ventilation, transmission and automatic monitoring. The calculated effective power is 23.8 MW and the real effective efficiency is approximately 35%. Capital expenditure excluding VAT is estimated at RUB 1.324 billion, while annual operating costs amount to RUB 363.1 million. The modernization improves energy efficiency, operational reliability and industrial safety.

Ключевые слова: Газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, модернизация, газотурбинный двигатель, энергетическая эффективность, топливный газ.

Keywords: Gas pumping unit, compressor station, modernization, gas turbine engine, energy efficiency, fuel gas.

Введение. Эффективность магистрального транспорта газа в значительной степени определяется техническим состоянием компрессорных станций. На линейных участках газопроводов станции компенсируют падение давления и поддерживают требуемую пропускную способность. При длительной эксплуатации газотурбинных приводов происходит износ проточной части, ухудшение характеристик вспомогательных систем и смещение рабочих точек центробежных нагнетателей, что повышает удельный расход топливного газа и снижает надежность оборудования.



Для компрессорной станции «Арская» характерна эксплуатация агрегатов с наработкой более 50–100 тыс. ч. Фактический КПД приводов может снижаться с исходных 24–29 % до 18–22 %, а давление на выходе станции – до 7,1 МПа при требуемом значении около 7,45 МПа. Дополнительными ограничивающими факторами являются потери полного давления во всасывающем тракте до 1400 Па, локальные перегревы внутри шумотеплозащитного кожуха, отсутствие контроля крутящего момента и недостаточная стабильность систем технологического воздуха и маслообеспечения.

Цель исследования – разработка и технико-экономическое обоснование модернизации газоперекачивающего агрегата КС «Арская». В рамках работы выполнены анализ существующей компоновки, формирование комплекса технических мероприятий, расчет термогазодинамических параметров, оценка капитальных и эксплуатационных затрат, а также анализ экологической и промышленной безопасности.



Рисунок 1. Расположение компрессорной станции «Арская» в газотранспортной системе

Анализ технического состояния существующего агрегата. Существующий газоперекачивающий агрегат построен по классической схеме с газотурбинным двигателем НК-36СТ и центробежным нагнетателем. Работа оборудования происходит при давлении газа на входе 4,5–6,5 МПа и транспортном давлении в магистрали 5,5–7,5 МПа. Изменение расхода и сезонная неравномерность отбора газа приводят к перераспределению нагрузки между параллельно работающими агрегатами и выходу части оборудования из зоны оптимальных характеристик.



Всасывающий тракт не обеспечивает необходимой равномерности поля полного давления. При расходе воздуха около 85,1 кг/с потери достигают 1400 Па, а отсутствие лемнискатного входного устройства способствует образованию вторичных течений и зон отрыва. Выхлопной тракт, рассчитанный на геометрию НК-36СТ, имеет ограниченную способность компенсировать температурные и вибрационные перемещения. Отсутствие точек измерения давления и температуры за силовой турбиной снижает диагностируемость агрегата.

Система вентиляции кожуха с подачей около 12 000 м³/ч на один приточный агрегат не исключает локальных перегревов. Топливный газ подается при давлении до 7,36 МПа без предварительного редуцирования, тогда как современному двигателю требуется около 3,43 МПа. Фильтрация 20 мкм недостаточна для современной камеры сгорания. В системе смазки уровень масла расположен ниже оси двигателя, отсутствует предварительное заполнение магистралей, что создает риск кратковременного масляного голодания при пуске.

Таблица 1

Основные ограничения существующей компоновки ГПА

Система	Существующее состояние	Основной риск	Требуемое решение
Всасывающий тракт	Потери до 1400 Па, неравномерность потока	Снижение устойчивости компрессора	Новая геометрия входа, фильтры, антиротационное устройство
Выхлопной тракт	Несовместимость и недостаточная компенсация перемещений	Вибрация и усталостные повреждения	Новый газоотвод и композитный компенсатор
Вентиляция КШТ	12 000 м ³ /ч	Локальный перегрев	Увеличение расхода до 38 000 м ³ /ч
Маслосистема	Нет предварительного заполнения	Износ подшипников при пуске	Автономный контур и предпусковая прокачка
Топливный газ	5,6–7,6 МПа, фильтрация 20 мкм	Потери при дросселировании и загрязнение форсунок	Редуцирование до 3,43 МПа и фильтрация 5 мкм
Диагностика	Нет датчика момента и ряда измерений	Позднее выявление отклонений	Расширенная САУ и контроль крутящего момента



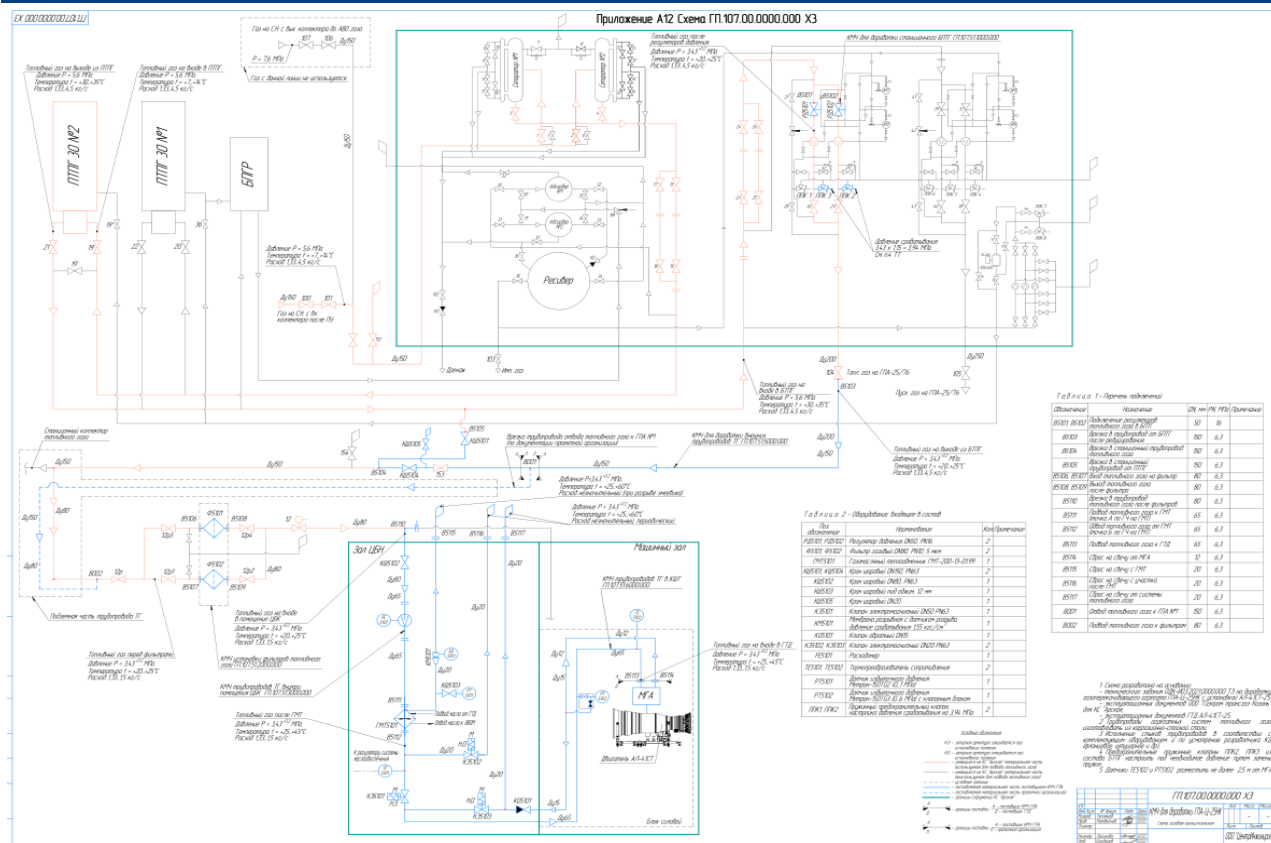


Рисунок 2. Технологическая схема существующего газоперкачивающего агрегата

Технические решения по модернизации. Ключевым решением является замена газотурбинного двигателя НК-36СТ на АЛ-41СТ-25. Переход на современный привод требует не локальной замены двигателя, а системной реконструкции агрегата, поскольку изменяются присоединительные размеры, параметры циклового воздуха, температурный режим, требования к топливному газу, маслу и технологическому воздуху.

Во всасывающем тракте предусматриваются демонтаж существующего конфузора, установка лемнискатного входного устройства, замена второй ступени фильтрации, монтаж защитной сетки с ячейкой 0,8 мм и антиротационного устройства. Эти меры обеспечивают концентрацию пыли не выше 0,3 мг/м³, ограничивают фракционный состав частиц величиной 20 мкм и снижают неравномерность поля давления до допустимого уровня.

Выхлопной тракт оснащается новым газоотводом и композитным компенсатором, воспринимающим температурные и вибрационные перемещения. Устанавливаются линии отбора давления и температуры за силовой турбиной, а также средства контроля выбросов. В трансмиссии применяется новая полумуфта и датчик крутящего момента; проводится балансировка системы «силовая турбина – трансмиссия – нагнетатель» и отстройка критических частот от рабочего диапазона.

Производительность вентиляции шумотеплозащитного кожуха увеличивается до 38 000 м³/ч на каждый приточный агрегат. Маслосистема выполняется автономной, с температурой подачи масла 15–55 °С, тонкостью фильтрации 10–12 мкм и гидравлическими потерями не более 100 кПа. Предусматриваются маслбак выше оси двигателя, предварительное заполнение трубопроводов и сепарация масляных паров.

Топливный газ редуцируется до 3,43±0,2 МПа, очищается до 5 мкм и стабилизируется по температуре в диапазоне 293–333 К с использованием газомасляного теплообменника.



Система технологического воздуха переводится на блок воздуходувок с давлением около 14 кПа и производительностью 11,7 м³/мин с резервированием от стационарного ресивера.

Таблица 2

Комплекс технических мероприятий по модернизации

Подсистема	Мероприятия	Ожидаемый результат
Газотурбинный привод	Замена НК-36СТ на АЛ-41СТ-25	Рост мощности, КПД и ресурса
Воздухозабор	Лемнискатный вход, новые фильтры и антиротационная защита	Снижение потерь и выравнивание потока
Выхлоп	Новый газоотвод, компенсатор и измерительные линии	Снижение вибрационных нагрузок и повышение диагностируемости
КШТ	Рост вентиляции до 38 000 м ³ /ч	Исключение локального перегрева
Маслообеспечение	Автономный контур, предпусковая прокачка, фильтрация	Снижение износа подшипников
Топливный газ	Редуцирование, тонкая фильтрация, теплообменник	Стабильное горение и снижение потерь
САУ	Контроль момента, температур, давлений и выбросов	Раннее обнаружение отклонений

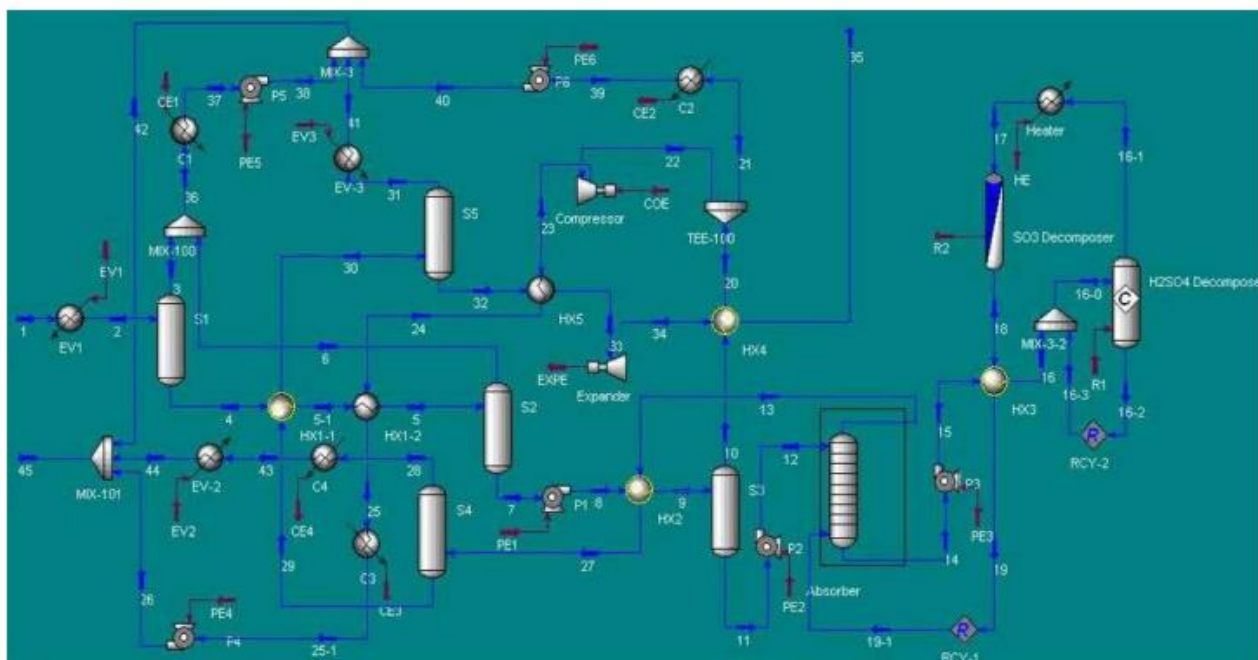


Рисунок 3. Расчетная модель модернизированной технологической схемы

Расчет термогазодинамических параметров. Расчет газотурбинного цикла выполнен с учетом компонентного состава природного газа, в котором доля метана превышает 98 %. Определены газовая постоянная смеси, плотность и расход продуктов сгорания, расход



воздуха, коэффициент избытка воздуха, мощности осевого компрессора и турбин высокого и низкого давления, а также эффективные параметры агрегата.

Эффективная мощность модернизированного ГПА составляет около 23,8 МВт. Идеальный термический КПД расчетного цикла равен 0,61, однако после учета потерь в компрессоре, турбинах, камере сгорания, трансмиссии и вспомогательных системах реальный эффективный КПД составляет около 35 %. Полученный уровень соответствует характеристикам современных газоперекачивающих агрегатов класса 25 МВт.

Таблица 3

Сопоставление ключевых параметров агрегата

Показатель	До модернизации	После модернизации
Тип двигателя	НК-36СТ	АЛ-41СТ-25
Фактический КПД	18–22 %	около 35 %
Эффективная мощность	ниже проектной	23,8 МВт
Давление топливного газа	до 7,36 МПа	3,43±0,2 МПа
Фильтрация топливного газа	20 мкм	5 мкм
Вентиляция КШТ	12 000 м³/ч	38 000 м³/ч

Экономическая оценка проекта. Сметная стоимость модернизации без учета НДС составляет 1 323 926,52 тыс. руб. Основная часть капитальных вложений приходится на оборудование, включая новый газотурбинный двигатель: 1 168 596 тыс. руб., или 88,27 %. Строительные и монтажные работы занимают менее 1 % общей стоимости, поскольку проект реализуется с использованием существующей инфраструктуры. Прочие затраты, пусконаладка, логистика, страхование и надзор составляют 108 170,99 тыс. руб., резерв непредвиденных расходов – 38 560,97 тыс. руб.

Таблица 4

Структура капитальных затрат на модернизацию

Статья капитальных затрат	Стоимость, тыс. руб.	Доля, %
Строительные работы	3 524,68	0,27
Монтажные работы	5 073,88	0,38
Оборудование, включая ГТД	1 168 596,00	88,27
Прочие затраты	108 170,99	8,17
Резерв 3 %	38 560,97	2,91
Итого без НДС	1 323 926,52	100

Годовые эксплуатационные затраты модернизированного агрегата оцениваются в 363,1 млн руб. Топливный газ формирует 288 млн руб., или 79,3 % общей суммы; техническое обслуживание и ремонт – 46,7 млн руб.; персонал – 14 млн руб.; прочие затраты – 14,4 млн руб. При мощности 25 МВт и КПД 0,35 годовой расход топливного газа составляет около 57,6 млн м³.

Повышение КПД на 3–5 процентных пунктов позволяет снизить расход топливного газа на 5–8 млн м³/год, что соответствует прямой экономии около 25–40 млн руб./год. При рассмотрении только топливной составляющей простой срок окупаемости остается длительным – ориентировочно 33–53 года. Поэтому инвестиционный эффект следует оценивать с учетом предотвращенных аварийных остановов, снижения ремонтных затрат, повышения пропускной способности и обеспечения устойчивости транспорта газа.



Таблица 5

Эксплуатационные затраты модернизированного ГПА

Статья эксплуатационных затрат	Значение, млн руб./год	Доля, %
Топливный газ	288,0	79,3
ТО и ремонт	46,7	12,9
Персонал	14,0	3,9
Прочие	14,4	3,9
Итого	363,1	100

Экологическая и промышленная безопасность. Основное воздействие на окружающую среду при модернизации связано со строительными-монтажными работами, сваркой, работой техники, обращением с демонтированным оборудованием, маслами и загрязненными материалами. Проектом предусматриваются локализация мест хранения отходов, предотвращение попадания нефтепродуктов в грунт и водные объекты, применение исправной техники, пылеподавление и производственный экологический контроль.

После ввода модернизированного агрегата снижение удельного расхода топливного газа обеспечивает уменьшение массы продуктов сгорания на единицу транспортируемого газа. Расширенный контроль параметров горения и выбросов позволяет своевременно выявлять отклонения. Трассировка топливных трубопроводов в помещении категории А с герметичными проходками, применение предохранительных клапанов, газоанализа, аварийного отключения и вентиляции повышают взрывопожарную безопасность.

При проведении работ оборудование полностью освобождается от газа, давление снижается до атмосферного, полости продуваются азотом, а огневые работы выполняются по наряду-допуску. Для технологических трубопроводов категории «В» предусматривается сплошной радиографический и ультразвуковой контроль сварных соединений. Персонал обеспечивается средствами индивидуальной защиты, а грузоподъемные и монтажные операции выполняются по утвержденным технологическим картам.

Заключение. Выполнен комплексный анализ технического состояния газоперекачивающего агрегата компрессорной станции «Арская». Установлено, что существующая компоновка на базе НК-36СТ не обеспечивает требуемых показателей эффективности и диагностируемости из-за аэродинамических потерь, недостаточной вентиляции, несовершенства топливной и масляной систем и отсутствия контроля механических нагрузок.

Предложена замена двигателя на АЛ-41СТ-25 с реконструкцией взаимосвязанных технологических систем. Модернизированный агрегат имеет расчетную эффективную мощность 23,8 МВт и КПД около 35 %. Мероприятия обеспечивают снижение потерь во всасывающем и выхлопном трактах, стабильное маслообеспечение, подготовку топливного газа до требуемых параметров, эффективное охлаждение и расширенный автоматический контроль.

Капитальные вложения без НДС составляют 1,324 млрд руб., годовые эксплуатационные затраты – 363,1 млн руб. Прямая экономия топливного газа оценивается в 25–40 млн руб./год. Несмотря на длительный срок окупаемости по топливной составляющей, проект имеет системное значение, поскольку повышает надежность оборудования, снижает риск аварийных остановов и обеспечивает устойчивые режимы транспорта газа.

Список литературы:

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.



2. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации.
3. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.
4. ГОСТ Р 55472-2013. Газ природный. Технические условия.
5. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. 544 с.
6. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов. Санкт-Петербург: Недра, 2008. 488 с.
7. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов: справочное пособие. Москва: Недра.
8. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
9. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
10. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 17.2.3.02-2014. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ.
12. СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
13. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.
14. Aspen HYSYS. User Guide. Process Modeling and Simulation.
15. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.

