

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА И ГАЗОТУРБИННОГО ПРИВОДА

Селянская Е.Л.¹, Шайдурова Г.И.²

¹Публичное акционерное общество, Научно-производственное объединение «Искра», Пермь;

²Пермский национальный исследовательский университет, Пермь

Ключевые слова: центробежный компрессор, газотурбинная установка, газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, граница устойчивости, область допустимых режимов.

Аннотация. В статье обозначена проблема оценки работы газоперекачивающего агрегата по характеристикам газотурбинного привода и центробежного компрессора в изолированном состоянии без учета влияния друг на друга и, как следствие, возникновение риска нарушения работоспособности газоперекачивающего агрегата. Показано, что если учитывать образование системы «привод-компрессор» с границей устойчивой работы газоперекачивающего агрегата в качестве основной характеристики газоперекачивающего агрегата, то контроль положения его рабочего режима относительно границы устойчивости сокращает потери перекачиваемого газа при внеплановых пусках и остановках со стравливанием газа. Приведен пример получения положительного результата испытаний центробежного компрессора на компрессорной станции при пересчете параметров режимов работы к условиям технического задания и технических условий при фактической неработоспособности газоперекачивающего агрегата на плановых режимах. Показано, что пересчету должны подлежать характеристики центробежного компрессора и газотурбинной установки, а не параметры рабочих режимов.

INTERPRETATION OF TECHNICAL PARAMETERS OF A CENTRIFUGAL COMPRESSOR SYSTEM AND GAS TURBINE DRIVER SYSTEM

Selyanskaya E.L.¹, Shaidurova G.I.²

¹Public Joint Stock Company "Scientific and Production Association "Iskra", Perm;

²Perm National Research University, Perm

Keywords: centrifugal compressor, gas turbine driver, gas pumping unit, compressor station, stability boundary, permissible operating.

Abstract. The article highlights the problem of evaluating the performance of a gas pumping unit based on the characteristics of the gas turbine drive and centrifugal compressor in isolation, without accounting for their mutual influence, which creates a risk of gas pumping unit malfunction. It is demonstrated that, considering formation of a "drive-compressor" system with a defined gas pumping unit stability boundary, the gas pumping unit operating mode control relative to this boundary results in a reduction of gas losses during unscheduled startups and shutdowns. An example is provided where centrifugal compressor tests at a compressor station yielded a positive result when operating parameters were recalculated to match technical requirements and industry standards, despite the actual inoperability of the gas pumping unit under regular operating conditions. It is shown that, rather than the operating mode parameters, the characteristics of the centrifugal compressor and the gas turbine unit must be subject to recalculation.

В Единой системе газоснабжения РФ более 4 000 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинными установками (ГТУ) и центробежными компрессорами (ЦБК) обеспечивают компримирование перекачиваемого газа для перемещения его между компрессорными станциями (КС) магистральных

газопроводов или между оборудованием технологических линии нефтегазоперерабатывающих компаний и др.

Практически все ГПА функционируют не в полном диапазоне паспортных параметров. Причиной этого отклонения эксплуатационных параметров ГПА от заявленных значений является зависимость характеристик ГТУ и ЦБК от условий эксплуатации [1, 2], уникальных для каждого объекта. На рисунке 1 показана динамика изменения климатических параметров и параметров газовой сети в течение года.

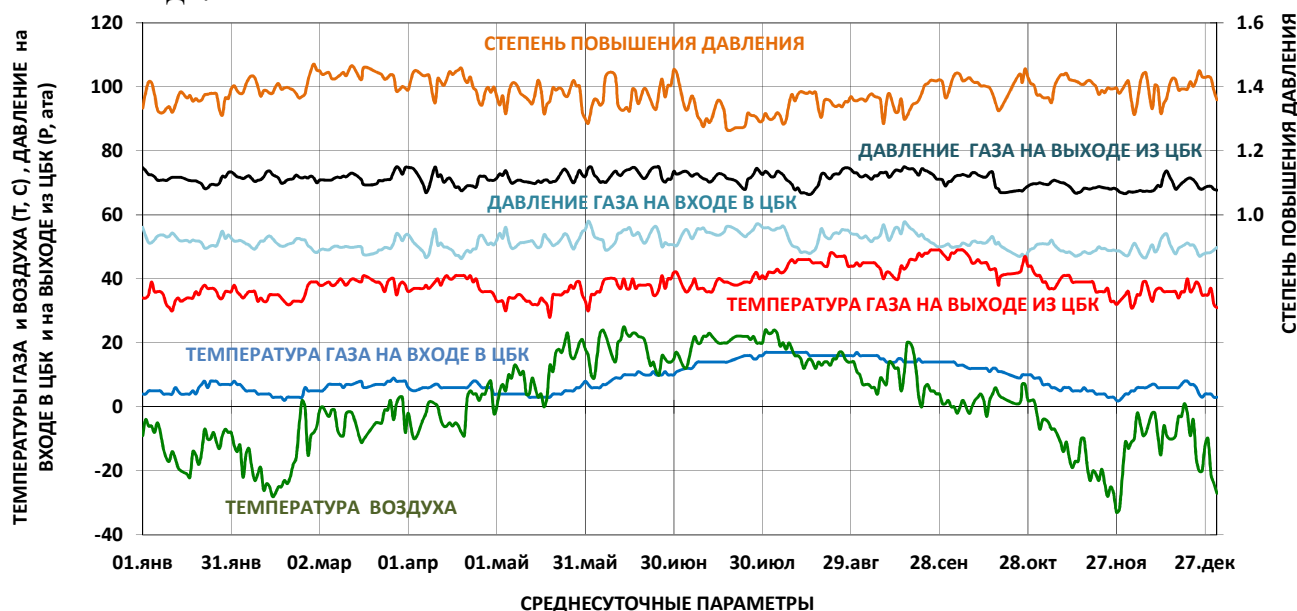


Рис. 1. Изменение среднесуточных параметров на линейной КС

При искусственном обеспечении на месте эксплуатации постоянных климатических условий, можно снизить влияние сезонных колебаний воздуха на располагаемую мощность ГТУ. В естественных условиях изменение климатических параметров приводит к изменению параметров ГПА, восстанавливаемых после окончания воздействия. Параллельно развивается процесс изменения характеристик оборудования из-за загрязнения и износа деталей и узлов проточных частей, восстановление которых невозможно без мероприятий по техническому обслуживанию и ремонтных работ (ТОиР).

Если принять во внимание тот факт, что при сборке турбоблока образуется основная функциональная система ГПА - система «привод-компрессор» (СПК), то следует учитывать наличие собственных свойств и атрибутов, характерных для каждого из них.

СПК не является поставочной единицей высокой заводской готовности, и не может быть испытан вне ГПА. Система не наследует в совокупности характеристики ЦБК и ГТУ, а имеет свои собственные. Основной характеристикой системы является граница области допустимых режимов (ОДР) СПК (граница устойчивой работы ГПА), внутри которой ЦБК и ГТУ должны быть взаимосогласованы (по мощности и частоте вращения роторов), и могут устойчиво работать на продолжительных режимах. За пределами ОДР СПК на длительных режимах устойчивая работа ГПА не гарантирована. ОДР СПК образуется на пересечении полей допустимых режимов газодинамических характеристик (ГДХ) ЦБК и теплотехнических характеристик (ТТХ) свободной турбины (СТ) ГТУ.

Граница устойчивости, наследуя свойства ГТУ и ЦБК, зависит от условий эксплуатации. Знание её фактического положения в произвольный момент времени позволяет сократить количество внеплановых пусков и вынужденных остановов ГПА.

Интерпретация оборудования турбоблока, как единой функциональной системы, позволяет оценивать положение рабочего режима относительно ОДР, а также, оценивать эффективность совместной работы ЦБК и ГТУ на текущем режиме, включая резервы повышения эффективности.

На рисунке 2 проиллюстрировано положение ОДР СПК на полях газодинамических характеристик ЦБК и нагрузочных характеристик ГТУ в изолированном состоянии.

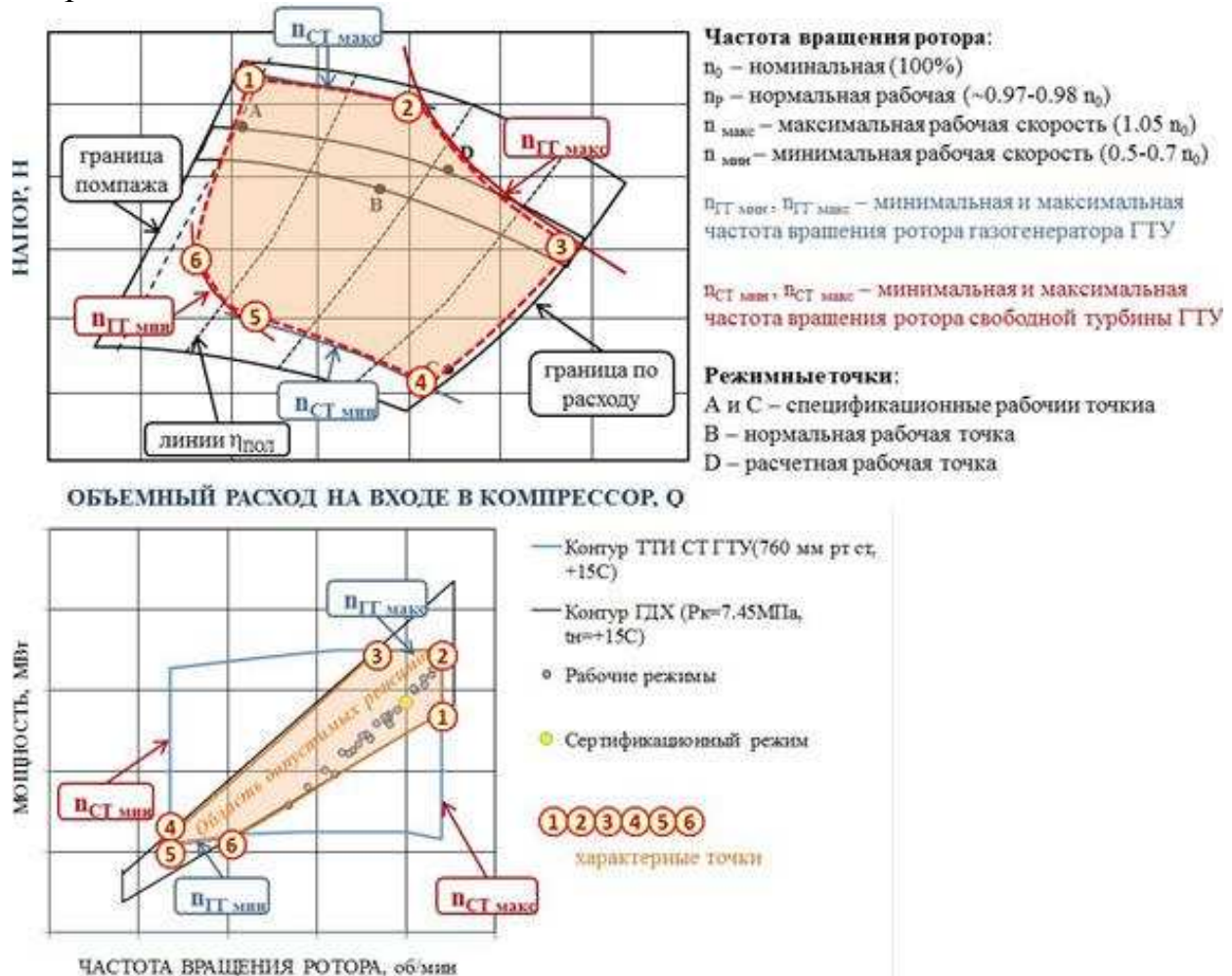


Рис. 2. Положение области допустимых режимов на поле газодинамических характеристик (ГДХ) ЦБК и теплотехнических характеристик (ТТХ) СТ ГТУ

Граница устойчивой работы формируется из отрезков ограничивающих линий максимальной и минимальной частот вращения роторов газогенератора и свободной турбины ГТУ, а также, границ «помпажа» и «запирания» ЦБК с учетом отступа внутрь ОДР от каждого отрезка на величину, равную отступлению от аварийных значений в системе блокировок и защит ГПА. Отрезки границы устойчивости соединяются между собой в шести характерных точках (ХТ). Зависимость характеристик ЦБК и СТ ГТУ от внешних условий приводит к динамическому изменению местоположения и формы границы устойчивости на координатной плоскости (рис. 3).

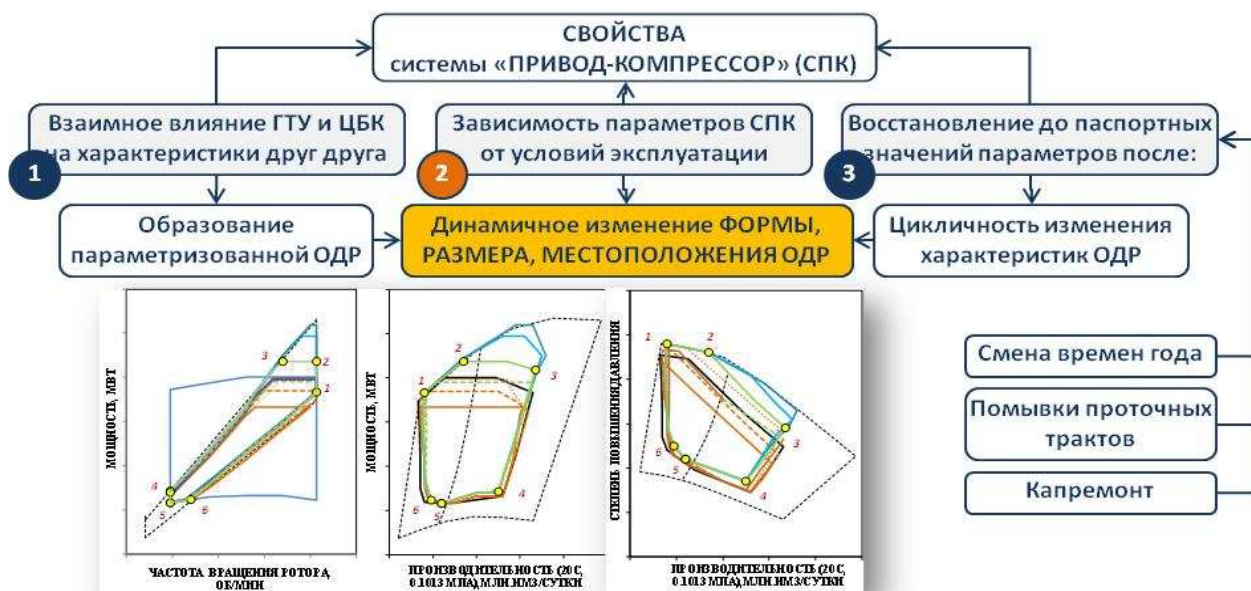


Рис. 3. Свойства системы «привод-компрессор»

В настоящее время методическая, нормативная и техническая документация на ГПА СПК не рассматривает. Характеристики оборудования рассматриваются по-отдельности в изолированном состоянии без учета взаимного влияния [3].

В случае нарушения работоспособности ГПА вероятность нахождения «проблемного» режима, на котором ГПА был остановлен, за пределами границ устойчивой работы ГПА рассматривается без учета фактического местоположения границы системы «привод-компрессор», относительно границы поля характеристик изолированного ЦБК и/или СТ ГТУ. Не всегда учитывается и деградация характеристик от загрязнения и износа.

В такой ситуации возникают риски нарушения работоспособности ГПА, связанные с выходом рабочего режима за пределы границы устойчивой работы ГПА и/или не способностью обеспечить ГПА работу на плановых режимах.

В первом случае проблема связана с отсутствием контроля контура границы ОДР СПК. Каждая из ограничительных линий, формирующих линию границы устойчивости, в САУ ГПА контролируется во всем диапазоне параметров характеристики СТ ГТУ или ЦБК в изолированном состоянии. При этом не учитывается, что рабочий режим может находиться с «внутренней» стороны ограничивающей линии, но уже после пересечения ее со смежной ограничивающей линией в характерной точке (рис. 4) вне ОДР СПК.

Во втором случае риски неспособности обеспечить плановые режимы связаны с неполноценным учетом влияния сезонных факторов и деградации характеристик оборудования или с некорректно выполненной процедурой пересчета параметров оборудования и режимов работы на новые условия.

Существующая практика приведения газодинамических характеристик компрессора, режимов газовой сети и теплотехнических характеристик свободной турбины ГТУ к условиям ТУ не позволяет корректно оценить работоспособность ГПА в условиях эксплуатации. Параметры газовой сети на входе и выходе ЦБК (температура газа – плюс 15°C, давление нагнетания, состав газа типовой) чаще всего относятся к стандартизованным типорядам [1, 2] и отличаются от параметров режимов работы ГПА. Для проверки обеспечения работы на плановых режимах их

параметры пересчитывают к температуре, давлению и составу газа, при которых получена ГДХ ЦБК в ТЗ (или ТУ).

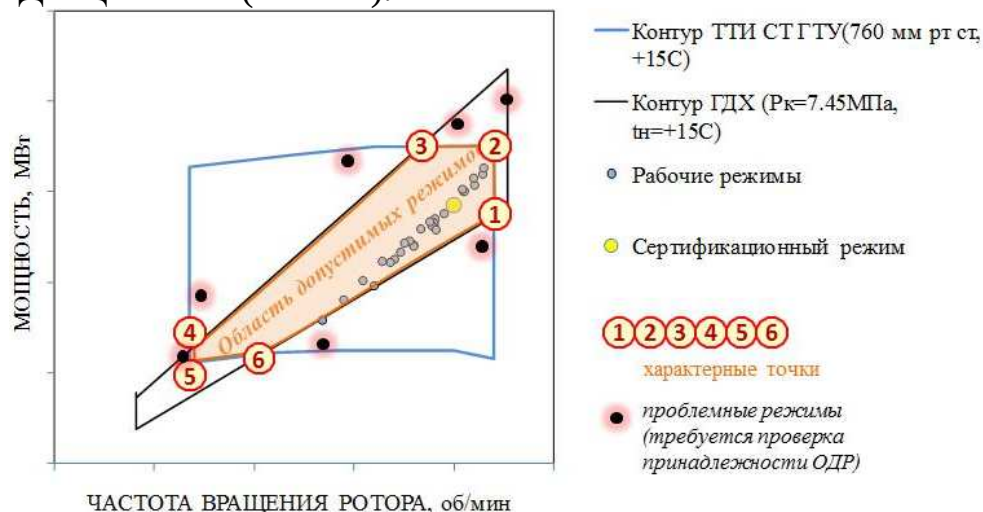


Рис. 4. Риск выхода за пределы ОДР СПК

Параметры воздуха: при стандартных атмосферных условиях по ГОСТ Р 52200: (температура плюс 15°C , давление 0.1013 МПа, влажность 60%, далее по тексту «СУ») одинаковы для всех приводов на базе авиационных конвертированных газотурбинных двигателей и позволяют сравнивать характеристики ГТУ в изолированном состоянии между собой без дополнительного пересчета.

В результате на пересечении приведенных таким образом характеристик фактических привода и компрессора образуется ОДР, смещенная по отношению к ОДР на режимах работы ГПА (рис. 5). Приведенный режим работы тоже не иллюстрирует потенциальную возможность отклонения от заданных зазчиком условий работы.

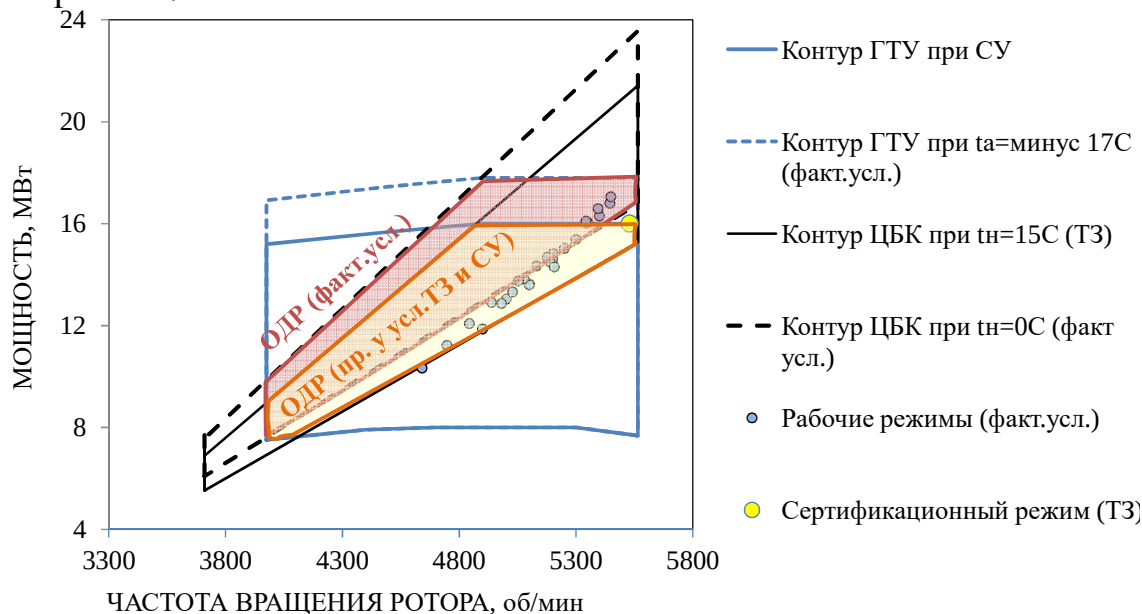


Рис. 5. Смещение ОДР от фактического положения в зону приведенных режимов

Для проверки обеспечения работоспособности на отдельном режиме или для группы режимов с незначительным разбросом параметров целесообразно пересчитывать параметры ГТУ и ЦБК на параметры условий эксплуатации. Это

позволит снизить возможность возникновения рисков рассогласования СПК по мощности и частоте вращения ротора с тремя видами последствий (рис. 6):

1. ОДР может не образоваться из-за отсутствия общих для ЦБК и СТ ГТУ диапазонов работы;
2. ОДР может образоваться в неэкономичной зоне работы для ЦБК и ГТУ;
3. Плановый режим может находиться за пределами ОДР СПК.



Рис. 6. Риски неработоспособности ГПА при не учете условий эксплуатации

Пример невыполнения требований Заказчика по причине рассогласования параметров ГТУ и ЦБК в условиях эксплуатации компрессорной станции. На рисунке 7 показаны ОДР СПК применительно к условиям работы линейной КС ООО «Газпром-Трансгаз Чайковский» где в ГПА функционирует турбоблок «ПС-90ГП2 с Н 235-21-1» [4, 5, 7].

По данным эксплуатирующей организации ГПА с существующим турбоблоком не обеспечивает заявленный в ТЗ режим работы с расходом через ЦБК (Q) 35 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$ и степенью повышения давления (ϵ) 1.45 при рабочем давлении газопровода 7,45 МПа. На момент предоставления данных (ноябрь 2022 г.) режим работы ГПА соответствовал следующим параметрам $Q = 28,5$ млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$ и $\epsilon = 1,31$ (рис. 7, характеристика справа, оси координат: верхняя горизонтальная и правая вертикальная) при частоте вращения ротора 4450 об/мин.

Установлено, что заявленный в ТЗ режим работы для существующих турбоблоков не может быть обеспечен даже при условиях СУ (без учета высоты расположения КС над уровнем моря) из-за недостаточного уровня характеристики ЦБК по напорности в требуемом диапазоне производительности и недостаточной мощности ПС-90ГП2 [6] в области рабочих режимов ЦБК (низкий политропный КПД ($\eta_{\text{пол}}$) и высокая потребляемая мощность $N_{\text{потр}}$).

Для обеспечения режима, соответствующего ТЗ, необходим привод в классе мощности 18 МВт или форсирование мощности существующего привода. Зафиксированный при функционировании режим соответствует пределу располагаемой мощности привода. Расчет проведен без учета деградации характеристик ГТУ и ЦБК, наработка которых после капитального ремонта по

факту составила 16 645 и 2 346 часов, соответственно. Снижение располагаемой мощности ГТУ-16П было компенсировано при влиянии отрицательных температур воздуха в районе КС.

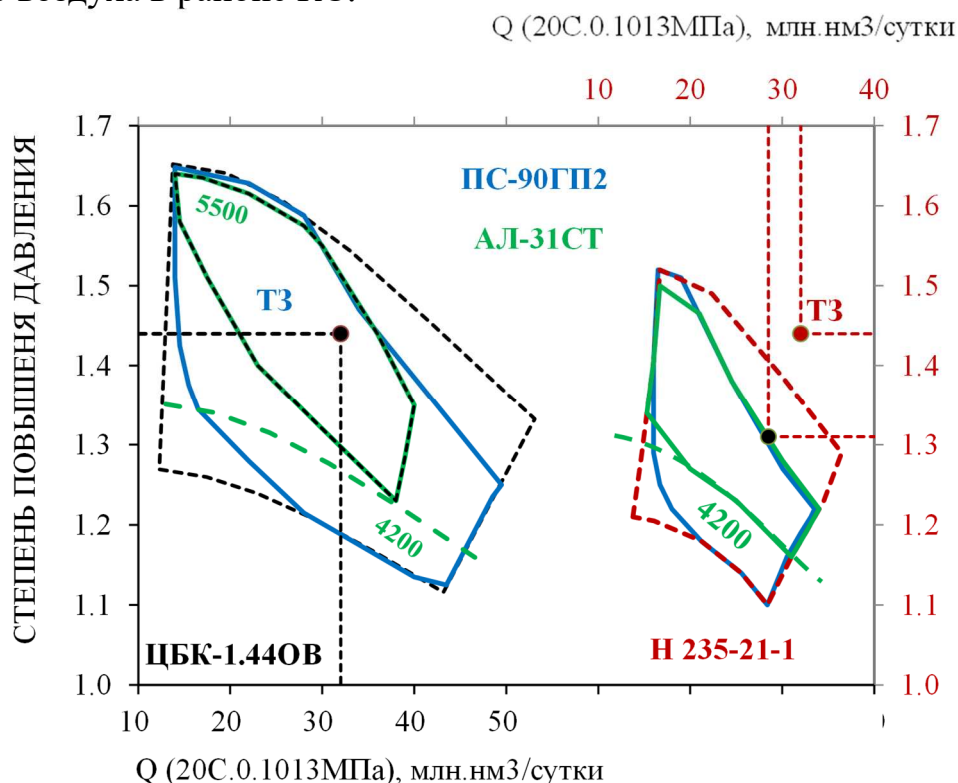


Рис. 7. ОДР СПК ЦБК-1.44ОВ и Н-235-21-1 с приводами ПС-90ГП2 (3710-5565 об/мин, синий контур) и АЛ-31СТ (4200-5500 об/мин,зеленый контур), контуры турбоблоков с Н 235-21-1 в правой части графика, с ЦБК-1.44ОВ в левой части графика

Следует отметить, что ЦБК и ГТУ прошли полный цикл заводских испытаний и испытаний в ходе ПНР на КС.

Причиной того, что при испытаниях не выявили ограничение по параметрам рабочих режимов на КС является установившаяся практика разделения процедур подтверждения характеристик оборудования (автономно ЦБК и ГТУ) при вводе ГПА в эксплуатацию. Полученные при испытаниях параметры пересчитывались на условия ТЗ по параметрам газовой сети для ЦБК и к условиям ТУ для ГТУ. В качестве границы устойчивой работы конкретного турбоблока тестируется только граница помпажа ЦБК. Диапазон фактических параметров в области допустимых режимов ГПА не определяется не на этапе выдачи требований ТЗ, ни на этапе ввода в эксплуатацию и крайне редко оценивается при анализе нештатных ситуаций.

Приведение характеристик ЦБК к требованиям ТЗ, а характеристик ГТУ к ТУ, и подтверждение соответствия ТЗ/ТУ может создать иллюзию выполнения требований ТЗ на ГПА при факте их невыполнения.

На рисунке 7 показан пример рассмотрения альтернативных вариантов комплектации турбоблока: «АЛ-31СТ с Н 235-21-1», «ПС-90ГП2 с ЦБК-1.44ОВ[6]», «АЛ-31СТ с ЦБК-1.44ОВ». При использовании ЦБК Н 235-21-1 [7] с любым приводом диапазон работы турбоблока по расходу через ЦБК не изменяется, степень повышения давления ЦБК по верхней границе ОДР СПК не увеличивается.

При замене компрессора Н 235-21-1 на компрессор ЦБК-1.44ОВ[6], работающий в более широком диапазоне по расходу и имеющий более напорную характеристику с более высоким политропным КПД (более 0.9), можно обеспечить режим со степенью повышения давления 1.44 в соответствии с рекомендуемой ПАО «Газпром» [9] параметрическим рядом и с расходом 32-35 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$. При этом максимальный расход обеспечивается при максимальной частоте вращения газогенератора на границе ОДР. На этих режимах ЦБК-1.44ОВ работоспособен как с приводом ПС-90ГП2[5], так и с приводом АЛ-31СТ [8]. Но в следствие того, что диапазон частот вращения ротора СТ у АЛ-31СТ меньше и минимальная мощность больше, чем у ПС-90ГП2, площадь ОДР с АЛ-31СТ в ~2 раза меньше, чем ОДР с ПС-90ГП2. В ОДР с ПС-90ГП2 в части, совпадающей с ОДР с АЛ-31СТ, градиенты снижения эффективного КПД ПС-90ГП2 и АЛ-31СТ практически одинаковы, в остальной части работа турбоблока неэффективна из-за низких значений КПД двигателя и компрессора. Если рабочие режимы могут быть обеспечены турбоблоком с приводом АЛ-31СТ, то для выбора между приводами необходимо рассчитать интегральную величину расхода топливного газа и применить другие критерии оценки эффективности турбоблока.

В заключение следует отметить:

1. Для устойчивой и надежной работы ГПА необходимо определять не только положение границы помпажа, а всей границы устойчивой работы в произвольный момент времени.
2. При вводе в эксплуатацию необходимо в дополнение к помпажным тестам снимать границу устойчивой работы в характерных точках.
3. Полученные при испытаниях параметры рабочих режимов некорректно пересчитывать к условиям, при которых введены в ТЗ/ТУ характеристики ЦБК и ГТУ.
4. Для подтверждения выполнения требований заказчика по обеспечению рабочих режимов целесообразно ГДХ ЦБК привести к параметрам газовой сети, а характеристики СТ ГТУ к соответствующим параметрам атмосферного воздуха.

Список литературы

1. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 286 с.
2. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. Введ. 2006-07-03. – М.: ИЦР Газпром, 2005. – 198 с.
3. Р Газпром 2-3.5-1107-2017. Методика проведения удаленной параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей текущего технического состояния газоперекачивающих агрегатов без изменения режима их эксплуатации. Введ. 2017-11-07. – СПб.: ООО «ИРЦ Газпром», 2018. – 101 с.
4. Селянская Е.Л., Касьянов С.В. Дурыманов О.В. Повышение энергоэффективности транспорта газа за счет снижения стоимости жизненного цикла компрессорного оборудования. Часть 2 // Газовая промышленность. – 2025. – №12(891). – С. 39-46.
5. ТУ 83-00-802ТУД. Двигатель ПС-90ГП-2. Изготовление, контроль, приемка и поставка двигателей заказчику // АО «ОДК-Авиадвигатель», АО «ОДК-Пермские моторы». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://perm-motors.ru>.
6. Патент №2700462 РФ. Компрессор с осевым входом / А.А. Макаров, Ю.П. Ерышкин, С.В. Касьянов, С.В. Женихов. – Заявка №2018133395 от 20.09.2018; опублик. 17.09.2019.

7. ТУ 3647-069-07504034–2002. Агрегаты газоперекачивающие типа ГПА-16РП «Урал» // ПАО НПО «Искра»: офиц. сайт. URL: <https://npoiskra.ru>. Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.
8. 29.02.ТУ. Технические условия на поставку двигателей АЛ-31СТ мощностью 16 МВт. 28.02ТУ Четвертая редакция // ОКБ им. А.Люльки- филиала ПАО «ОДК-УМПО», 2023 г.
9. СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-138-2007. Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам. Введ. 2008-01-21. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 64 с.

Сведения об авторах:

Селянская Елена Леонидовна – главный специалист проектного отдела по разработке компрессоров;

Шайдунова Галина Ивановна – д.т.н., профессор кафедры МКМК, заслуженный технолог России, академик РАКЦ.